

IPLOM

**AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
SCHEDA E REV. 1: MODALITA' DI
GESTIONE DEGLI ASPETTI
AMBIENTALI E PIANO DI
MONITORAGGIO**

IPLOM S.P.A., RAFFINERIA DI BUSALLA, BUSALLA (GE)

***IPL*OM**

**AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ALLEGATO E.4 REV.1: PIANO DI
MONITORAGGIO E CONTROLLO**

*IPL*OM S.P.A., RAFFINERIA DI BUSALLA, BUSALLA (GE)

INDICE

INTRODUZIONE	1
PREMESSA	2
FINALITÀ DEL PIANO	3
1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA	4
1.1 DESCRIZIONE DEL PROCESSO PRODUTTIVO	5
1.2 QUADRO SINOTTICO DELLE ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	6
2. CONDIZIONI GENERALI VALIDE PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	8
2.1 OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO	8
2.2 FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI	8
2.3 MANUTENZIONE DEI SISTEMI	8
2.4 EMENDAMENTI AL PIANO	8
2.5 OBBLIGO DI INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI	9
2.6 ACCESSO AI PUNTI DI CAMPIONAMENTO	9
2.7 STAZIONI DI RILEVAMENTO DATI METEOROLOGICI	9
3. OGGETTO DEL PIANO	11
3.1 COMPONENTI AMBIENTALI	11
3.1.1 <i>Materie prime e prodotti finiti</i>	11
3.1.2 <i>Consumo di risorse idriche</i>	18
3.1.3 <i>Consumo di energia e combustibili</i>	20
3.1.4 <i>Emissioni in aria</i>	22
3.1.5 <i>Emissioni in acqua</i>	33
3.1.6 <i>Rumore</i>	40
3.1.7 <i>Rifiuti</i>	41
3.1.8 <i>Suolo e acque sotterranee</i>	47
3.2 GESTIONE DELL'IMPIANTO	48
3.2.1 <i>Controllo fasi critiche e manutenzione</i>	48
3.2.2 <i>Indicatori di prestazione</i>	50
4. RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	53
4.1 SOGGETTI CHE HANNO COMPETENZA NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	53
4.2 ATTIVITÀ A CARICO DEL GESTORE	53
4.3 ATTIVITÀ A CARICO DELL'ENTE DI CONTROLLO	53

INDICE DEGLI ALLEGATI

- Allegato I - Protocollo di Monitoraggio Acque
- Allegato II - Metodiche analitiche monitoraggio Acque
- Allegato III - Protocollo di Monitoraggio Acque di Falda
- Allegato IV – P11.10 – Protocollo di monitoraggio Emission Trading
- Allegato V - Mappa dei punti di misura esterni alla raffineria
- Allegato VI - PARAMETRI OPERATIVI CRITICI – MOD.051
- Allegato VII - Continuous Emission Monitoring System (CEMS)
- Allegato VIII - Predictive Emission Monitoring System (PEMS)

INDICE DELLE TABELLE

Tabella C1 – Materie prime	12
Tabella C2 – Prodotti finiti.....	17
Tabella C3– Risorse idriche	19
Tabella C4– Energia	21
Tabella C5– Combustibili.....	21
Tabella C6–1 – Punti di emissioni convogliate	24
Tabella C6–2 – Inquinanti monitorati e metodi standard di riferimento.....	25
Tabella C7 – Sistema di trattamento fumi: controllo del processo	28
Tabella C8 - Emissioni diffuse.....	30
Tabella C9 - Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili.....	32
Tabella C10-1 – Scarichi idrici.....	35
Tabella C10-2 – Inquinanti monitorati e metodi standard di riferimento.....	37
Tabella C10-3 – Sistema di trattamento acque (Unità Sour Water Stripper – 1300, Trattamento reflui - 1600)	38
Tabella C11–1 - Aree di deposito temporaneo rifiuti	42
Tabella C11-2 – Controllo rifiuti prodotti.....	43
Tabella C12 – Acque sotterranee	47
Tabella C13 – Monitoraggio degli indicatori di performance.....	51
Tabella C14 - Soggetti che hanno competenza nell'esecuzione del Piano.....	53
Tabella C15 – Attività a carico dell'Ente di controllo	53

INTRODUZIONE

Il presente documento contiene una sintesi delle misure tecniche, organizzative e procedurali, adottate per la gestione del monitoraggio delle emissioni provenienti dalla Raffineria Iplom di Busalla. Il sistema sviluppato prevede il monitoraggio delle emissioni in atmosfera, degli scarichi idrici, del rumore, dei rifiuti e infine del sottosuolo. Questo Piano di Monitoraggio e Controllo (di seguito "Piano") si inserisce nel contesto per la predisposizione delle istanze di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), secondo i criteri fissati dalle linee guida emanate sulla materia e le prescrizioni della normativa applicabile.

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è sviluppato secondo il Decreto legislativo 18.2.2005, No. 59 (DLgs 59/2005) "*Attuazione Integrale della Direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento*" (Gazzetta Ufficiale No. 93 del 22.4.2005, Supplemento Ordinario No. 72), per la Raffineria di proprietà di Iplom S.p.A., ubicata nel comune di Busalla (di seguito "la Raffineria"). La Raffineria oggetto delle presente Autorizzazione è classificato come attività IPPC No. 1.2 di Raffinerie di Petrolio e di gas.

La sede della Raffineria è a Busalla, Via Carlo Navone 3B, CAP 16012, Provincia di Genova.

Il presente Piano di Monitoraggio è stato redatto in accordo alle Linee Guida "Sistemi di Monitoraggio" (Gazzetta ufficiale No. 135 del 13.6.2005, Decreto 31.1.2005 "*Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecnologie disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372*") e alle Linee Guida APAT "Il contenuto minimo del piano di monitoraggio e controllo" (Febbraio 2007).

FINALITÀ DEL PIANO

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo contiene le misure tecniche, organizzative e procedurali adottate per la gestione del monitoraggio delle emissioni provenienti dalla Raffineria come richiesto dall'Art. 7 (condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale), punto 6 (requisiti di controllo) del D.Lgs. 59/2005.

Il sistema sviluppato prevede il monitoraggio delle materie prime e dei prodotti, dei consumi energetici, delle emissioni in atmosfera, degli scarichi idrici, del rumore, dei rifiuti e infine del sottosuolo.

Questo Piano è da considerarsi parte integrante dell'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) della Raffineria.

1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA

La Raffineria di Busalla è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio.

La Raffineria è posizionata nella Valle Scrivia, piccola valle alle spalle di Genova, tra la sponda destra del torrente omonimo e l'arteria autostradale A7 Genova – Milano.

Iplom è l'unica Raffineria in Italia che immette al dettaglio solo combustibili non infiammabili a temperatura ambiente e di conseguenza più sicuri.

I prodotti che Iplom produce, recupera e commercializza sono:

- virgin nafta;
- gasoli;
- oli combustibili;
- bitume;
- zolfo;
- anidride carbonica.

Dal punto di vista operativo la Raffineria può essere suddivisa nelle seguenti zone principali, secondo un principio di funzionalità:

- impianti di produzione (raffinazione);
- stoccaggi, blending e spedizioni;
- aree occupate dagli uffici, dai magazzini/officine e dalla mensa;
- parcheggi.

I servizi ausiliari a supporto della fase di raffinazione includono:

- Impianto di cogenerazione (per produzione vapore ed energia elettrica) e demineralizzazione acque per caldaie;
- Reti gas combustibile, olio combustibile, vapore a bassa e media pressione;
- Torcia e blow down;
- Prelievo, trattamento e distribuzione dell'acqua per lo stabilimento (acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio);
- Trattamento acque effluenti (Unità 1600);
- Distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto e ossigeno);
- Distribuzione di aria servizi e aria strumenti;
- Gestione rifiuti: comprende tutte le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento.

La Raffineria ha implementato un Sistema di Gestione Ambientale integrato con il Sistema di Gestione Qualità (SGI) che risulta certificato ISO 14001 ed ISO 9001 a partire dal 2000 ed è dotata di Sistema di Gestione della Sicurezza ai sensi del D.Lgs. 334/99.

Per una descrizione più estesa della Raffineria, si rimanda all'Allegato B.18 della presente domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

1.1 Descrizione del processo produttivo

La fase di raffinazione, dal punto di vista operativo/funzionale, comprende tutti processi svolti nelle seguenti Unità:

- Distillazione Atmosferica - TOPPING (Unità 100);
- Distillazione Sottovuoto - VACUUM (Unità 200);
- Impianto Dewatering (Unità 300);
- Impianto produzione Idrogeno e purificazione (Unità 1100);
- Impianto di Recupero, Liquefazione e Stoccaggio CO₂ (Unità 1150 e 2000);
- Idrotrattamento Gasolio (Unità 1700);
- Lavaggio Gas e Rigenerazione Ammina (Unità 1200);
- Recupero Zolfo Sezione Claus (Unità 1400);
- Recupero Zolfo Sezione TGCU (Unità 1500);
- Trattamento acque acide Sour Water Stripper (Unità 1300).

Per una descrizione più estesa delle singole unità di processo, si rimanda all'Allegato B.18 della presente domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

1.2 Quadro sinottico delle attività di monitoraggio e controllo

FASI	GESTORE		AUTORITÀ DI CONTROLLO		
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campionamento/ analisi	Esame report
Consumi					
Materie prime	Alla ricezione	Annuale	Annuale	-	Annuale
Risorse idriche-quantificazione	Mensile	Annuale	Annuale	-	Annuale
Energia	Giornaliero	Annuale	Annuale	-	Annuale
Combustibili	Continuo	Annuale	Annuale	-	Annuale
Emissioni convogliate					
Misure in continuo - caratterizzazione	Giornaliero	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Misure periodiche - caratterizzazione	3-5 campionamenti/anno	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Emissioni diffuse					
Stima periodica	Annuale	Annuale	Annuale	-	Annuale
Emissioni eccezionali					
Notifica	Procedura operativa	In relazione all'evento	-	-	In relazione all'evento
Acque di scarico					
Misure periodiche - caratterizzazione	Ogni 8/24 h (Allegato I)	Annuale	Semestrale	Semestrale	Semestrale
Rumore					
Sorgenti e recettori	Triennale/in relazione a modifiche	Triennale/in relazione a modifiche	Triennale/in relazione a modifiche	Triennale/in relazione a modifiche	Triennale/in relazione a modifiche

FASI	GESTORE		AUTORITÀ DI CONTROLLO		
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campionamento/ analisi	Esame report
Rifiuti					
Codifica	Alla presa in carico	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Quantificazione	Alla presa in carico	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Suolo e acque sotterranee					
Rilievo dei livelli freaticometrici e eventuale presenza di idrocarburi	Mensile	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Campionamento/prelievo dai piezometri della rete piezometrica ed analisi delle acque sotterranee	Mensile/Trimestrale/Semestrale come (Allegato III)	Annuale	Annuale	Annuale	Annuale
Indicatori di performance					
Verifica indicatori	Annuale	Annuale	Annuale	-	Annuale

2. CONDIZIONI GENERALI VALIDE PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

2.1 Obbligo di esecuzione del Piano

Il gestore della Raffineria si impegna ad eseguire campionamenti, analisi, misure, verifiche, manutenzioni e calibrazioni così come indicato nel presente Piano e in accordo con le procedure nel Sistema di Gestione Integrato (SGI) di Raffineria.

Al fine di ottimizzare le proprie attività relative alla gestione delle Non Conformità, nell'ambito del proprio SGI, la Raffineria ha adottato la seguente specifica procedura:

- P17.1 – Non conformità, azioni correttive e preventive.

2.2 Funzionamento dei sistemi

La Raffineria si impegna ad intraprendere tutte le azioni necessarie a garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature di campionamento e monitoraggio nelle condizioni di normale esercizio.

Nei periodi di manutenzione e calibrazione dei sistemi di controllo in continuo, il Piano prevede sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi come indicato ai capitoli seguenti.

In particolare, in caso di malfunzionamento del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni dai camini, la Raffineria adotterà nel minor tempo possibile tutte le misure necessarie alla riparazione e ricalibrazione dell'attrezzatura, notificando all'Autorità competente in caso di protratta indisponibilità di dati validi.

In caso di protratta indisponibilità dello strumento verranno effettuate campagne analitiche alternative.

2.3 Manutenzione dei sistemi

La Raffineria esegue tutte le azioni necessarie a garantire che la funzionalità della strumentazione di monitoraggio e analisi sia mantenuta nel tempo, in modo da disporre di letture puntuali ed accurate circa le emissioni e gli scarichi.

Allo scopo si veda la specifica procedura:

- POE.02 – Procedura per l'esecuzione degli interventi manutentivi sulla strumentazione.

2.4 Emendamenti al Piano

La frequenza, i metodi e lo scopo del monitoraggio, i campionamenti e le analisi, così come prescritti nel presente Piano, potranno essere emendati dalla Raffineria. Revisioni significative del presente Piano verranno comunicate e concordate con l'Autorità competente.

2.5 Obbligo di installazione dei dispositivi

La Raffineria garantisce l'installazione dei dispositivi di campionamento e monitoraggio, incluse le apparecchiature automatiche ed elettroniche per l'acquisizione di campioni e/o dati, per tutti i punti di emissione e in accordo con quanto indicato al successivo capitolo 4.

I dispositivi e le apparecchiature relative ai monitoraggi, per ogni aspetto ambientale indagato, sono riportate nelle specifiche sezioni del presente Piano con l'identificativo ed una descrizione sintetica di ciascuna unità.

2.6 Accesso ai punti di campionamento

La Raffineria garantisce accesso permanente e sicuro ai punti di campionamento e monitoraggio.

Per ragioni di sicurezza il personale esterno che accede in Raffineria è accompagnato, inclusi i rappresentanti delle Autorità. L'accesso è preceduto da una sessione informativa sulla sicurezza ai sensi del D.M. 16/03/98.

Durante le ispezioni presso la Raffineria verranno consegnati, in ottemperanza alle norme vigenti (DLgs 334/99 e smi, DLgs 81/08 e smi) Dispositivi di Protezione Individuale (indumenti idonei, scarpe di sicurezza, elmetto, occhiali di sicurezza, protezioni auricolari e guanti, ove richiesto).

I seguenti punti di campionamento e monitoraggio saranno resi accessibili:

- Dispositivi di monitoraggio in continuo;
- Punti di scarico finale delle acque reflue;
- Punti di campionamento delle emissioni aeriformi;
- Punti di emissioni sonore nel sito;
- Pozzi di emungimento e piezometri;
- Aree di deposito rifiuti;
- Dispositivo di rilevamento dati meteorologici.

2.7 Stazioni di rilevamento dati meteorologici

La Raffineria è dotata di una stazione meteorologica ubicata all'interno del perimetro dello stabilimento che consente la rilevazione dei seguenti parametri:

- Pressione - hPa;
- Temperatura - C°;
- Umidità - rh%;
- Velocità del vento - m/s;
- Direzione del Vento – gradi;
- Radiazione solare netta/riflessa - cal/cm²;
- Pioggia caduta - mm/h;
- Altezza di mescolamento - m;
- Categoria di Pasquill;

- Classe di Stabilità dell'aria.

3. OGGETTO DEL PIANO

3.1 Componenti ambientali

I dati quantitativi presentati nelle tabelle al presente capitolo sono riferiti alla Massima Capacità Produttiva (MCP) della Raffineria, in accordo con la Scheda B dell'istanza AIA.

3.1.1 Materie prime e prodotti finiti

Nell'ambito del SGI di Raffineria, è stata definita una specifica procedura per la ricezione movimentazione e lo stoccaggio delle materie prime:

- P11.7 – Consumo risorse.

La principale materia prima utilizzata in Raffineria è il petrolio grezzo, che alimenta i diversi cicli produttivi.

Altre materie prime impiegate in Raffineria sono i catalizzatori ed altri chemicals utilizzati prevalentemente negli impianti di trattamento reflui liquidi e gassosi.

In particolare, i catalizzatori vengono impiegati:

- per processi di idrotattamento ed idroconversione;
- per reazioni/conversioni.

Sia i catalizzatori che i chemicals in uso vengono mantenuti in scorta minima per esigenze operative di processo presso gli impianti o in aree dedicate.

Relativamente ai prodotti finiti, la Raffineria, oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, produce:

- virgin nafta;
- gasoli;
- oli combustibili;
- bitume;
- zolfo;
- anidride carbonica.

Le seguenti Tabelle elencano rispettivamente le materie prime in uso all'impianto e i prodotti finiti, con i relativi sistemi di controllo e quantificazione.

Relativamente alle materie prime indicate in Tabella, si precisa che esse risultano essere rappresentative di quelle attualmente in uso presso la Raffineria. Per alcuni prodotti, pur rimanendo invariati la tipologia e le relative caratteristiche di pericolosità, potrebbero variare in futuro i nomi commerciali a seguito di variazione dei fornitori per esigenze commerciali e gare d'appalto.

Tabella C1 – Materie prime

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Grezzo	8002-05-9	Petrolio grezzo – miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, aliciclici e aromatici	U100	Parco Sebatoi	Liquido	Misura fiscale	1.890.000,00	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Metano	74 – 82 - 8	Metano	Impianti di processo/Caldaie	-	Gas	Contatore fiscale	30.600	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Acqua	/	Acqua	Impianti di processo/Caldaie	Serbatoio idrico e vasca acqua grezza	Liquido	Contatore	1.145.000	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Azoto	/	Azoto	Impianti di processo	Serbatoio di proprietà terza	Liquido	A carico terzi	3.310,00	n.a.	n.a.	n.a.
Ossigeno	7782 – 44 - 7	Ossigeno	U1400 e U1600	U1600	Liquido	Livello serbatoio	1.127	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Ipoclorito di sodio	7681 – 52 - 9	Ipoclorito di Sodio	U1600 e circuito SCAM	Accumulatore	Liquido	n.a.	13	n.a.	n.a.	n.a.
Soda	1310 – 73 - 2	Soda anidra	Impianto acqua demi e U100	Parco serbatoi	Liquido	n.a.	627	n.a.	n.a.	n.a.
Acido cloridrico	7647 – 01 - 0	Acido cloridrico	Impianto acqua demi	Accumulatore	Liquido	n.a.	286	n.a.	n.a.	n.a.
Ammoniaca	07664-41-7	Ammoniaca	Ciclo frigo	U2000	Liquido	n.a.	1,2	n.a.	n.a.	n.a.

ALLEGATO E.4

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Carboni attivi	/	Carbone attivo al 100%	U1200 -U1600 – Spedizione prodotti – cappe di laboratorio	Piè d'impianto	Granuli o cilindretti	n.a.	7,2	n.a.	n.a.	n.a.
Antischiuma AF1440E	64742-47-8	Distillati (petrolio) frazione leggere	U1600	Area impianti	Liquido	n.a.	0,7	n.a.	n.a.	n.a.
Neec EC1021b		Nafta aromatica pesante Naftalene 1,2,4trimetilbenzene derivati imidazolnici	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	1,7	n.a.	n.a.	n.a.
Neec EC1021a		Nafta aromatica pesante Naftalene 1,2,4trimetilbenzene derivati imidazolnici	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	0,7	n.a.	n.a.	n.a.
Neec EC3115a		1,2,4trimetilbenzene 2-propanolo naftalene nafta solvente fenilendiammina dietilidrossilammina	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	0,8	n.a.	n.a.	n.a.

ALLEGATO E.4

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Nec EC3110a		Propilbenzene Isopropilbenzene Mesitylene xilene 1,2,4trimetilbenzene nafta solvente aromatica solvente morfolina fosphate ester salt	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	0,5	n.a.	n.a.	n.a.
Nec EC3019b		1,2,4trimetilbenzene	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	0,6	n.a.	n.a.	n.a.
		naftalene								
		nafta solvente								
EC5351b		1,2,4trimetilbenzene	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	19,2	n.a.	n.a.	n.a.
		naftalene								
		nafta aromatica pesante								
Nalco Ultimer 7751		Acqua	U1600	Area impianti	Liquido	n.a.	14,7	n.a.	n.a.	n.a.
		polimero								
		sali inorganici								
Demulsoil 810		Polimero a base acrilica in soluzione acquosa	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	4,3	n.a.	n.a.	n.a.
Nec 1005b	/	Etanolammina	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	3,4	n.a.	n.a.	n.a.
		alcossilchilammina								

ALLEGATO E.4

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
K Fluid 80p	/	Carbossilati del Mg	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	7,9	n.a.	n.a.	n.a.
		alchibenzene								
Red 1992	64742-94-5	Solvente aromatico altobollente	Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	17	n.a.	n.a.	n.a.
Infineum R217	/	/	Movimentazione/Spedizione	Area impianti	/	n.a.	57	n.a.	n.a.	n.a.
Ch 9738			Impianti di processo	Area impianti	Liquido	n.a.	34	n.a.	n.a.	n.a.
Infineum R668	/	Alchil nitrato	Movimentazione/Spedizione	Area impianti	Liquido	n.a.	14	n.a.	n.a.	n.a.
Nalcolyte 7132	/	Cloruro di ammina poliquaternaria	U1600	Area impianti	Liquido	n.a.	0,6	n.a.	n.a.	n.a.
HR448	1344 – 28 - 1	Aluminium (Trioxys de di-), en Al	Impianti di conversione	A piè d'impianto	Solido polverulento in fusti	n.a.	65	n.a.	n.a.	n.a.
	7439 – 98 - 7	Molybdene (composes insolubles), en Mo								
	12037 – 72 - 2	Disolfuro di Trinichel								
KF757	1344-28-1	Ossidi di alluminio	Impianti di conversione	A piè d'impianto	Solido polverulento in fusti	n.a.	32	n.a.	n.a.	n.a.
	7631-86-9	Silice precipitata								
	1307-96-6	Ossido di cobalto (II)								
	1313-27-5	Ossido di molibdeno (VI)								
	1314-56-3	Anidride fosforica								

ALLEGATO E.4

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
KATALCO 25-4	001313 – 99 - 1	Ossido di Nichel	Impianti di conversione	A piè d'impianto	Solido polverulento in fusti	n.a.	1,62	n.a.	n.a.	n.a.
KATALCO 57-4	001313 – 99 - 1	Ossido di Nichel	Impianti di conversione	A piè d'impianto	Solido polverulento in fusti	n.a.	1,62	n.a.	n.a.	n.a.
KATALCO 41-6	001307 – 96 - 6	Ossido di Cobalto	Impianti di conversione	A piè d'impianto	Solido polverulento in fusti	n.a.	0,7	n.a.	n.a.	n.a.
	001313 – 27 - 5	Ossido di Molibdeno (VI)								
	001344 – 28 - 1	Ossido di Alluminio								
KATALCO 32-5	001314 – 13 - 2	Ossido di Zinco	Impianti di conversione	A piè d'impianto	Solido polverulento in fusti	n.a.	22,4	n.a.	n.a.	n.a.

Tabella C2 – Prodotti finiti

Denominazione	N° CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Virgin Nafta	86290-81-5	Parco serbatoi	Misura fiscale	Continuo	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Gasolio	68334-30-5	Parco serbatoi	Misura fiscale e peso ATB	Continuo			
Olio combustibile	68476-33-5	Parco serbatoi	Misura fiscale e peso ATB	Continuo			
Bitume	8052-42-4 64741-56-6	Parco serbatoi	Misura fiscale e peso ATB	Continuo			
Zolfo	7704-34-9	Vasca zolfo in area impianti	Peso ATB	Continuo			
CO ₂	00124-38-9	Unità 2000	Contalitri	Annuale			

3.1.2 Consumo di risorse idriche

Nell'ambito del SGI di Raffineria, è stata definita una specifica procedura per la gestione del presente aspetto ambientale:

- P11.7 – Consumo risorse.

L'approvvigionamento idrico è garantito in Raffineria attraverso:

- Prelievo di acqua superficiale dalla diga Busalietta (proprietà gruppo IRIDE), prima che questa venga trattata nell'impianto di potabilizzazione di "IRIDE": l'acqua viene utilizzata a scopo industriale (processo, raffreddamento) e antincendio;
- Prelievo di acqua superficiale dal Rio Revegio, affluente di sponda destra del Torrente Scrivia: l'acqua viene utilizzata a scopo industriale (processo, raffreddamento) e antincendio;
- Prelievo da acquedotto a scopi igienico-sanitario.

La raccolta, la gestione e la responsabilità di tutti i dati quantitativi relativi alle acque approvvigionate è dettagliata in P11.7.

La seguente Tabella riporta il dettaglio dei consumi idrici di Raffineria, con i relativi sistemi di controllo e quantificazione.

Tabella C3– Risorse idriche

Approvvigionamento	Punto di prelievo/misura	Metodo di misura	Utilizzo	Volume totale annuo alla MCP [m ³]	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Acquedotto ad uso industriale (diga Busalletta)	Contatore posto sulla condotta di presa	Contatore	Industriale (processo)	960.000	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
			Industriale (raffreddamento)				
			Antincendio				
Corso d'acqua superficiale (Rio Revegio)	Contatore posto sulla condotta di presa	Contatore	Industriale (processo)	170.000	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
			Industriale (raffreddamento)				
			Antincendio				
Acquedotto ad uso potabile	Contatore posto sulla condotta di presa	Contatore	Igienico sanitario	15.000	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting

3.1.3 Consumo di energia e combustibili

Il fabbisogno energetico della Raffineria di Busalla è garantito, attualmente, dal funzionamento in continuo di una centrale di cogenerazione per la produzione di vapore ed energia elettrica direttamente gestita dalla Raffineria, costituita da un'unità Turbogas, da una caldaia a recupero e da una caldaia ad olio diatermico, dotata di un sistema di alimentazione a "dual fuel" (metano e combustibile liquido).

La turbina a gas, a ciclo semplice aperto, ha una potenzialità pari a 5 MW al netto dei consumi ausiliari. La turbina è accoppiata ad un generatore di corrente alternata avente potenzialità elettrica nominale pari a 7.000 kVA. L'energia prodotta viene inviata al quadro elettrico principale collegato alla rete Enel. I fumi caldi provenienti dal turbogas vengono fatti diffondere all'interno della caldaia a recupero e smaltiti da un camino.

I generatori di vapore in Raffineria sono due:

- una caldaia a recupero, denominata Ruths che riceve il calore dai fumi caldi provenienti dal turbogas, con una produzione nominale di 10 t/h di vapore saturo alla pressione di 16 bar;
- una caldaia a fiamma indiretta, denominata Bono, il cui bruciatore scalda dell'olio diatermico che cede successivamente calore in un riscaldatore contenente acqua di alimento, con una produzione nominale di 20 t/h di vapore saturo a 14 bar.

Il restante vapore necessario alle attività di Raffineria viene prodotto dalle Unità 1100, 1400 e 1500.

L'energia termica necessaria per i processi di Raffineria è prodotta in forni dedicati e presenti in ciascuna sezione dello stabilimento. I combustibili utilizzati in tutti i forni di Raffineria sono:

- Olio combustibile (F.O.), con contenuto massimo dell'1% di zolfo prodotto dalla stessa Raffineria;
- Gas di Raffineria (F.G.), con contenuto massimo di zolfo di 0,005%, prodotto dalla stessa Raffineria;
- Gas naturale, importato da terzi.

Le seguenti Tabelle elencano rispettivamente i vettori energetici e i combustibili impiegati in Raffineria, con i relativi sistemi di controllo e quantificazione.

Tabella C4– Energia

Descrizione	Tipologia	Metodo misura	Quantità alla MCP	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
							Controllo Ente preposto
Energia autoprodotta	Elettrica	Contatore	46.200 MWh/a	Giornaliera	Registrazione giornaliera della quantità di energia elettrica prodotta, con riepilogo mensile su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Energia esportata	Elettrica	Contatore	920 MWh/a	Giornaliera	Registrazione giornaliera della quantità di energia elettrica esportata, con riepilogo mensile su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting

Tabella C5– Combustibili

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Olio combustibile	Serbatoi di stoccaggio	Forni /Caldaie	Misurazione livello serbatoio	59.600 ton	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Gas di Raffineria	Vari punti su linea di distribuzione	Forni /Caldaie	Misuratore portata in linea	12.100 ton	Continua			
Gas naturale	Su linea di distribuzione ingresso Raffineria	Forni /Caldaie	Contatore fiscale	30.600 ton	Continua			

3.1.4 Emissioni in aria

Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse/fuggitive. Nell'ambito del proprio SGI la Raffineria ha definito specifiche procedure per la gestione del presente aspetto ambientale:

- P11.3.1 – Emissioni convogliate;
- P11.3.2 – Emissioni non convogliate;
- P11.7 - Consumo risorse;
- PI.05-PO.18 - Procedura per l'individuazione e la manutenzione degli strumenti critici per l'ambiente e degli strumenti critici per la qualità;
- POE.01 - Procedura per l'esecuzione delle verifiche periodiche dei sistemi di sicurezza;
- POE.02 - Procedura per l'esecuzione degli interventi manutentivi della strumentazione;
- P11.10 – Protocollo di monitoraggio Emission Trading;
- POM.211- Istruzioni per il riscaldamento dei serbatoi.

3.1.4.1 Emissioni convogliate

Per quanto concerne le emissioni convogliate, esse derivano dalla combustione ai forni degli impianti di processo della Raffineria di olio combustibile e/o fuel gas e/o gas naturale o da altre sorgenti puntuali quali impianti ausiliari o sfiati.

Nel caso dei forni, l'utilizzo dei diversi possibili combustibili comporta una diversificazione sulla qualità e quantità degli inquinanti emessi nei fumi, in particolare in relazione al contenuto di zolfo.

La Raffineria di Busalla possiede un sistema di monitoraggio in continuo tipo CEMS¹ e uno di tipo PEMS² a reti neurali.

Il sistema CEMS è adottato per il controllo in continuo delle emissioni di CO a:

- camino E7 che convoglia i fumi della caldaia a fiamma indiretta, denominata Bono;
- camino E14 che convoglia i fumi del FOD sito nell'area Boccarda.

La misura in continuo CEMS è realizzata con un sistema che espleta la funzione di campionamento, analisi, calibrazione ed acquisizione, validazione ed elaborazione automatica dei dati. Tale sistema risulta conforme ai requisiti e alle prescrizioni attualmente vigenti in materia. Si veda il successivo Allegato VII per ulteriori dettagli sul sistema.

Il sistema PEMS adotta un sistema basato sulla tecnologia delle reti neurali. Esso è applicato ai camini E1, E11, E6 ed E12. I parametri monitorati sono SO₂, NOx e CO.

Il sistema PEMS è basato sulla costruzione e sull'impiego di un modello che permette di determinare la concentrazione e la portata degli inquinanti sulla base di valori misurati dalla strumentazione di processo (temperatura, portata, pressione, ecc.).

¹ Continuous Emissions Monitoring System.

² Predictive Emissions Monitoring System.

Il sistema adottato si basa sulla tecnologia delle reti neurali che permette di costruire il modello di emissione mediante l'addestramento di una rete neurale su una serie di misure all'emissione raccolte sull'impianto in funzione dei parametri di processo. Per l'attuazione del sistema ci si è avvalsi della consulenza scientifica del Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova. Si veda il successivo Allegato VII per ulteriori dettagli sul sistema.

I flussi di massa degli inquinanti presenti nelle emissioni convogliate vengono inoltre tenuti sotto controllo utilizzando anche le seguenti tecniche:

- Emissioni di CO₂: vengono monitorate conformemente alla normativa Emission Trading come da P11.10 "Protocollo di monitoraggio Emission Trading" (Allegato IV al presente documento);
- Controllo del tenore di ossigeno nei fumi: su tutti i camini dei forni di processo sono installati analizzatori di ossigeno residuo; mediante detta analisi viene controllata la combustione, evitando sia eccesso di aria che difetto di aria (con produzione di monossido di carbonio);
- Controllo del tenore di zolfo nei combustibili: per mantenere il flusso di SO₂ entro limiti di basso impatto viene effettuata una scelta dei combustibili da utilizzare da parte della Direzione. La scelta è fatta agendo sulle quantità relative di combustibili gassosi e liquidi e sul tenore di zolfo in essi contenuto. L'obiettivo è di mantenere comunque la quantità di ossido di zolfo a livelli tali che la qualità dell'aria all'esterno della Raffineria non sia influenzata in modo significativo;
- Controllo del contenuto di metalli nell'olio combustibile per consumi interni: l'olio combustibile viene sottoposto a regolari analisi per la determinazione del contenuto di metalli. Le concentrazioni rilevate sono riportate tal quali nei fumi emessi dai forni;
- Calcoli di emissione basati su formule di correlazione validate a livello internazionale: sebbene con approssimazione, è possibile avere l'indicazione dei flussi di massa degli inquinanti da informazioni di facile reperibilità (consumi di combustibili e loro qualità) per periodi medio-lunghi.
- Analisi periodiche dei fumi al camino: sono effettuate da una ditta terza specializzata per ogni camino durante una marcia significativa (forni di processo) od in condizioni di regime stazionario (forni di produzione energia); i dati vengono trasmessi all'Amministrazione Provinciale di Genova.

Il processo di controllo delle emissioni convogliate così come strutturato dalla Raffineria di Busalla, è in grado quindi di assicurare il costante rispetto dei limiti prescritti e di garantire quel miglioramento continuo che rappresenta l'elemento fondamentale del SGI.

Le seguenti Tabelle riportano:

- l'elenco dei punti di emissione convogliati e le loro caratteristiche tecniche;
- gli inquinanti monitorati e le relative metodiche analitiche³;
- i sistemi di trattamento fumi operativi presso la Raffineria.

³ Le metodiche analitiche attualmente in uso si riferiscono alle normative applicabili e alle MTD di settore. Tali metodiche potrebbero subire modifiche in futuro in funzione dell'evoluzione normativa e delle conoscenze scientifiche di settore.

Tabella C6-1 – Punti di emissioni convogliate

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Durata emissione [Continua/Discontinua] ⁴	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Latitudine	Longitudine
E1	Topping U100	29.867	Emissione continua	199	53	3,98	1495841	4935818
E2	Topping U100	17.000	Emissione discontinua	187	41,5	3,14	1495802	4935864
E6	Centrale di Cogenerazione	47.318	Emissione continua	175	24,5	1,76	1495801	4935879
E7	Centrale di Cogenerazione	22.101	Emissione continua	245	25	0,78	1495801	4935879
E8	Serbatoi di stoccaggio idrocarburi	3.100	Emissione continua	235	8,8	0,16	1495910	4935763
E10	Serbatoi di stoccaggio idrocarburi	2.000	Emissione continua	160	8,4	0,16	1496056	4936123
E11	Vacuum U200 Idrotrattamento gasolio U1700 Preriscaldamento carica U500	42.099	Emissione continua	274	53	3,14	1495859	4935826
E12	Produzione idrogeno U1100	20.950	Emissione continua	148	30	0,78	1495847	4935797
E13	Recupero Zolfo Sezione Claus U1400 Recupero Zolfo Sezione TGPU U1500	5.591	Emissione continua	485	40	0,64	1495853	4935759
E14	Serbatoi di stoccaggio idrocarburi	7.500	Emissione continua	121	15	0,24	1495389	4936704

⁴ Non sono conteggiati i periodi di manutenzione ordinaria, differenti per ogni unità.

Tabella C6-2 – Inquinanti monitorati e metodi standard di riferimento

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
SO ₂	mg/Nm ³	E1, E11	Continuo	PEMS	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
		E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (5 campionamenti/anno)	Rif. DM 25/08/00 Allegato 1	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
	t/anno	E1, E2, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	A ogni preparazione dei serbatoi	Contenuto di zolfo nell'OC per consumi interni	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
NO _x	mg/Nm ³	E1, E6, E11, E12	Continuo	PEMS	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
		E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (5 campionamenti/anno)	Rif. DM 25/08/00 Allegato 1	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
CO	mg/Nm ³	E7, E14	Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
		E1, E6, E11, E12	Continuo	PEMS	Bollettini analitici		
		E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (5 campionamenti/anno)	Analizzatore a celle elettrochimiche	Bollettini analitici		
O ₂	%	E1, E6, E8, E11, E12, E13, E14	Continuo	Sonda con cella ad Ossido di Zirconio	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
		E7, E14		NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)			

ALLEGATO E.4

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
		E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (5 campionamenti/anno)	Analizzatore a celle elettrochimiche	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
Polveri	mg/Nm ³	E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E14	Periodico (5 campionamenti/anno)	UNI EN 13241-1	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
CO ₂	Ton	Tutta la raffineria	Mensile	In base a P11.10 (Allegato IV)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
H ₂ S	mg/Nm ³	E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (3 campionamenti/anno – 5 campionamenti/anno per E13)	DPR 322/71	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
NH ₃	mg/Nm ³	E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (3 campionamenti/anno)	MU 632/84	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
Cl (come HCl)	mg/Nm ³	E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (3 campionamenti/anno)	Rif. DM 25/08/00 Allegato 2	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
Ammine alifatiche	mg/Nm ³	E13	Periodico (5 campionamenti/anno)	Campionamento su fiale contenenti gel di silice e successiva analisi gascromatografica	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
SOV	mg/Nm ³	E1, E6, E7, E8, E10, E11, E12, E13, E14	Periodico (3 campionamenti/anno)	UNI EN 10493-2002	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e sopralluogo programmato annuale
Arsenico	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting

ALLEGATO E.4

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Cadmio	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Cromo	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Rame	ppm	E1, E2, , E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Mercurio	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Nichel	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	UNI EN 13131	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Piombo	ppm	E1, E2, , E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Zinco	ppm	E1, E2, E7, E11,	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Vanadio	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	UNI EN 13131	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Selenio	ppm	E1, E2, E7, E11	Trimestrale su olio combustibile per consumi interni	Spettrometro ottico in emissione con plasma accoppiato induttivamente	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting

Tabella C7 – Sistema di trattamento fumi: controllo del processo

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
E1, E11, E12	Bruciatori LowNOx delle Unità 100 – 200 – 1100 - 1700	Concentrazione NOx nel gas a camino	mg/Nm ³	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente
E6	Scrubber ad iniezione acqua demi	Concentrazione NOx nel gas a camino	mg/Nm ³	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente
E13	Unità trattamento gas di coda (TGCU)	Concentrazione H ₂ S nel gas a camino	mg/Nm ³	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente	Vedi tabella precedente

3.1.4.2 Emissioni non convogliate

La Raffineria stima le emissioni non convogliate di composti organici volatili (COV) mediante l'applicazione di protocolli internazionali derivanti da studi di organismi internazionali (EPA453/95, API 42, software TANKs 4.9 EPA, software Water Line EPA)⁵.

Una stima del flusso di massa dei COV è effettuata almeno una volta all'anno o ogniqualvolta intervengono modifiche sostanziali sugli impianti e sui processi (ovvero cambio di destinazione serbatoi, variazione numero serbatoi, ecc).

La Raffineria attua per la prevenzione di tali emissioni una serie di accorgimenti operativi, tecnici e strutturali quali:

- Serbatoi a tetto galleggiante dotati di doppie tenute per liquidi facilmente infiammabili/volatili (greggi);
- Pompe e compressori fluidi critici dotati di doppie tenute;
- Utilizzo di apposite apparecchiature (disc-oil) automatiche per la continua rimozione della fase oleosa dalla superficie dell'acqua nelle vasche API dell'impianto trattamento acque effluenti (Unità 1600);
- Non vengono effettuate operazioni di carico/scarico prodotti leggeri. L'impianto non produce benzine finite e la virgin naphta viene spedita solo a mezzo oleodotto a circuito chiuso. E' presente un impianto "Monsanto" costituito da un sistema di filtri a nebbia e carboni attivi posti in serie per l'abbattimento degli odori durante le operazioni di caricamento bitumi tramite autobotti (ATB). Le caratteristiche di tale emissione minore sono riportate in Scheda B, sezione B.6.

La seguente Tabella riporta la descrizione delle sorgenti di emissioni non convogliate in Raffineria e i sistemi di contenimento e controllo.

⁵ Nel corso del 2006 è stato realizzato un programma di monitoraggio delle emissioni fuggitive di VOC provenienti dalle unità di distillazione atmosferica e di produzione di idrogeno con il supporto di una società esterna. L'attività ha comportato l'applicazione di protocolli internazionali (EPA) che hanno previsto preventivamente la compilazione di una banca dati dei componenti critici (flange, pompe, compressori, ecc.) e la successiva misurazione in campo delle relative emissioni fuggitive mediante strumentazione portatile (analizzatore a ionizzatore di fiamma). La Raffineria ha in previsione di estendere tale attività alle rimanenti unità di processo e deposito.

Tabella C8 - Emissioni diffuse

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Emissioni fuggitive originate dal processo	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, apparecchiature di processo	COV	Manutenzione programmata	Ispezione visiva/analisi	Annuale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato annuale
Emissioni diffuse originate dalle vasche di trattamento acque	Vasche API, ex -PPI, flottazione, sedimentazione	COV	Rimozione fase oleosa a mezzo Disc-oil	Ispezione visiva	Continua	n.a.	n.a.	n.a.
			Manutenzione e pulizia programmata	Ispezione visiva	Annuale	Registrazione su quaderno impianto acque	Annuale	Controllo Reporting
Emissioni diffuse originate dal parco serbatoi e dalle attività di caricaione prodotti	Serbatoi, pensiline di carico	COV	Impianto Monsanto Manutenzione programmata	Ispezione visiva	Annuale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting
				Sostituzione carboni attivi	Trimestrale	Registro di carico/scarico	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale

3.1.4.3 Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Le unità principali di Raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale. Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate.

Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera Raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria – generalmente annuale;
- manutenzione e verifiche di legge – a scadenze variabili;
- fermata generale di manutenzione – generalmente ogni 18 mesi;
- pianificazione produttiva.

Le attività previste durante le fasi di manutenzione dipendono dallo scopo della fermata e dalla tipologia di unità e sono definite da specifiche procedure ed istruzioni operative, che definiscono inoltre le modalità con cui fermare le varie apparecchiature in modo che le operazioni avvengano in condizioni di sicurezza e di controllo dell'eventuale alterazione ambientale che ne deriva.

Per quanto riguarda le operazioni di fermata impianti si possono individuare due distinte tipologie:

- fermata con impianti pronti per ripartenza – ovvero lasciati in pressione e con i livelli di idrocarburi nelle varie apparecchiature, che accade in concomitanza con interventi di manutenzione su apparecchiature sezionabili rispetto al resto dell'unità e comunque per interventi che non richiedano l'ingresso in apparecchiature, non comportando significativi rilasci verso i circuiti chiusi di recupero (pump-out e blow-down);
- fermata prolungata per interventi di notevole entità – per riparazione e manutenzioni in corrispondenza di fermata generale della Raffineria e/o condizioni particolari, che comporta la depressurizzazione e lo svuotamento totale delle apparecchiature verso i circuiti chiusi di recupero pump-out (correnti liquidi) e/o blow-down (correnti gassose);

La Tabella seguente riporta l'elenco delle apparecchiature critiche asservite alla prevenzione delle emissioni in atmosfera e le modalità gestionali per la prevenzione di eventuali emissioni eccezionali durante le fasi di manutenzione.

Tabella C9 - Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Tipo di evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Modalità di comunicazione alle Autorità	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Fermata generale	Raffinazione	Utilizzo di specifiche procedure di fermata per singola unità di processo.	Monitoraggio in continuo dei dati di processo	Invio comunicazione ai sensi del D.Lgs.152/06	Registrazione su Sistema Informativo	Ad ogni evento	Controllo Reporting
Avviamento generale	Raffinazione	Utilizzo di specifiche procedure di avviamento per singola unità di processo.	Monitoraggio in continuo dei dati di processo	Invio comunicazione ai sensi del D.Lgs.152/06	Registrazione su Sistema Informativo	Ad ogni evento	Controllo Reporting

3.1.5 Emissioni in acqua

Nell'ambito del proprio SGI la Raffineria ha definito specifiche procedure per la gestione del presente aspetto ambientale:

- P11.2 Scarichi idrici
- P10 - Gestione Laboratorio;
- P17.5 – Gestione dei dati;
- P11 - Gestione Ambientale;
- P17.1 – Non conformità, azioni correttive e preventive;
- P15 - Gestione documenti e registrazioni.

La Raffineria di Busalla è caratterizzata da 12 scarichi finali, tre nel Torrente Scrivia (SF1, SF10, SF11), 4 nel Rio Prele (SF2 – SF5), 4 in fognatura comunale (SF7, SF8, SF9, SF12) e 1 (SF6), attualmente inattivo, che verrà convogliato in fognatura comunale.

Le acque di risulta della Raffineria vengono divise in due categorie:

- Acque reflue industriali costituite da:
 - acque di processo, che provengono direttamente dagli impianti di produzione;
 - acque provenienti dagli scarichi del laboratorio;
 - acque semioleose, che provengono dai dreni dei bacini di contenimento e dal dilavamento di aree potenzialmente inquinate da idrocarburi;
 - acque meteoriche di prima pioggia;
 - acqua emunta dalla falda inquinata, localizzata sotto la Raffineria e isolata mediante uno sbarramento idraulico.
- Acque sotterranee costituite dalle acque di una falda situata a monte della Raffineria. Tali acque vengono emunte e scaricate nel rio Prele con lo scopo di diminuire il carico idraulico sullo sbarramento realizzato più a valle per contenere una situazione di inquinamento pregresso.
- Acque reflue domestiche, costituite dalle acque reflue delle diverse palazzine presenti all'interno della Raffineria.

La Raffineria dispone di un impianto di trattamento reflui, Unità 1600, che riceve e tratta tutte le acque reflue industriali di Raffineria prima dello scarico finale SF1.

Le seguenti Tabelle riportano:

- le caratteristiche tecniche dei punti di scarico finale;
- gli inquinanti monitorati e le relative metodiche analitiche⁶;

⁶ Le metodiche analitiche attualmente in uso si riferiscono alle normative applicabili e alle MTD di settore. Tali metodiche potrebbero subire modifiche in futuro in funzione dell'evoluzione normativa e delle conoscenze scientifiche di settore. Si veda Allegato II al presente documento.

- i parametri di controllo del sistema di trattamento operativo presso la Raffineria.

Tabella C10-1 – Scarichi idrici

Punto di emissione	Provenienza [Scarichi parziali/fasi]	Recettore	Portata annua alla MCP [m ³]	Durata emissione [Continua / Discontinua]	Temp. [°C]	Latitudine	Longitudine
SF1	Unità di trattamento acque (Unità 1600)	Torrente Scrivia	960.000	Emissione continua	13	1495716	4935896
SF2	Acqua prelevata a monte dell'impianto per diminuzione carico idrico su diaframma plastico (pozzo B)	Rio Prele	41.000	Emissione continua	-	1495918	4935552
SF3	Acqua prelevata a monte dell'impianto per diminuzione carico idrico su diaframma plastico (pozzo D)	Rio Prele	28.000	Emissione continua	-	1496003	4935555
SF4	Acqua prelevata a monte dell'impianto per diminuzione carico idrico su diaframma plastico (pozzi 9 + 11)	Rio Prele	60.000	Emissione continua	-	1495964	4935551
SF5	Acqua piovana proveniente da by pass vasca raccolta dopo i primi 5mm di pioggia	Rio Prele	-	Emissione discontinua	-	1495919	4935552
SF6 ⁷	Acqua sanitaria proveniente da pesa piazzale	Attualmente inattivo	Attualmente inattivo	Emissione discontinua	-	1495932	4935551
SF7	Acqua sanitaria proveniente da ufficio spedizioni	Fognatura comunale	4.000	Emissione discontinua	-	1495978	4935541

⁷ Previsto convogliamento a fognatura comunale per futuro ripristino.

Punto di emissione	Provenienza [Scarichi parziali/fasi]	Recettore	Portata annua alla MCP [m ³]	Durata emissione [Continua / Discontinua]	Temp. [°C]	Latitudine	Longitudine
SF8	Acqua sanitaria proveniente da uffici ex deposito libero	Fognatura comunale	2.000	Emissione discontinua	-	1496001	4935551
SF9	Acqua sanitaria proveniente da palazzina uffici	Fognatura comunale	7.000	Emissione discontinua	-	1496019	4935555
SF10	Acqua piovana proveniente da by pass vasca raccolta dopo i primi 5mm di pioggia (acqua di "seconda pioggia" non contaminata)	Corso d'acqua pubblico senza nome fungente da condotta di scarico verso il Torrente Scrivia	-	Emissione discontinua	-	1495898	4935778
SF11	Acqua piovana proveniente da by pass vasca raccolta dopo i primi 5mm di pioggia (acqua di "seconda pioggia" non contaminata)	Corso d'acqua pubblico senza nome fungente da condotta di scarico verso il Torrente Scrivia	-	Emissione discontinua	-	1495817	4935734
SF12	Acqua sanitaria proveniente da palazzina mensa	Fognatura comunale	5.000	Emissione discontinua	-	1496103	4935564

Tabella C10-2 – Inquinanti monitorati e metodi standard di riferimento

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Si veda Allegato I al presente documento	SF1, SF2, SF3, SF4	Si veda Allegato I al presente documento	Si veda Allegato II al presente documento	D.Lgs. 152/06	<p>Bollettini analitici (per analisi effettuate da Laboratorio terzo)</p> <p>Registrazione su Sistema Informativo (per analisi effettuate da laboratorio Iplom)</p> <p>Registrazione su quaderno di 'registrazione dati e manutenzione' per tutti e 4 gli scarichi indicati</p>	<p>Media su tre ore (per campione eseguito da terzi)</p> <p>Istantaneo (per campione eseguito da operatore Iplom)</p>	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato semestrale

Tabella C10-3 – Sistema di trattamento acque (Unità Sour Water Stripper – 1300, Trattamento reflui - 1600)

Punto di emissione	Sistema di trattamento (stadio di trattamento)	Parametri di controllo di processo di trattamento	UM	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
SF1	Uscita SWS (carica carboni)	pH	-	Giornaliera	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
		Solfuri	ppm				
		Ammonio	ppm				
		COD	ppm				
		Fenoli	ppm				
	Uscita SWS (carica ozonizzatore)	pH					
		Solfuri	ppm				
		Ammonio	ppm				
		COD	ppm				
	Uscita prima colonna carboni	pH	-				
		Fenoli	ppm				
	Uscita impianto carboni	pH	-				
		Solfuri	ppm				
		Ammonio	ppm				
COD		ppm					
Uscita filtri	Fenoli	ppm					
	Torbidità	-					
SF1	Uscita ozonizzatore	pH	-	Giornaliera	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
		Solfuri	ppm				
		Ammonio	ppm				
		COD	ppm				
		Fenoli	ppm				
	Uscita PPI	pH	-	3 volte al giorno			

Punto di emissione	Sistema di trattamento (stadio di trattamento)	Parametri di controllo di processo di trattamento	UM	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
		Solfuri	ppm				
		Ammonio	ppm				
		Fenoli	ppm				

3.1.6 Rumore

Nell'ambito del proprio SGI la Raffineria ha definito specifiche procedure per la gestione del presente aspetto ambientale:

- P11.5 – Rumore;
- P17.5 – Gestione dei dati;
- P11 - Gestione Ambientale;
- P17.1 – Non conformità, azioni correttive e preventive;
- P15 - Gestione documenti e registrazioni.

Le diverse sorgenti sonore della Raffineria sono caratterizzate nell'ambito della presente istanza di AIA grazie alla specifica scheda della sezione B.

La Raffineria è ubicata in zona di Classe VI (aree esclusivamente industriali). Nel perimetro non sono presenti ricettori sensibili.

Tutte le zone interne e quelle circostanti il sito sono soggette a campagne di misura per determinare il livello di emissione e di immissione acustica, come previsto da normativa vigente. Vengono svolte le seguenti attività:

- campagne di misurazione periodica, svolte con cadenza almeno annuale;
- mappatura fonometrica interna alla raffineria almeno una volta ogni tre anni;
- mappatura fonometrica esterna alla raffineria almeno una volta ogni tre anni.

Il parametro monitorato è il valore di immissione valutato come livello equivalente pesato A Laeq, espresso in dBA, relativo a periodi di riferimento diurno e notturno.

Poiché il rumore prodotto dagli impianti della raffineria non assume caratteristiche di accentuata variabilità, ovvero non sono riscontrabili fluttuazioni ampie del livello di pressione sonora, il metodo per il controllo e monitoraggio della emissione acustiche prevede una serie di postazioni di misura definite nella "Mappa dei punti di misura esterni alla raffineria", che vengano misurati mediante tecnica SPOT (si veda il relativo Allegato al presente documento).

Le misurazioni sono effettuate in giorni feriali, in modo da caratterizzare il livello di rumore presente durante le giornate lavorative, ritenute quelle in cui le attività umane sono più intense. Le misurazioni sono effettuate in condizioni di assenza di precipitazioni atmosferiche, di nebbia e di vento (velocità < 5 m/s), come previsto dalla normativa vigente. La strumentazione utilizzata deve presentare specifiche conformi alla classe I di precisione ($\pm 0,7$ dB) ed essere dotata di certificato di taratura emesso da un centro SIT (Servizio Italiano di Taratura) con verifica di conformità biennale. Prima o dopo ogni ciclo di misurazione, inoltre, il sistema di rilevamento deve essere calibrato con il segnale di una sorgente sonora di riferimento.

In caso di installazione di nuove apparecchiature/impianti o di modifiche di esistenti la Raffineria provvede a definire le specifiche di acquisto in modo da prevenire l'aumento dei livelli rumore esterno adottando le tecnologie più appropriate.

Eventuali segnalazioni esterne di effetti ambientali significativi, possono generare analisi di dettaglio atte ad identificarne le eventuali cause e, se del caso, a predisporre azioni tese a risolvere il problema, secondo quanto previsto nella P17.1.

3.1.7 Rifiuti

Nell'ambito del proprio SGI la Raffineria ha definito specifiche procedure per la gestione del presente aspetto ambientale:

- P11.4 – Rifiuti;
- P11 - Gestione Ambientale;
- P17.1 – Non conformità, azioni correttive e preventive.

La fase di gestione rifiuti presso la Raffineria comprende tutte le attività di raccolta e deposito temporaneo e smaltimento esterno attraverso ditte autorizzate di rifiuti pericolosi e non pericolosi.

La produzione dei rifiuti è soggetta ad un sistema di registrazione previsto dalla normativa vigente. Le informazioni relative alle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti prodotti sono riportate sul Registro di Carico e Scarico e sono utilizzate ai fini della comunicazione annuale al Catasto dei Rifiuti. Il metodo per il controllo e monitoraggio dei rifiuti prevede una attività routinaria come nella relativa P11.4. Inoltre, ogni qualvolta viene prodotto all'interno della Raffineria un rifiuto la cui classificazione non sia univocamente definita, viene effettuata la caratterizzazione analitica.

La Raffineria comunica annualmente all'autorità competente, con le modalità previste dalla legislazione vigente, le quantità e le tipologie dei rifiuti prodotti, compilando le schede del Modello Unico di Dichiarazione Ambientale (MUD), conservata per almeno 5 anni. La denuncia annuale deve avere riscontro con il Registro di Carico e Scarico dei rifiuti.

Le seguenti Tabelle elencano rispettivamente le aree di deposito temporaneo di cui dispone la Raffineria e i rifiuti prodotti dallo stabilimento, le fasi di provenienza e le modalità di stoccaggio e controllo.

Relativamente all'elenco ivi riportato, si precisa che esso risulta essere rappresentativo della produzione attuale di rifiuti presso la Raffineria. Tale elenco potrebbe subire modifiche in futuro a seguito di variazioni dei processi produttivi e/o per eventi eccezionali (es: demolizioni, ecc.). La Raffineria si impegnerà a trattare tali rifiuti nel rispetto del presente Piano e della normativa vigente.

Tabella C11-1 - Aree di deposito temporaneo rifiuti

N° area	Identificazione area	Modalità di stoccaggio	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche
1	Piazzale laboratorio	Big bags / Fustini	5 mc	n.a.	Area pavimentata
2	Uffici	Cassonetti	5 mc	n.a.	Area pavimentata
3	Pensilina piazzale	Cassoni scarrabili	30 mc	n.a.	Area pavimentata
4	Serbatoio 110	Cassone	15 mc	20 m ²	Area pavimentata
5	Lato dx Pensilina ex - libero	Cassone scarrabile	15 mc	n.a.	Area pavimentata
6	Lato sx Pensilina ex - libero	Cassone scarrabile	15 mc	n.a.	Area pavimentata
7	Serbatoio S5	Cassonetti	6 mc	n.a.	Area pavimentata
8	Piazzale autobotti	Cassone	5 mc	n.a.	Area pavimentata
9	Operativo Boccarda	Cassonetti	3 mc	n.a.	Area pavimentata
10	Piazzale ingresso	Big bag/Fusti	250 mc	150 m ²	Area pavimentata

Tabella C11-2 – Controllo rifiuti prodotti

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Processo/impianti di raffinazione Manutenzione	Depositi temporanei (Aree 1, 9)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Processo/impianti di raffinazione Manutenzione	Depositi temporanei (Aree 1, 9)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
200121*	Tubi fluorescenti	Illuminazione generale	Deposito temporaneo (Area 2)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
161106	Rivest. e mat. refrattari	Forni di processo /impianti di raffinazione/Caldaie	Deposito temporaneo (Area 3)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
160605	Altre batterie ed accumulatori	Manutenzione e batterie per attrezzature portatili	Deposito temporaneo (Area 2)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
150102	Imballaggi in plastica	Operazioni di campionamento	Deposito temporaneo (Area 1)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
150104	Imballaggi metallici	Operazioni di campionamento	Deposito temporaneo (Area 1)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
060405*	Soluzione acida contenente metalli	Laboratorio	Deposito temporaneo (Area 1)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
070103*	Solventi organici alogenati	Laboratorio	Deposito temporaneo (Area 1)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
160214	Apparecchiature fuori uso	Schermi e computer	Deposito temporaneo (Area 2)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
140603*	Altri solventi e miscele di solventi	Officina meccanica	Deposito temporaneo (Area 1)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
050117	Bitumi	Stoccaggio/Movimentazione prodotti	Deposito temporaneo (Area 3)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
170604	Materiali isolanti	Manutenzioni e/o demolizioni	Depositi temporanei (Aree 4, 5, 6)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
170503*	Terra e rocce contenenti sostanze pericolose	Stoccaggio/Movimentazione prodotti/Manutenzioni e/o demolizioni	Deposito temporaneo (Area 3)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
061302*	Carbone attivato esaurito	Processo/impianti di raffinazione /Trattamento reflui	Piè d'impianto, smaltimento immediato	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
170405	Ferro e acciaio	Manutenzioni e/o demolizioni	Depositi temporanei (Area 7, 8)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
130802*	Altre emulsioni	Stoccaggio/Movimentazione prodotti	Piè d'impianto, smaltimento immediato	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
160802*	Catalizzatori esauriti	Processo/impianti di raffinazione	Deposito temporaneo (Area 10)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale
160803	Catalizzatori esauriti	Processo/impianti di raffinazione	Deposito temporaneo (Area 10)	Registri di Carico/Scarico – MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo annuale

3.1.8 Suolo e acque sotterranee

Nell'ambito del proprio SGI la Raffineria ha definito una specifica procedura per il monitoraggio del sottosuolo:

- P.11.6.1 Gestione delle acque di falda;
- P17.5 – Gestione dei dati;
- P11 - Gestione Ambientale;
- P17.1 – Non conformità, azioni correttive e preventive;
- P15 - Gestione documenti e registrazioni.

La Raffineria di Busalla adotta un sistema di monitoraggio a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee, che prevede il rilievo dei livelli freaticometrici e il campionamento/prelievo dai piezometri della rete piezometrica ed analisi delle acque sotterranee secondo la metodica prevista dalla normativa vigente⁸ con frequenza variabile secondo quanto indicato nel Protocollo di Monitoraggio Acque di Falda riportato in Allegato III al presente documento.

Tabella C12 – Acque sotterranee

Monitoraggio acque sotterranee	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Si veda Allegato III al presente documento	Bollettini analitici	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato annuale

⁸ Le metodiche analitiche attualmente in uso si riferiscono alle normative applicabili e alle MTD di settore. Tali metodiche potrebbero subire modifiche in futuro in funzione dell'evoluzione normativa e delle conoscenze scientifiche di settore.

3.2 Gestione dell'impianto

3.2.1 Controllo fasi critiche e manutenzione

La Raffineria di Busalla è dotata di differenti sistemi automatici di controllo, che consentono di monitorare in continuo le attività svolte sugli impianti, nonché provvedere a variare gli assetti produttivi in funzione delle condizioni di processo che si possono verificare.

I principali sistemi utilizzati sono:

- DCS - il controllo automatico degli impianti avviene tramite complessi e sofisticati sistemi ad alta affidabilità, chiamati DCS (Distributed Control System), che consentono il monitoraggio ed il controllo continuo di un elevatissimo numero di parametri operativi e la loro visualizzazione sulle Consolle operative in Sala Controllo di Reparto;
- Controlli Avanzati di Processo (PLC e controlli multivariabile) - i controlli avanzati consentono un complessivo miglioramento delle prestazioni degli impianti attraverso l'applicazione di particolari tecniche quali l'analisi inferenziale, le reti neurali, i controlli multivariabili ed i sistemi esperti; tali tipologie di controlli sono applicati su molti degli impianti di Raffineria al fine di migliorare la qualità dei prodotti finiti, di ridurre i consumi energetici e di predire parametri operativi altrimenti non misurabili. Le unità principali di Raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale. Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate.

Le unità principali di raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale. Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate. Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera Raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria – generalmente annuale;
- manutenzione e verifiche di legge – a scadenze variabili;
- fermata generale di manutenzione – generalmente ogni 18 mesi;
- pianificazione produttiva.

Nell'ambito del proprio SGI la Raffineria ha definito specifiche procedure per la gestione e il monitoraggio di questi aspetti:

- PP6 - Manutenzione;
- P6.2 – Manutenzione ordinaria;
- P6.3 – Gestione Fermata
- P6.4 – Gestione strumenti
- POE.01 - Procedura per l'esecuzione delle verifiche periodiche dei sistemi di sicurezza e ambiente;

Oltre a fermate programmate, il regime di funzionamento tipico delle operazioni di Raffineria, continuo, può venir alterato in seguito a:

- Condizioni anomale e di emergenza;

- Fermate per manutenzione straordinaria;
- Marcia in assetto non standard per esigenze contingenti.

In tali eventi non è possibile definire a priori caratteristiche di funzionamento dato che queste dipendono dalle condizioni contingenti in cui le unità potrebbero trovarsi ad operare. In questo ambito va sottolineato che la Raffineria di Busalla ha promosso costanti sforzi organizzativi e gestionali per la prevenzione dei rischi di incidenti correlati alle proprie attività, raggiungendo rilevanti margini di sicurezza operativa. A tale scopo si veda il documento allegato "PARAMETRI OPERATIVI CRITICI – MOD.051".

Si sottolinea, comunque, che tali situazioni risultano disciplinate da specifiche procedure ed istruzioni operative, con particolare riferimento ai Manuali Operativi degli impianti, finalizzate a garantire che tutte le unità operino in condizioni di sicurezza e che permettano un adeguato controllo dell'eventuale impatto ambientale.

3.2.2 Indicatori di prestazione

Al fine di monitorare gli aspetti ambientali significativi del proprio stabilimento, la Raffineria di Busalla ha identificato una serie di indicatori di prestazione correlati alla gestione di:

- materie prime e prodotti finiti;
- risorsa idrica;
- scarichi idrici;
- emissioni in atmosfera;
- rifiuti;
- stato del SGI.

Nella seguente tabella si riportano gli indicatori in uso presso la Raffineria.

Tabella C13 – Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore e sua descrizione	UM	Modalità di calcolo	Frequenza di monitoraggio	Reporting	Controllo Ente preposto
Refining utilization	%	Rapporto % tra la capacità di distillazione utilizzata e quella installata	Annuale	Annuale	Controllo Reporting
Indice di conversione S a zolfo	%	Espresso come rapporto % tra la somma di zolfo liquido prodotto e quello contenuto nel bitume venduto ed il quantitativo di zolfo entrante nelle materie prime lavorate nette			
Es Perdite su lavorato	%	Rapporto tra le perdite anidre ed il lavorato, entrambi espressi in kt			
Indice utilizzo idrico	m ³ /t	Espresso come rapporto tra il totale dei consumi idrici (espressi in m ³) sulla quantità di materia prima lavorata netta (espressa in tonnellate)			
Qualità degli scarichi idrici/margine verso i limiti normativi	%	Espresso come rapporto tra le concentrazioni medie degli inquinanti dei reflui scaricati dall'impianto trattamento acque e la concentrazione massima consentita dalla legge allo scarico per ognuno di essi.			
Indice di efficienza energetica	%	Rapporto tra consumi di Raffineria ed il lavorato (entrambi espressi in FOE)			
Indice di consumo di Fuel Gas e metano agli impianti	%	Rapporto tra la quantità di gas utilizzata (in kcal) presso gli impianti di Raffineria e le quantità totali di combustibili bruciati negli stessi (in kcal)			
Qualità delle emissioni/margine verso i limiti normativi	%	Prestazione % della qualità delle emissioni convogliate complessive rispetto ai limiti di legge vigenti (bolla di Raffineria)			
Indice di emissioni CO ₂ per lavorato	t/kt	Rapporto tra la quantità di CO ₂ totale (t) emessa ed il totale di materie lavorate (kt)			
Indice di recupero rifiuti	%	Rapporto tra il quantitativo di rifiuti inviati a recupero (t) ed il quantitativo totale di rifiuti prodotti dalla Raffineria (t)			

Indicatore e sua descrizione	UM	Modalità di calcolo	Frequenza di monitoraggio	Reporting	Controllo Ente preposto
Stato del SGI	%	Percentuale tra le azioni correttive efficaci rispetto al totale azioni correttive emesse			

4. RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

4.1 Soggetti che hanno competenza nell'esecuzione del Piano

Tabella C14 - Soggetti che hanno competenza nell'esecuzione del Piano

SOGGETTI	AFFILIAZIONE	NOMINATIVO DEL REFERENTE
Raffineria	-	Gianluigi Ratto Via Carlo Navone 3B, 16012 Busalla (GE)
Società terze contraenti	-	In funzione delle gare di appalto
Autorità competente	Ministero dell'Ambiente	
Ente di Controllo	APAT in rapporto di convenzione con ARPA Liguria	

4.2 Attività a carico del gestore

La Raffineria esegue tutte le attività descritte nel presente Piano; è prevista la possibilità di subappalto a società terze.

Le attività per cui è necessario l'intervento di società terze sono identificate nell'ambito delle procedure del SGI.

4.3 Attività a carico dell'ente di controllo

Nell'ambito delle attività di controllo previste dal presente Piano, e pertanto nell'ambito temporale di validità dell'autorizzazione integrata ambientale di cui il presente Piano è parte integrante, l'Ente di controllo svolge le seguenti attività.

Tabella C15 – Attività a carico dell'Ente di controllo

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del Piano
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento del piano di adeguamento dell'impianto	2
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	2
Misure di rumore	Triennale	Misure di rumore interne ed esterne	2

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del Piano
Campionamento ed analisi - Emissioni in atmosfera	Annuale	Campionamento e analisi in aria di uno o più inquinanti di cui al paragrafo 3.1.4	5
Campionamento ed analisi - Scarichi idrici	Semestrale	Campionamento e analisi in acqua degli inquinanti di cui al paragrafo 3.1.5	10
Campionamento ed analisi - Acque sotterranee	Annuale	Campionamento e analisi in acqua degli inquinanti di cui al paragrafo 3.1.8	5
Campionamento ed analisi - Rifiuti	Annuale	Campionamento e analisi dei rifiuti di cui al paragrafo 3.1.7	5

ALLEGATI

ALLEGATO I
Protocollo di Monitoraggio Acque

ALLEGATO II
Metodiche analitiche monitoraggio Acque

Parametro/inquinante	Metodi e standard di riferimento	Riferimento legislativo
pH	APAT CNR IRSA 2060 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
BOD	MPI 009	D.Lgs. 152/06
COD	APAT CNR IRSA 5130 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
SST	APAT CNR IRSA 2090 B Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Ferro	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Piombo	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Fenoli	APAT CNR IRSA 5070 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Solfuri	APAT CNR IRSA 4160 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Solfiti	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Solfati	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Idrocarburi totali	APAT CNR IRSA 5160 B2 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Tensioattivi anionici	APAT CNR IRSA 5170 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Tensioattivi non ionici	MPI 008	D.Lgs. 152/06
Benzene	APAT CNR IRSA 5140 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Toluene	APAT CNR IRSA 5140 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Etilbenzene	APAT CNR IRSA 5140 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Xilene	APAT CNR IRSA 5140 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Azoto Kjeldhal	IRSA Q100 n.5030	D.Lgs. 152/06
Azoto ammoniacale	APAT CNR IRSA 4030 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Nitriti	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Nitrati	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
TOC	APAT CNR IRSA 5040 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Arsenico	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Cadmio	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Cromo totale	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Mercurio	MPI 003	D.Lgs. 152/06
Nichel	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Rame	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Zinco	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Boro	UNI EN ISO 11885:2000	D.Lgs. 152/06
Cianuri	APAT CNR IRSA 4070 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Cloruri	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Fluoruri	APAT CNR IRSA 4020 Man 29 2003	D.Lgs. 152/06
Alifatici clorurati cancerogeni		
Clorometano	EPA 5030C 2003 + EPA 8260C 2006	D.Lgs. 152/06
Triclorometano		
Cloruro di vinile		

Parametro/inquinante	Metodi e standard di riferimento	Riferimento legislativo
Dicloroetano		
Dicloroetilene		
Dicloropropano		
Tricloroetano		
Tricloroetilene		
Tricloropropano		
Tetracloroetano		
Tetracloroetilene		
Esaclorobutadiene		
Alifatici clorurati non cancerogeni		
Dicloroetano	EPA 5030C 2003 + EPA 8260C 2006	D.Lgs. 152/06
Dicloroetilene		
Alifatici alogenati cancerogeni		
Tibromometano	EPA 5030C 2003 + EPA 8260C 2006	D.Lgs. 152/06
Dibrometano		
Dibromoclorometano		
Bromodiclorometano		
Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA)		
Naftalene	EPA 3510C 1996 + EPA 8270D 1998	D.Lgs. 152/06
Acenaftilene		D.Lgs. 152/06
Acenaftene		D.Lgs. 152/06
Fluorene		D.Lgs. 152/06
Fenantrene		D.Lgs. 152/06
Antracene		D.Lgs. 152/06
Fluorantene		D.Lgs. 152/06
Pirene		D.Lgs. 152/06
Crisene		D.Lgs. 152/06
Benzoantracene		D.Lgs. 152/06
Benzofluorantene		D.Lgs. 152/06
Benzopirene		D.Lgs. 152/06
Perilene		D.Lgs. 152/06
Indenopirane		D.Lgs. 152/06
Dibenzopirene		D.Lgs. 152/06

ALLEGATO III
Protocollo di Monitoraggio Acque di Falda

ALLEGATO IV
Allegato IV – P11.10 – Protocollo di
monitoraggio Emission Trading

ALLEGATO V
Mappa dei punti di misura esterni alla
raffineria

**ALLEGATO VI
PARAMETRI OPERATIVI CRITICI –
MOD.051**

ALLEGATO VII
Continuous Emission Monitoring System
(CEMS)

Camino E7 (CEMS)

65

Camino E14 (CEMS)

66

ALLEGATO VIII
Predictive Emission Monitoring System
(PEMS)

Il sistema PEMS (*Predictive Emission Monitoring System*) rappresenta un'alternativa all'installazione della strumentazione di monitoraggio continuo. Esso si basa in particolare sulla tecnologia delle reti neurali, che permette di costruire il modello di emissione mediante l'addestramento di una rete neurale artificiale (software) mediante una serie di dati di emissione raccolti sull'impianto in funzione dei parametri di processo.

Il sistema PEMS installato presso Iplom è costituito da un programma (software) che riceve in ingresso i dati di processo in tempo reale e calcola le concentrazioni e le portate degli inquinanti con particolare riferimento agli ossidi di azoto (NOx) ed al monossido di carbonio (CO) la cui previsione in tempo reale con modelli teorici è praticamente impossibile. Lo stesso sistema calcola la concentrazione di O₂ mentre quella di SO₂ viene computata stechiometricamente.

Attualmente tale sistema copre le emissioni principali di raffineria: F101 (E1); F1701, F201 (E11); Turbogas (E6) e F1101 (E12).

Il sistema PEMS utilizza anche una tecnica di validazione degli input, basata su una ulteriore rete neurale, che permette di ottenere risultati sufficientemente accurati anche in presenza di uno o più sensori guasti. Questo sistema segnala anche all'operatore la presenza di anomalie nei sensori, che non possono essere attualmente rivelate dai convenzionali sistemi di controllo di processo.

Il PEMS è un sistema che sostituisce la sensoristica tradizionale. Il sistema PEMS è un software che risiede su un personal computer e che, attraverso calcoli basati su evolute teorie di regressione non lineare, permette di conoscere i parametri che caratterizzano le emissioni, a partire dai parametri di processo. Una volta in funzione, il PEMS "legge" istante per istante quali valori sono assunti dai parametri di processo e restituisce in output i valori dei parametri di emissione.

Il funzionamento del PEMS si basa sul concetto di "rete neurale". Esistono infatti problemi che non possono essere trattati con algoritmi di tipo deterministico, a causa dell'enorme numero di fattori da cui sono influenzati. Il concetto di rete neurale è nato proprio nell'intento di affrontare problemi di questo tipo attraverso un meccanismo che ricorda quello del cervello umano. Questo sistema, riesce ad affrontare e risolvere i problemi che gli vengono sottoposti dopo avere "imparato" il modo di gestirli (addestramento della rete) attraverso un insieme di esempi.

La rete neurale ha una struttura che ricorda quella dei neuroni del cervello. Il cervello umano è composto da 10¹¹ cellule elettricamente attive denominate neuroni. Queste cellule comunicano attraverso le sinapsi. Ogni neurone è in genere connesso a molti altri in modo tale che il numero totale di sinapsi è dell'ordine di 10¹⁴. Sebbene ogni neurone sia relativamente lento nell'elaborare le informazioni (≈ 1 ms) il grande parallelismo nell'elaborazione delle informazioni permette di raggiungere potenze computazionali che superano enormemente quelle di ogni supercomputer.

Quando un neurone "spara" trasferisce un impulso elettrico che si propaga dal corpo della cellula all'assone. Quando un segnale raggiunge una sinapsi vi è il rilascio di neurotrasmettitori chimici che attraversano la sinapsi raggiungono il neurone adiacente. Ogni sinapsi ha associato un peso che determina l'entità dell'effetto dell'impulso sul neurone vicino. Pertanto ogni neurone elabora una somma pesata di input derivanti da altri neuroni e, nel caso in cui lo stimolo superi una certa soglia, il neurone a sua volta "spara".

Una proprietà peculiare dei sistemi neurali sia naturali sia artificiali è rappresentata dalla capacità di reagire in modo diverso al variare dei segnali esterni a cui sono esposti. Pertanto attraverso un fase che può essere definita di addestramento il sistema neurale modifica la sua risposta ai segnali esterni, vengono, in questa fase, modificati i valori dei pesi associati alle sinapsi, in modo da orientare la risposta agli stimoli esterni nel modo più giusto.

La rete neurale artificiale è un modello matematico che si comporta in modo simile ai neuroni cerebrali. I singoli neuroni sono costituiti da funzioni non lineari che trasformano un insieme di variabili in input x_i , ($i = 1, \dots, d$) in un output z .

Le funzioni che elaborano le informazioni possono essere di vario tipo :

1. Funzione lineare $g(a) = ka$

2. Funzione a salto $g(a) = \begin{cases} 1; a > 0 \\ -1; a < 0 \end{cases}$

3. funzione sigmoideale $f(a) = \tanh(a)$

Quindi, per una serie di input x_i , ($i = 1, \dots, d$), viene applicata la funzione g alla somma $\sum_{i=1}^d w_i x_i$ dove i fattori w_i rappresentano i pesi da assegnare ai segnali provenienti dalle singole unità.

L'addestramento della rete, cioè la fase in cui si insegna alla rete a comportarsi in modo diverso al variare degli input, consiste nell'assegnare ai pesi valori tali che minimizzino lo scarto fra l'output reale e l'output simulato dalla rete.

La fase di addestramento della rete neurale è una fase molto delicata : attraverso gli esempi che le vengono sottoposti il sistema si "tara" e correla l'output agli input che gli vengono forniti.

Nella fase di addestramento la rete neurale legge insiemi di input e relativi output e mediante algoritmi di minimizzazione dell'errore (p.e. minimi quadrati) modifica i valori dei pesi. Terminata la fase di addestramento, la rete è in grado di prevedere l'output in base agli input che le arrivano

PROTOCOLLO di MONITORAGGIO ACQUE

PUNTI DI ANALISI	FREQUENZA	ORE CAMPIONAMENTO	PARAMETRI	SOGLIA ATTENZIONE ppm	LIMITI DI LEGGE	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
Uscita SWS (carica carboni)	1 volta al giorno	11	pH	5 – 10	Nessuno	Operatore 2	Laboratorio Iplom
			S ⁼	1			
			Ammonio	80			
			COD	Nessuna			
			Fenoli	Nessuna			
Uscita SWS (carica ozonizzatore)	1 volta al giorno	11	pH	5 – 10	Nessuno	Operatore 2	Laboratorio Iplom
			S ⁼	1			
			Ammonio	80			
			COD	Nessuna			
Uscita prima colonna carboni	1 volta al giorno	11	pH	5 – 9	Nessuno	Terzo Operatore	Laboratorio Iplom
			Fenoli	= Uscita SWS			
Uscita impianto carboni	1 volta al giorno	11	pH	5 – 9	Nessuno	Terzo Operatore	Laboratorio Iplom
			S ⁼	3			
			Fenoli	2,5			
			Ammonio	60			
			COD	1000			
Uscita Filtri	1 volta al giorno	11	Aspetto	Molto torbido	Nessuno	Operatore 2	Laboratorio Iplom
Uscita Ozonizzatore	1 volta al giorno	11	S ⁼	3	Nessuno	Operatore 2	Laboratorio Iplom
			pH	Nessuno			
			Ammonio	Nessuno			
			Fenoli	2,5			
			COD	1000			

PUNTI DI ANALISI	FREQUENZA	ORE CAMPIONAMENTO	PARAMETRI	SOGLIA ATTENZIONE ppm	LIMITI DI LEGGE	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI	
Uscita ex-PPI (cascatella)	3 volte al giorno	5 - 11 - 22	pH	5,5 - 9,5	Nessuno	Terzo Operatore	Laboratorio Iplom	
			S ⁼	1				
			Fenoli	0,5				
			NH ₄ ⁺	15				
Scarico SF1 (Uscita Wemco)	1 volta al giorno	5	pH	6 - 9	5,5 - 9,5	Terzo Operatore	Laboratorio Iplom	
			S ⁼	0,8	<= 1			
			Fenoli	0,45	<= 0,5			
			NH ₄ ⁺	13,5	<= 15			
			Sedimenti	assenti				
			Ferro	1,6	<= 2			
			Colore	percettibile con diluizione 1:20	Non percettibile con diluizione 1:20			
	3 volte al giorno	5 - 11 - 22	HC totali	4,5	<= 5			
			COD	150	<= 160			
	Trimestrale	n.a.		pH	Nessuna	5,5 - 9,5	OSA/Laboratorio esterno	OSA/Laboratori o esterno
				SSt		<= 80		
				BOD		<= 40		
				COD		<= 160		
Pb				<= 0,2				
Fe				<= 2				
Fenoli				<= 0,5				
HC totali				<= 5				
BTEX				<= 0,2				
Tensioattivi totali				<= 2				

PUNTI DI ANALISI	FREQUENZA	ORE CAMPIONAMENTO	PARAMETRI	SOGLIA ATTENZIONE ppm	LIMITI DI LEGGE	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
			Solfuri		<= 1		
			Solfiti		<= 1		
			Solfati		<= 1000		
	settimanale	n.a.	HC totali	Nessuna	<= 5	QSA	Laboratorio Iplom
Scarico SF2 (Pozzo B)	trimestrale	n.a.	HC totali	Nessuna	<= 5	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratori o esterno
			pH		5,5 – 9,5		
			SSt		<= 80		
			COD		<= 160		
			BOD		<= 40		
			BTEX		<= 0,2		
			Fenoli		<= 0,5		
			Fe		<= 2		
			Pb		<= 0,2		
			Tensioattivi totali		<= 2		
			Solfuri		<= 1		
			Solfiti		<= 1		
			Solfati		<= 1000		

PUNTI DI ANALISI	FREQUENZA	ORE CAMPIONAMENTO	PARAMETRI	SOGLIA ATTENZIONE ppm	LIMITI DI LEGGE	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
Scarico SF3 (Pozzo D)	settimanale	n.a.	HC totali	Nessuna	<= 5	QSA	Laboratorio Iplom
	trimestrale	n.a.	HC totali	Nessuna	<= 5	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
			pH		5,5 – 9,5		
			SSt		<= 80		
			COD		<= 160		
			BOD		<= 40		
			BTEX		<= 0,2		
			Fenoli		<= 0,5		
			Fe		<= 2		
			Pb		<= 0,2		
			Tensioattivi totali		<= 2		
			Solfuri		<= 1		
			Solfiti		<= 1		
Solfati	<= 1000						
Scarico SF4 (Pozzo 9+11)	settimanale	n.a.	HC totali	Nessuna	<= 5	QSA	Laboratorio Iplom
	trimestrale	n.a.	HC totali	Nessuna	<= 5	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
			pH		5,5 – 9,5		
			SSt		<= 80		
			COD		<= 160		
			BOD		<= 40		
			BTEX		<= 0,2		
			Fenoli		<= 0,5		
			Fe		<= 2		

PUNTI DI ANALISI	FREQUENZA	ORE CAMPIONAMENTO	PARAMETRI	SOGLIA ATTENZIONE ppm	LIMITI DI LEGGE	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
			Pb		<= 0,2		
			Tensioattivi totali		<= 2		
			Solfuri		<= 1		
			Solfiti		<= 1		
			Solfati		<= 1000		
Collettore falda	mensile	n.a.	pH	Nessuno	Nessuno	QSA	Laboratorio Iplom
			Solfuri				
			Ammonio				
			Fenoli				
			COD				
			HC				
			Fe				
			Materiali sedimentabili				

PROTOCOLLO di MONITORAGGIO ACQUE di FALDA

POZZI/PIEZOMETRI	AREA	FREQUENZA	PARAMETRI	LIMITI DI LEGGE (µg/l)	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7, A	IMPIANTI	Mensile	Misura del livello	n.a.	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
			Spessore prodotto surnatante	n.a.		
			HC come n-esano	350		
			Fenoli	n.a.		
			Piombo	10		
			Benzene	1		
			Toluene	15		
			Stirene	25		
			Etilbenzene	50		
			p-Xilene	10		
			m-Xilene	n.a.		
o -Xilene	n.a.					
B, D, 9, 11 S4, S5, R1, R3, R5, R6 S1, S3, PG	PIAZZALE/ IMPIANTI - REVECCHIO - BOCCARDA	Trimestrale	HC come n-esano	350	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
B, D, 9, 11 S4, S5, R1, R3, R5, R6 S1, S3, PG	PIAZZALE/ IMPIANTI - REVECCHIO - BOCCARDA	Mensile	Misura del livello	n.a.	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
			Spessore prodotto surnatante	n.a.		

POZZI/PIEZOMETRI	AREA	FREQUENZA	PARAMETRI	LIMITI DI LEGGE ($\mu\text{g/l}$)	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7, A	IMPIANTI	Semestrale	Benzo(a)antracene	0,1	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
			Benzo(a)pirene	0,01		
			Benzo(b)fluorantene	0,1		
			Benzo(k)fluorantene	0,05		
			Benzo(g,h,i)perilene	0,01		
			Crisene	5		
			Dibenzo(a,h)antracene	0,01		
			Indeno(1,2,3-cd)pirene	0,1		
			Pirene	50		
			Naftalene	n.a.		
			Acenaftene	n.a.		
			Acenaftilene	n.a.		
			Fluorene	n.a.		
			Fenantrene	n.a.		
			Fluorantene	n.a.		
Antracene	n.a.					

POZZI/PIEZOMETRI	AREA	FREQUENZA	PARAMETRI	LIMITI DI LEGGE (µg/l)	RESPONSABILE CAMPIONAMENTO	RESPONSABILE ANALISI
D, 9, S4, S5, R1, R3, R5, R6, S1, S3, PG	PIAZZALE/ IMPIANTI - REVECCHIO - BOCCARDA	Semestrale	Fenoli	n.a.	QSA/Laboratorio esterno	QSA/Laboratorio esterno
			Piombo	10		
			Benzene	1		
			Toluene	15		
			Stirene	25		
			Etilbenzene	50		
			p-Xilene	10		
			m-Xilene	n.a.		
			o -Xilene	n.a.		
			Benzo(a)antracene	0,1		
			Benzo(a)pirene	0,01		
			Benzo(b)fluorantene	0,1		
			Benzo(k)fluorantene	0,05		
			Benzo(g,h,i)perilene	0,01		
			Crisene	5		
			Dibenzo(a,h)antracene	0,01		
			Indeno(1,2,3-cd)pirene	0,1		
			Pirene	50		
			Naftalene	n.a.		
			Acenaftene	n.a.		
Acenaftilene	n.a.					
Fluorene	n.a.					
Fenantrene	n.a.					
Fluorantene	n.a.					
Antracene	n.a.					

IPLOM	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	DEUTRA
--------------	---	---------------

P11.10 – Protocollo di monitoraggio Emission Trading

Revisione	Data	Descrizione modifiche
0	15/05/2008	Annulla e sostituisce PGA 2_2006_2

**Il contenuto del presente documento è di proprietà di IPLOM e DEUTRA.
Senza autorizzazione scritta delle Società il presente documento non può essere
comunicato a terzi né riprodotto in tutto o in parte.**

REVISIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO ¹
0	15/05/2008	Funzione: Addetto QSA	Funzione: Resp. QSA	Funzione: Direttore
		Nome: F. Podestà	Nome: E. Parodi	Nome: Gianluigi Ratto
		Data: 15/05/08	Data: 15/05/2008	Data: 15/05/2008

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

INDICE

1	SCOPO	3
2	CAMPO DI APPLICAZIONE	3
3	RIFERIMENTI	3
4	DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI	4
4.1	Acronimi/abbreviazioni	6
5	COMPETENZE E RESPONSABILITÀ	7
6	MODALITÀ OPERATIVE.....	7
6.1	Definizione del responsabile per l'attività di controllo e comunicazione	7
6.2	Censimento delle fonti di emissione e dei flussi di combustibile/materiale da sottoporre a monitoraggio	7
6.3	Classificazione delle fonti/flussi di combustibile e materiale.....	8
6.4	Censimento dei dispositivi di misura in essere.....	8
6.5	Determinazione della metodologia di monitoraggio.....	8
6.5.1	Emissioni da combustione	9
6.5.2	Emissioni da torcia	11
6.5.3	Emissioni di processo.....	12
6.5.4	CO2 trasferita	13
6.6	Gestione della strumentazione di misura	13
6.7	Raccolta dei dati e calcolo delle emissioni.....	13
6.8	Verifica dei dati.....	14
6.9	Cambiamenti nei livelli	14
6.10	Comunicazione dei dati	15
6.11	Archiviazione	15
6.12	Revisione.....	16
7	ALLEGATI	16

<i>IPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

1 SCOPO

Scopo della presente Procedura/Istruzione Operativa è quello di definire le modalità per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di anidride carbonica dell'impianto ai sensi di:

- Allegato I della Direttiva 2003/87/CE
- Decisione della Commissione del 29/01/2004 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 – Linee Guida C(2004)130
- Disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130, DEC/RAS/854/05.

2 CAMPO DI APPLICAZIONE

La presente Procedura si applica alle attività di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di anidride carbonica della Raffineria IPLOM, di Busalla (Provincia di Genova).

In Allegato 1 viene presentata una descrizione dell'impianto e delle attività da esso svolte.

L'impianto è stato autorizzato alla emissioni di gas serra con aut. n. 103, rilasciata con il DEC/RAS/2179 del 28/12/04, poi riconfermata con il DEC/RAS/65/2006 per l'attività 1.2 "Raffinerie di petrolio".

3 RIFERIMENTI

- Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la Direttiva 96/61/CE del Consiglio
- Decisione della Commissione del 29/01/2004 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
- DL 273 del 12 novembre 2004. 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.
- L 30 dicembre 2004, n. 316. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 12 novembre 2004, n. 273, recante 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.
- DEC/RAS/1715/2004 del 16/11/2004: decreto direttoriale di attuazione del DL 273 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
- DEC/RAS/1877/2004 del 29/11/2004: decreto direttoriale di attuazione del DL 273 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

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

- DEC/RAS/854/05: Disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio.
- DEC/RAS/65/2006: Autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra ai sensi del D.L. 12 novembre 2004 n. 273
- DEC/RAS/74/2006: Assegnazione e rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007 ai sensi dell'Art. 11 §1 della direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio
- D.Lgs 4 aprile 2006, n. 216: Attuazione delle Direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni di gas ad effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del protocollo di Kyoto
- Norma UNI EN ISO 14001, punto 4.5.1 "Sorveglianza e misurazioni"
- Norma UNI EN ISO 14001, punto 4.4.5 "Controllo operativo"
- Processo PI.05 "Gestione risorse – manutenzione"
- Procedura POE.04 "Procedura per l'esecuzione delle verifiche periodiche degli Strumenti Emission Trading (SET)"
- P11.3.1 "Emissioni convogliate"
- P11.7 "Consumo di risorse"
- Piano di campionamento e analisi QCD90
- Metodica analitica "Istruzioni per l'uso" n°IL018

4 DEFINIZIONI E ABBREVIAZIONI

Definizioni:

- "**attività**", le attività elencate nell'allegato I della Direttiva;
- "**lotto**", una quantità di combustibile o materiale trasferita in un'unica spedizione o in continuo in un periodo di tempo specifico. Il lotto è sottoposto a campionamento rappresentativo e su di esso viene effettuata la caratterizzazione del contenuto medio di energia e del tenore medio di carbonio, nonché di altri aspetti di interesse della composizione chimica;
- "**emissioni di combustione**", le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante la reazione esotermica di un combustibile con l'ossigeno;
- "**autorità competente**", l'autorità o le autorità competenti in materia di attuazione della presente decisione, designate conformemente all'articolo 18 della direttiva;
- "**emissioni**", il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra a partire da fonti situate in un impianto, così come definite nella direttiva;
- "**gas a effetto serra**", i gas elencati nell'allegato II della direttiva:
 - biossido di carbonio (CO₂)
 - metano (CH₄)
 - protossido di azoto (N₂O)
 - idrofluoroclorocarburi (HFC)
 - perclorofluorocarburi (PFC)
 - esafluoruro di zolfo (SF₆)

Per il periodo 2005-2007 la Direttiva 2003/87 si applicherà solo al biossido di carbonio; a decorrere dal 2008 lo scambio delle quote di emissione potrà essere esteso ad altri gas;

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

- **“autorizzazione a emettere gas a effetto serra”** o **“autorizzazione”**, l’autorizzazione di cui all’articolo 4 della direttiva, rilasciata a norma degli articoli 5 e 6 della direttiva;
- **“impianto”**, un’unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell’allegato I della direttiva 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, così come definito nella direttiva;
- **“livello di certezza”**, la misura in cui il responsabile della verifica è convinto che nelle conclusioni della verifica sia stato dimostrato se le informazioni comunicate per un impianto nel suo complesso contengono o no inesattezze rilevanti;
- **“rilevanza”**, giudizio professionale del responsabile della verifica in merito al fatto che una singola omissione, dichiarazione inesatta o errore o un insieme di omissioni, dichiarazioni inesatte o errori nei dati presentati nella comunicazione relativa a un impianto siano tali da poter plausibilmente influenzare le decisioni degli utilizzatori previsti della comunicazione. Indicativamente, il responsabile della verifica classifica come rilevante un’inesattezza riguardante il totale delle emissioni se essa dà luogo a omissioni, dichiarazioni inesatte o errori complessivamente superiori al 5 per cento nel dato relativo alle emissioni totali;
- **“metodologia di monitoraggio”**, la metodologia usata per la determinazione delle emissioni, compresa la scelta tra calcolo e misura e la scelta dei livelli;
- **“gestore”**, la persona che gestisce o controlla un impianto o, se previsto dalla normativa nazionale, alla quale è stato delegato un potere economico dominante per quanto riguarda l’esercizio tecnico del medesimo, così come definito nella direttiva;
- **“emissioni di processo”**, emissioni di gas a effetto serra diverse dalle “emissioni di combustione”, risultanti da reazioni volute e non volute tra sostanze o dalla loro trasformazione, comprese la riduzione chimica o elettrolitica di minerali metallici, la decomposizione termica di sostanze e la formazione di sostanze da utilizzare come prodotti o come cariche (ad esempio: carbonato di calcio e carbonato di sodio impiegato per il reintegro delle sostanze chimiche, solo nel caso in cui si abbia una reazione con sviluppo di CO₂).
- **“periodo di riferimento”**, il periodo, coincidente con un anno civile, per il quale le emissioni devono essere monitorate e comunicate conformemente a quanto stabilito nell’articolo 14, paragrafo 3 della direttiva (la Direttiva 2003/87 interessa gli anni dal 2005 al 2012, suddivisi in due periodi di applicazione: il triennio 2005-2007 e il quinquennio 2008-2012);
- **“fonte”**, un punto o processo individualmente identificabile dell’impianto, da cui vengono emessi gas a effetto serra;
- **“livello”**, una metodologia specifica per la determinazione dei dati relativi all’attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione o di conversione. Più livelli formano una gerarchia di metodologie entro cui effettuare una scelta secondo quanto stabilito nelle linee guida comunitarie per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra;
- **“responsabile della verifica”**, un organismo di verifica competente, indipendente e accreditato incaricato di svolgere la verifica e di presentare un rapporto sulle risultanze della stessa, secondo i criteri dettagliati stabiliti dallo Stato membro conformemente all’allegato V della direttiva.

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

4.1 Acronimi/abbreviazioni

ATS	Gruppo Assistenza Tecnica/Sviluppo Raffineria
Disposizioni di attuazione	DEC/RAS/854/05 Disposizioni di attuazione della decisione della Commissione europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004
DS	Direzione Stabilimento
ESA	Gruppo Elettrico/Strumenti/Automazione/Officina
ET	<i>Emission Trading</i> – scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità
Linee Guida	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
QSA	Gruppo Qualità Sicurezza e Ambiente
RpM	Responsabile per il Monitoraggio
SPA	Ufficio Spedizioni – Settore Amministrativo

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

5 COMPETENZE E RESPONSABILITÀ

Sono competenti per quanto riguarda la presente procedura:

- Direzione
- Gruppo ATS
- Gruppo ESA
- Gruppo QSA
- Laboratorio.

6 MODALITÀ OPERATIVE

6.1 Definizione del responsabile per l'attività di controllo e comunicazione

Per l'attuazione di quanto necessario ai fini del rispetto della normativa oggetto della presente procedura, il Responsabile per il Monitoraggio (RpM) ha le funzioni di coordinamento e controllo di tutte le attività di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di anidride carbonica dell'impianto, nell'ambito della Direttiva 2003/87/CE che istituisce il sistema di ET.

Il RpM è identificato con il Responsabile del QSA.

6.2 Censimento delle fonti di emissione e dei flussi di combustibile/materiale da sottoporre a monitoraggio

Le *fonti* di emissione di CO₂ presenti nell'impianto sono elencate ed evidenziate graficamente nella planimetria presentata in *Allegato 2*.

Il RpM provvede alla definizione dei *flussi* di combustibile da sottoporre a monitoraggio. Fonti e flussi soggetti a monitoraggio sono elencati nell'*Allegato 3*. La rappresentazione grafica tramite diagrammi costituisce l'*Allegato 4* della presente Procedura.

Da notare che in raffineria è presente un impianto di recupero di anidride carbonica dai fumi emessi dal processo di produzione di idrogeno tramite steam reforming. L'anidride carbonica è trasferita all'esterno allo stato liquido e ceduta a terzi (viene utilizzata per la carbonatazione delle bevande o come ghiaccio secco per refrigerazione). Come prescritto dalle Linee Guida, tale quantità di anidride carbonica trasferita viene sottratta dal livello di emissioni calcolato. Essa rientrerà pertanto tra i dati di attività da sottoporre a monitoraggio in ambito ET.

Secondo quanto previsto dalle Disposizioni di attuazione in merito al "Calcolo delle emissioni in maniera aggregata", il gestore di un impianto contabilizza le emissioni in maniera aggregata di alcune fonti per la stessa tipologia di combustibile (es. gas naturale agli impianti di raffineria e di DEUTRA). La valutazione dell'accuratezza di tale approccio, eseguita dal RpM, è inserita nell'*Allegato 5*.

La responsabilità dell'aggiornamento dell'elenco delle fonti, della relativa planimetria e del flusso di combustibili è del RpM.

JPLOM	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	DEUTRA
--------------	---	---------------

6.3 Classificazione delle fonti/flussi di combustibile e materiale

Il RpM provvede alla classificazione delle fonti di emissione/flussi di combustibile e materiale sulla base del quantitativo di emissione associato alle stesse, suddividendole in:

- fonti maggiori: fonti che, classificate in ordine decrescente di grandezza, contribuiscono per almeno il 95% alle emissioni totali annue dell'impianto;
- fonti minori: fonti che producono emissioni non superiori a 2,5 kt all'anno, ovvero che contribuiscono per non più del 5% alle emissioni totali annue dell'impianto, a seconda di quale tra i due valori sia il più elevato in termini di emissioni assolute;
- fonti minori cui è applicabile un approccio "de minimis": fonti minori che producono complessivamente emissioni non superiori a 0,5 kt all'anno ovvero che contribuiscono per meno dell'1% alle emissioni totali annue di un impianto, a seconda di quale tra i due sia il più elevato in termini assoluti.

La classificazione delle fonti/flussi dell'impianto è indicata nell'*Allegato 3*.

6.4 Censimento dei dispositivi di misura in essere

L'*Allegato 6* contiene l'elenco dei dispositivi di misura dei flussi di combustibile presenti in impianto e rilevanti per il monitoraggio dei consumi per il calcolo e la comunicazione dei dati per l'ET. L'elenco dei dispositivi contiene le seguenti informazioni:

- codifica del misuratore;
- flusso di combustibile associato;
- tipologia del misuratore;
- gestione del misuratore (taratura, regolazione, controllo);
- incertezza di misura.

L'ubicazione dei misuratori rilevanti ai fini del monitoraggio delle emissioni di CO₂ è illustrata nella planimetria riportata in *Allegato 2*. Gli strumenti di misura associati a ciascun flusso di combustibile sono illustrati nei diagrammi di flusso in *Allegato 4*. La responsabilità dell'aggiornamento dell'elenco dei dispositivi di misura e dei relativi schemi di flusso è del RpM.

6.5 Determinazione della metodologia di monitoraggio

Il calcolo delle emissioni dell'impianto deve essere svolto secondo le formule di seguito riportate, che quantificano le emissioni derivanti da combustione o da processi specifici di raffineria.

I dati inerenti ciascuno dei termini della formula di calcolo, nel caso di emissioni di combustione o emissioni di processo, sono determinati secondo metodologie specifiche. Ciascuna metodologia è caratterizzata da una data incertezza di misura ed è definita nelle Linee Guida per il monitoraggio come "Livello".

Per quanto riguarda la definizione dei livelli richiesti, l'impianto ricade nella categoria dimensionale di cui alla colonna B della Tabella A delle Disposizioni di attuazione. In base alla classificazione delle fonti/flussi, riportata in *Allegato 3*, e alla categoria dimensionale dell'impianto, il RpM applica il seguente criterio:

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

- per ciascuna fonte maggiore viene applicata una combinazione dei livelli minimi determinata, in funzione delle emissioni complessive di un impianto, in base alla Tabella A della Disposizioni di attuazione;
- per le fonti minori possono essere applicati i livelli immediatamente inferiori a quelli indicati in Tabella A;
- per le fonti " *de minimis*" le emissioni possono essere stimate con metodi al di fuori del sistema dei livelli.

Il RpM utilizza una metodologia fondata sul calcolo, che si basa sulla combinazione di livelli riportata in *Allegato 7*, realizzata sulla base delle Linee Guida e del DEC/RAS/854/05 (vedi § 5.5).

L'Autorità competente, approvando i livelli usati per il monitoraggio, autorizza l'incertezza direttamente risultante dalla corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata.

Il RpM valuta la conformità dei livelli di monitoraggio, come definiti nell'*Allegato 7*, alle disposizioni vigenti.

Nel caso in cui la metodologia di misura adottata risultasse non compatibile con i livelli di incertezza massimi previsti, il RpM provvederà alla rilevazione di una Non Conformità e contatterà la Direzione per la pianificazione e l'attuazione degli interventi correttivi necessari, volti a modificare il sistema di monitoraggio per allineare i livelli di incertezza raggiunti con quanto richiesto dalla normativa vigente.

Tutti i documenti che giustificano la scelta della metodologia di monitoraggio in via permanente o provvisoria sono archiviati dal RpM.

6.5.1 Emissioni da combustione

Il calcolo delle emissioni si basa sulla seguente formula¹:

$$\text{Emissioni di CO}_2 (t) = \text{dati di attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di ossidazione} (\%)$$

6.5.1.1 Dati di attività

Il consumo delle diverse tipologie di combustibile (liquido e gassoso) viene determinato sulla base della lettura dei dati strumentali di misuratori opportunamente tarati e verificati (vedi paragrafo 6.7 della presente procedura) oppure sulla base delle fatture di acquisto.

In merito all'incertezza del sistema di misura, il DEC/RAS/854/05 stabilisce che "allo scopo di definire l'incertezza associata al processo di misura relativo alla determinazione dei singoli parametri forniti dal gestore, il gestore assume un'incertezza massima ammissibile pari all'accuratezza dello strumento di misura utilizzato". I livelli associati alle diverse precisioni strumentali sono presentati al punto 3 - a) del Paragrafo 2.1.3 delle Linee Guida.

¹ In riferimento a quanto espresso nel §16 delle Disposizioni di attuazione, si precisa che, con un approccio di livello 2, l'utilizzo di un fattore di emissione tabulato, espresso in contenuto di carbonio (tCO₂/t), come riportato nell'allegato A delle stesse, non porta variazione dei risultati rispetto all'utilizzo dei valori tabulati di pci e fattore di emissione espressi in termini energetici.

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

L’RpM provvede quindi alla valutazione documentata dell’accuratezza della misura di ciascuno dei combustibili utilizzati, facendo riferimento alla documentazione tecnica fornita al momento dell’acquisto e valutando l’accuratezza complessiva del sistema di misura, composto dai suoi vari elementi (ad esempio: termocoppia, manometro, pesa, stime gravimetriche di biomassa, etc). L’analisi può essere basata su valutazioni inerenti la propagazione dell’errore su valutazioni ingegneristiche.

Di seguito sono descritte le modalità di misurazione dei consumi di combustibile. Il relativo livello applicato è riportato in allegato.

F1 – GAS NATURALE

I consumi di gas naturale sono determinati tramite misuratore a flangia tarata di tipo fiscale, installato nella cabina di decompressione del gas metano. Dalla fattura mensile del fornitore è possibile ricavare il consumo giornaliero di GN.

F2 – GAS NATURALE (emissione da processo)

Le quantità di GN inviate all’impianto di produzione di idrogeno per steam reforming sono misurate con misuratore volumetrico. I valori misurati sono acquisiti tramite DCS e i totalizzati giornalieri sono registrati.

Da notare che il valore misurato da F2 viene sottratto ad F1, in quanto il primo non partecipa a processi di combustione.

F3 – GAS NATURALE

Il GN afferente alla caldaia uffici viene dedotto dalle fatture del fornitore, utilizzando un approccio al di fuori del sistema dei livelli (fonte " *de minimis*").

F4 – FUEL GAS

Il fuel gas autoprodotta è misurato tramite 4 dispositivi (3 volumetrici e 1 massico). I valori misurati sono acquisiti tramite DCS e i totalizzati giornalieri sono registrati.

F5 – FUEL GAS (emissione da processo)

Le quantità di Fuel Gas inviate all’impianto di produzione di idrogeno per steam reforming sono misurate con misuratore volumetrico. I valori misurati sono acquisiti tramite DCS e i totalizzati giornalieri sono registrati.

Da notare che il valore misurato da F5 viene sottratto ad F4, in quanto il primo non partecipa a processi di combustione.

F6 – OLIO COMBUSTIBILE

Le quantità di olio combustibile utilizzate annualmente per processi di combustione all’interno della raffineria sono determinate tramite procedura di accertamento fiscale. Le procedure fiscali si basano sulle quantità caricate durante l’anno nei due serbatoi dedicati e sui livelli ad inizio e fine anno. Le suddette quantità sono determinate dall’ufficiale dell’UTF, che rilascia il relativo verbale.

F7 – IDROCARBURI A TORCIA

Vedi sezione 6.5.2.

F8 – GASOLIO

Il consumo di gasolio, in quanto fonte *de minimis*, è stimato al di fuori del sistema dei livelli.

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

Ogni carico di gasolio tolto dalla produzione e destinato a usi interni viene registrato e archiviato dall'ufficio SPA tramite modelli D.A.S.

Nel caso in cui durante un anno non siano stati effettuati rifornimenti dei serbatoi dei gruppi elettrogeni né delle pompe antincendio, e quindi nel caso in cui non siano disponibili valori da D.A.S., si adottano le seguenti stime:

- Per i generatori di energia elettrica, si ricava il consumo di combustibile dall'energia elettrica prodotta, così come registrato dal GRTN, utilizzando un coefficiente di resa in kg/KWh (esplicitato in apposito foglio di calcolo).
- Per le pompe antincendio si considera in via cautelativa, andando a sovrastimare le emissioni, di aver consumato interamente il contenuto massimo del serbatoio; fatto ciò si applica la formula per le emissioni da combustione, enunciata all'inizio del presente paragrafo.

6.5.1.2 Potere calorifico inferiore

Il potere calorifico inferiore è individuato, in conformità alle Linee Guida, tra i poteri calorifici netti utilizzati nell'inventario nazionale delle emissioni di gas ad effetto serra, indicate nell'Allegato A delle Disposizioni di attuazione. Per il gas naturale relativo ai flussi F1 e F2, il potere calorifico è ricavato dal riepilogo mensile delle analisi Snam Rete Gas².

6.5.1.3 Fattore di emissione

Il fattore di emissione è individuato, in conformità alle Linee Guida, nell'Allegato A delle Disposizioni di attuazione. Per il gas naturale relativo ai flussi F1 e F2, il fattore di emissione è ricavato dal riepilogo mensile delle analisi chimiche Snam Rete Gas².

6.5.1.4 Fattore di ossidazione

Il fattore di ossidazione, in conformità alle Linee Guida, è assunto pari a 0,995.

6.5.2 Emissioni da torcia

Il calcolo delle emissioni si basa sulla seguente formula:

Emissioni di CO₂ (t) = dati attività (Nm³) fattore di emissione (tCO₂/Nm³)* fattore di ossidazione(%)*

6.5.2.1 Dati di attività

Le Disposizioni di attuazione (Punto 12) introducono "un periodo transitorio fino al 31 dicembre 2005, durante il quale potranno essere accettate metodologie ad hoc (comprendenti, eventualmente, anche le perdite da bilancio di raffineria) congrue con i livelli di incertezza previsti dalle Linee guida sul monitoraggio".

² La determinazione della composizione e del relativo Potere Calorifico Superiore ed Inferiore vengono effettuati secondo la Delibera AEEG n°185/05"Disposizioni generali in tema di qualità del Gas naturale ai sensi dell'art.2, comma 12, lettere G) ed H), della Legge 14 novembre 1995, n°481". I requisiti tecnici e le modalità operative di installazione e funzionamento dei gas-cromatografi, tra cui l'accuratezza di misura e le procedure di taratura, sono riportate nel Codice di Rete Snam (cap.11 "Qualità del Gas" – Allegato 11/B). Inoltre i gas-cromatografi utilizzati sono tarati con miscele di gas certificate SIT dal laboratorio di analisi di Snam Rete Gas. La taratura certifica i componenti del gas naturale ed i relativi parametri chimico-fisici, tra cui il potere Calorifico Superiore ed Inferiore. L'accreditamento del laboratorio attesta la conformità ai requisiti della norma UNI CEI ISO/ IEC 17025.

IPLM	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	DEUTRA
-------------	---	---------------

La quantità di off-gas inviata in torcia è determinata, in attesa dell'installazione del misuratore sul flusso di off gas inviato in torcia, a partire dal bilancio consuntivo annuale della raffineria, sottraendo dalla quota parte delle perdite (intese come differenza fra il greggio lavorato ed i prodotti) la quantità di fuel gas e il contenuto di acqua nel greggio³.

Tutta la documentazione relativa è conservata e messa a disposizione del verificatore ai fini del rilascio dell'attestato di verifica.

6.5.2.2 Fattore di emissione

In accordo alle Linee Guida, il fattore di emissione viene assunto pari 0,00785 tCO₂/m³.

6.5.2.3 Fattore di ossidazione

Viene assunto pari a 0,995.

6.5.3 Emissioni di processo

Tra le potenziali fonti di anidride carbonica di processo individuate dalle Linee Guida, vengono rilevate nella Raffineria di Busalla quelle relative alla *produzione di idrogeno mediante steam reforming*.

Per tale attività le emissioni vengono calcolate come segue:

$$Emissioni\ di\ CO_2\ (t) = dati\ relativi\ all'\ attivita\ (t\ o\ m^3) * fattore\ di\ emissione\ (t\ CO_2/t\ o\ m^3)$$

6.5.3.1 Dati di attività

La quantità di idrocarburi utilizzati come carica al processo viene determinata mediante misurazione volumetrica (vedi paragrafo 6.7 della presente procedura). Da notare che in alimentazione all'impianto è inviata una miscela in parti variabili di fuel gas e gas naturale, che sono misurati separatamente.

6.5.3.2 Fattore di emissione

Il fattore di emissione è ricavato attraverso analisi di laboratorio sia per il flusso di fuel gas (analisi interne) che per il flusso di gas naturale (analisi Snam Rete Gas), secondo le disposizioni di cui al punto 10 dell'Allegato I delle Linee Guida (DEC/RAS/854/05).

Le analisi sono eseguite dal gestore tramite laboratorio interno secondo il Piano di campionamento e analisi QCD90, in modo da garantire almeno un'analisi di combustibile per ogni lotto di greggio lavorato. Le metodiche di analisi, conformi agli standard internazionali, sono riportate su "Istruzioni per l'uso" n°IL018.

Il laboratorio di analisi conserva le procedure suddette e i verbali di analisi, i cui risultati sono consultabili dal RpM tramite il database informatico "Visualizza analisi".

³ Tale approccio non considera le emissioni fuggitive dell'impianto, che vengono così conteggiate come gas inviato alla torcia. Questo pone l'impianto in condizioni decisamente conservative, in quanto si ha una sovrastima delle emissioni di CO₂ dalla torcia.

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

6.5.4 CO₂ trasferita

In raffineria è presente un impianto di recupero di anidride carbonica dai fumi emessi dal processo di produzione di idrogeno tramite steam reforming, gestito dalla consociata DEUTRA S.p.A.. L'anidride carbonica è trasferita all'esterno allo stato liquido tramite autobotti e ceduta a terzi (viene utilizzata per la carbonatazione delle bevande o come ghiaccio secco per refrigerazione).

La quantità di CO₂ liquida per ogni carico è misurata tramite un contatore, controllato in remoto tramite software PI. Le caratteristiche del dispositivo di misura sono riportati, come voce di memoria, in Allegato 6.

La quantità trasferita è registrata in un data base, che fornisce a richiesta il totalizzato mensile, utilizzato per il calcolo della CO₂ (Allegato 8). I dati storici sono conservati dalla funzione ATS.

Come prescritto dalle Linee Guida, tale quantità di anidride carbonica trasferita viene sottratta dal valore totale delle emissioni calcolate.

6.6 Gestione della strumentazione di misura

Gli strumenti impiegati per la misura dei consumi di combustibile rilevanti ai fini del monitoraggio delle emissioni di CO₂ sono inseriti nel Piano di Manutenzione Programmata per gli Strumenti Emission Trading (SET).

Si fa riferimento in particolare a:

- Processo P6.4 "Gestione Strumenti"
- Procedura POE.04.

La registrazione degli esiti delle verifiche eseguite è gestita secondo quanto esposto in tali procedure.

Tutta la documentazione cartacea inerente la strumentazione di misura resta archiviata presso la funzione ESA.

6.7 Raccolta dei dati e calcolo delle emissioni

I dati sui consumi di combustibile, determinati attraverso i dispositivi di misura presenti in stabilimento, vengono gestiti attraverso il sistema informatico *PI* di raffineria. Il sistema acquisisce i dati in automatico.

Il gruppo ATS tiene continuamente sotto controllo i consumi degli impianti produttivi attraverso il controllo in linea (DCS) (riferimento: Procedura interna P11.7 "Consumo di risorse"). Tra i consumi monitorati:

- Gas naturale;
- Fuel gas;
- Olio combustibile.

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

Il Responsabile ATS mensilmente aggiorna il file 'Consumi' contenente i consumi dei combustibili sopra indicati e provvede a trasmettere al RpM copia cartacea dei progressivi mensili.

Mensilmente, il RpM, in collaborazione con ATS, provvede alla registrazione dei dati sul consumo di combustibile, dei quantitativi di anidride carbonica trasferita allo stato liquido e delle variabili significative della metodologia di monitoraggio nel foglio di calcolo per le emissioni di CO₂ (*Allegato B*), che viene conservato da RpM in un'apposita cartella e protetto da eventuali manomissioni.

N.B.: per il parametro "olio combustibile", il valore registrato mensilmente ha solo valore indicativo, in quanto il consumo annuale viene accertato da UTF al 31 dicembre di ciascun anno (rif. par. 6.5.1.1).

6.8 Verifica dei dati

I dati utilizzati per il calcolo e la quantificazione delle emissioni sono completamente rintracciabili ed i calcoli eseguiti sono completamente ripercorribili, in modo da consentirne il controllo da una terza parte.

Il RpM sottopone a controlli le proprie elaborazioni al fine di evitare omissioni, dichiarazioni inesatte o errori. Le evidenze relative alle verifiche effettuate e all'esito delle stesse sono archiviate dal RpM e messe a disposizione

In particolare:

- tutti i calcoli, eseguiti da un addetto QSA, vengono controllati e approvati con firma apposta sul modulo cartaceo dal RpM.
- viene eseguito un raffronto tra i dati emissivi calcolati e quelli "storici", registrati relativi a mesi ed anni precedenti (approccio di tipo verticale così come definito al § 7.3 delle Linee Guida); la verifica avviene contestualmente alla trasmissione dei dati da parte dell'Assistenza Tecnica.
- i dati utilizzati per il calcolo prodotti da altri settori della Raffineria (ad esempio, risultati delle analisi sui combustibili) vengono verificati dal responsabile del corrispondente reparto in conformità alle procedure in vigore.

Qualora il RpM rilevi incongruenze sui consumi, provvede a darne segnalazione alla Direzione per eventuali azioni correttive o preventive.

6.9 Cambiamenti nei livelli

I reparti tecnici, prima di eseguire delle modifiche sulla strumentazione e sui sistemi di controllo, inoltrano comunicazione al RpM che, a sua volta, provvede a documentare ogni eventuale cambiamento di livello (permanente o temporaneo) indicando la data di inizio dei cambiamenti permanenti, nonché la data di inizio e di termine dei cambiamenti temporanei. Sono oggetto di registrazione da parte del RpM anche gli eventi straordinari che possono influenzare la corretta contabilizzazione delle emissioni.

I cambiamenti temporanei dei livelli che comportino una diminuzione nell'accuratezza devono essere comunicati dai reparti tecnici al RpM, il quale provvede ad informare

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

l'Autorità competente. La comunicazione di "sopraggiunta temporanea inapplicabilità della metodologia di livello standard" deve indicare il livello più elevato raggiungibile, fino a quando non siano ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente. Come prescritto al § 4 del DEC/RAS/854/05, superati 5 giorni lavorativi la comunicazione viene rinnovata, giustificando i motivi del persistere dell'impossibilità di applicare i livelli standard.

In caso di malfunzionamento dei dispositivi di misura rilevanti ai fini del monitoraggio delle emissioni di anidride carbonica, che tipicamente misurano i flussi aggregati, è possibile utilizzare come back-up gli strumenti dedicati dei singoli impianti.

Per quanto riguarda gli eventi straordinari (es. situazioni di emergenza, incendi, etc.), il RpM valuta caso per caso una metodologia ad hoc per la stima delle emissioni di anidride carbonica, da applicarsi fino al ristabilirsi delle condizioni normali di monitoraggio.

Il RpM conserva in sito la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché le informazioni sulla metodologia di monitoraggio provvisoria. Tale documentazione deve essere resa disponibile in sede di verifica.

6.10 Comunicazione dei dati

Entro il 28 febbraio di ogni anno il RpM predispone la comunicazione delle emissioni di anidride carbonica rilasciate per l'anno precedente, secondo le modalità definite al paragrafo 5 delle Linee Guida.

L'approvazione finale della comunicazione annuale delle emissioni è effettuata dal Direttore della Raffineria.

La comunicazione delle emissioni viene sottoposta ad un Responsabile della verifica, che si esprimerà sull'eventuale presenza di inesattezze rilevanti nei dati comunicati, e in definitiva in merito alla conformità della comunicazione. La responsabilità per l'organizzazione della visita in sito per la verifica delle comunicazioni è del RpM.

La comunicazione, una volta ritenuta conforme, è inviata dal RpM all'Autorità competente, conformemente all'art. 14 § 3 della Direttiva.

6.11 Archiviazione

Tutta la documentazione è archiviata e conservata per un periodo di almeno 10 anni dopo la presentazione di ciascuna documentazione annuale a norma § 6 dell'Allegato I delle Linee Guida. In particolare, le seguenti figure sono responsabili di:

RpM

- elenco di tutte le fonti/flussi sottoposti a monitoraggio;
- documenti che giustificano la scelta della metodologia di monitoraggio e ogni eventuale modificazione anche in via temporanea della metodologia approvata;

<i>JPLOM</i>	SISTEMA DI GESTIONE AZIENDALE P11.10 Protocollo di monitoraggio Emission Trading Rev.0 del 15/05/2008	<i>DEUTRA</i>
---------------------	---	----------------------

- documentazione riguardante il processo di raccolta dei dati relativi all'attività per l'impianto e le sue fonti;
- fogli di calcolo utilizzati per il calcolo delle emissioni;
- richiesta di autorizzazione ad emettere gas a effetto serra;
- dati relativi all'attività, fattori di emissione e ossidazione presentati all'Autorità Competente per il Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di emissione per gli anni precedenti al periodo di applicazione del sistema dello scambio di quote di emissione;
- comunicazione annuale delle emissioni;

ATS

- dati relativi all'attività usati per ogni calcolo delle emissioni, classificati in base al processo e al tipo di combustibile (copie delle fatture mensili dei fornitori di gas naturale e registrazioni interne dei consumi di combustibili, quantità di CO₂ trasferita, etc.);
- dati relativi a manutenzione software.

ESA

- data sheet degli strumenti;
- programma di taratura della strumentazione di misura;
- risultati della taratura e autenticazione;
- dati relativi a controlli, manutenzioni, fuori servizio degli strumenti.

LABORATORIO

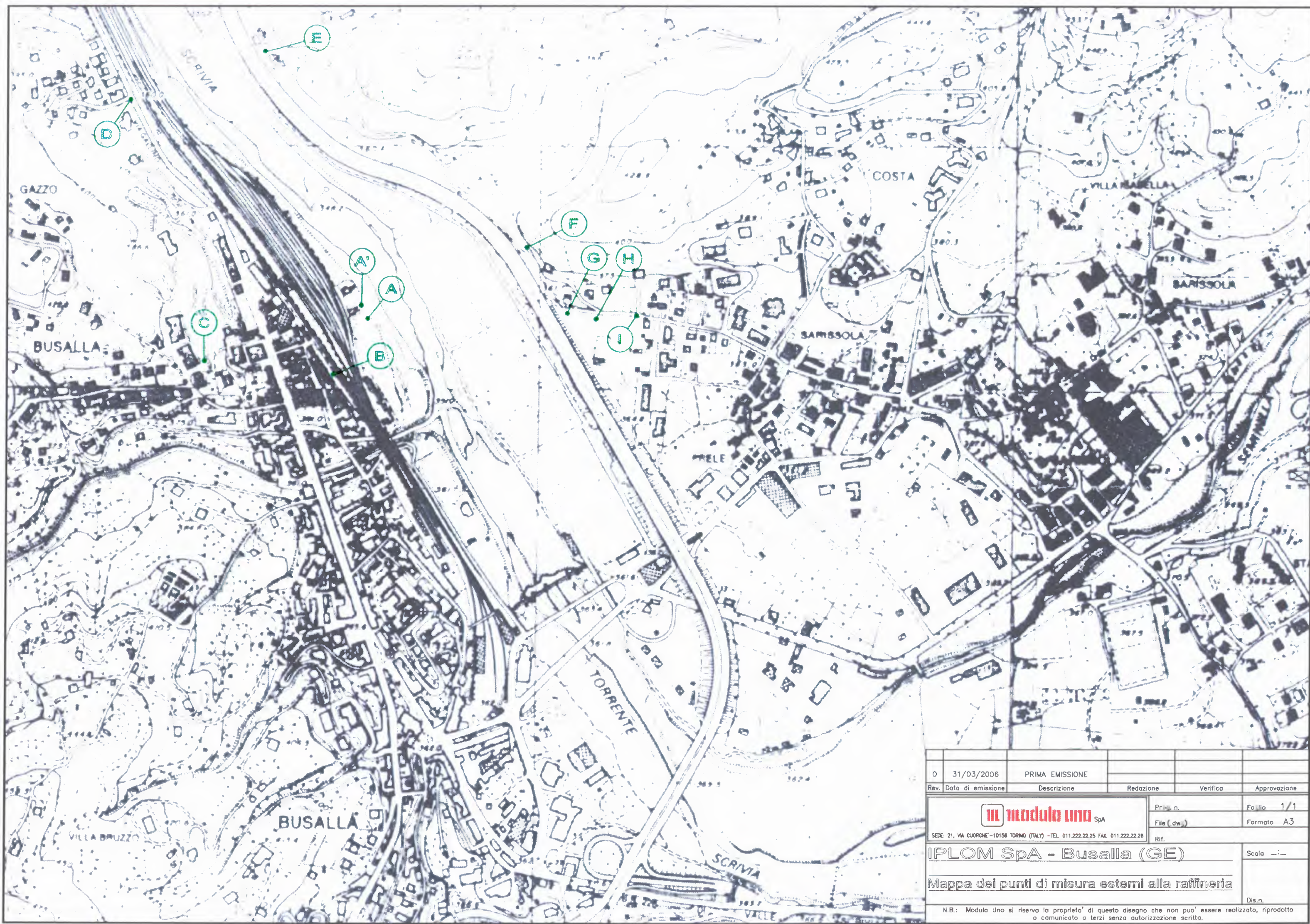
- Metodi analitici;
- verbali di analisi del fuel gas;


6.12 Revisione

La presente procedura ed i suoi Allegati sono revisionati dal RpM con cadenza annuale ovvero in occasione di modifiche al ciclo tecnologico e produttivo e/o prescrizioni da parte dell'autorità competente.

7 ALLEGATI

- n. 1 Descrizione dell'impianto e attività svolte
- n. 2 Planimetria tematica dell'impianto: fonti di emissione, strumentazione di misura
- n. 3 Elenco di fonti e flussi di combustibile da sottoporre a monitoraggio
- n. 4 Schemi semplificati di flusso dei combustibili utilizzati
- n. 5 Valutazione dell'accuratezza della misura aggregata dei flussi alle varie fonti
- n. 6 Dispositivi di misura dei flussi di combustibili/ materiali
- n. 7 Livelli di approccio applicati
- n. 8 Foglio di calcolo per le emissioni di CO₂



0	31/03/2006	PRIMA EMISSIONE			
Rev.	Data di emissione	Descrizione	Redazione	Verifica	Approvazione
			Prig. n.	Foglio 1/1	
SEDE: 21, VIA CUORGNE'-10156 TORINO (ITALY) - TEL. 011.222.22.25 FAX. 011.222.22.28			File (.dwg)	Formato A3	
IPLOM SpA - Busalla (GE)			Rif.	Scala ---	
Mappa dei punti di misura esterni alla raffineria			Dis.n.		
<small>N.B.: Modula Uno si riserva la proprietà di questo disegno che non può essere realizzato, riprodotto o comunicato a terzi senza autorizzazione scritta.</small>					

ELENCO
PARAMETRI OPERATIVI CRITICI
NOVEMBRE 2006

IMPIANTO TOPPING	
<u>Ipotesi 1 – Sovrappressione scambiatori primo treno</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione Meno portata	
<u>Ipotesi 2 – Cavitazione pompa</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa Pressione	10PSLL0139A 10PSLL0139B 10PSLL0139C 10PSLL0142B 10PSLL0144B 10PSLL0147B
<u>Ipotesi 3 – Cavitazione pompa</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa Portata	--
<u>Ipotesi 4 – Sovrappressione D102</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione Alto livello	--
<u>Ipotesi 5 – Cavitazione pompa P111A/B</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello	--
<u>Ipotesi 6 – Sovrappressione T151</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--

IMPIANTO TOPPING	
<u>Ipotesi 7 – Surriscaldamento tubazioni in camera di combustione del forno F101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura Più portata combustibili Meno portata carica	10TT0125A 10PDSLL0114 10PSHH0111B 10PT0001
<u>Ipotesi 8 – Gocciolamento dell'olio combustibile al di sotto del forno F101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa pressione	--
<u>Ipotesi 9/10 – Esplosione all'interno della camera di combustione del forno F101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	10PT0005 10TT0007 10BSL001A/B 10BSL002A/B 10BSL003A/B 10BSL004A/B
<u>Ipotesi 11 – Cavitazione pompa colonna T101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello Meno portata greggio	--
<u>Ipotesi 12 – Sovrappressione colonna T101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura Alta Pressione	Porre particolare attenzione prevedendo eventuali protezioni al 10PT0108 in quanto risulta essere strumento critico.
<u>Ipotesi 13 – Cavitazione pompe isostrripper T102A÷D</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alto livello	10PSLL0139A 10PSLL0139C 10PSLL0144A 10PSLL0147 10PSLL0139B 10ZSL1107 10ZSL1108 10ZSL1109

IMPIANTO TOPPING	
<u>Ipotesi 14 – Sovrappressione linea in aspirazione al compressore C101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 15 – Sovrappressione compressore C101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura Alta pressione	--
<u>Ipotesi 16 – Arrivo di liquido al compressore C101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alto livello	10LSH0110 10LSH0113 10LSHH0113
<u>Ipotesi 17 – Cavitazione pompa P131A/B</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello	10LSLL0120
<u>Ipotesi 18 – Sovrappressione D116</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 19 – Arrivo di idrocarburi leggeri (C1÷C4) nel circuito acqua di torre</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
--	--
<u>Ipotesi 20 – Cavitazione pompa P132A/B</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello	10LSLL0124
<u>Ipotesi 21 – Sovrappressione D117 e T103</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--

IMPIANTO TOPPING	
<u>Ipotesi 22 – Sovrappressione D104</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 24 – Arrivo di condense ai forno F101-F201-F1701 da D104</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa temperatura	--

IMPIANTO VACUUM	
<u>Ipotesi 1 – Surriscaldamento tubazioni in camera di combustione F201</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura forno Meno portata residuo Meno portata Hot-Oil	20TT0714
<u>Ipotesi 2 – Esplosione in camera di combustione del forno F201 durante l'avviamento</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 3 – Gocciolamento olio combustibile al di sotto del forno F201</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Meno portata vapore di atomizzazione	20PdSLL0109
<u>Ipotesi 4 – Sovratemperatura E701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura	20TT0714
<u>Ipotesi 5 – Cavitazione pompa P701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello D701	20LSLL0705 20LT0701
<u>Ipotesi 6 – Cavitazione pompa P290</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello T201	20LSLL0304

IMPIANTO VACUUM	
<u>Ipotesi 7 – Cedimento strutturale T201</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Presenza di liquido sulla linea vapore	--
<u>Ipotesi 8 – Cedimento strutturale T201</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Arrivo di aria in colonna da accoppiamento flangiato	--
<u>Ipotesi 9 – Sovrappressione E291 e E205 (E250, E251 e E206B)</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 10 – Arrivo di prodotto a $T > PM$ in serbatoio di categoria C</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura	--
<u>Ipotesi 11 – Sovrappressione in camera di combustione F201 durante l'avviamento</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	20PT0226
<u>Ipotesi 12/ – Sovrappressione in D251</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	20PSHH0726

IMPIANTO DEWATERING	
<u>Ipotesi 1 – Arrivo di prodotto a $T > PM$ in serbatoio di Cat. C</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura	30TSHH0301
<u>Ipotesi 2 – Surriscaldamento tubazioni in camera di combustione del forno F301</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura forno Meno portata greggio	30TSHH0301 30PSLL0301 30PSLL0302

IMPIANTO DEWATERING	
<u>Ipotesi 3 – Esplosione in camera di combustione del forno F301 durante l'avviamento</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	30ZSL fine corsa ventilatori
<u>Ipotesi 4 – Sovrappressione in D301</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	30PT0302
<u>Ipotesi 5 – Cavitazione pompa P311</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello	30LT0304

IMPIANTO PRODUZIONE IDROGENO	
<u>Ipotesi 1 – Arrivo di liquido al compressore C1101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Più portata	11LSHH0502 11PT0503
<u>Ipotesi 2 – Sovratemperatura in camera di combustione forno F1101</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura forno Più portata combustibile	--

IMPIANTO RECUPERO CO₂	
<u>Ipotesi 1 – Alta temperatura lato tubi E1151</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	11TT0710 11TT0905 11TT0801 11TE0903 11PSL1102 11PSL1103 Sono strumenti posizionati sull'U1100 ma proteggono anche l'U1150.

IMPIANTO RECUPERO CO₂	
<u>Ipotesi 2 – Sovrappressione in E1151</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione	51PSH0120 51PSH0121 51PSH0122
<u>Ipotesi 3 – Invio di idrogeno all’atmosfera</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello	51LSLL0101A 51LSLL0101B
<u>Ipotesi 4 – Invio di CO₂ a torcia con possibile spegnimento</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 5 – Invio di gas di processo alla soluzione rigenerata</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Inversione di flusso	--

IMPIANTO LIQUEFAZIONE CO₂	
<u>Ipotesi 6 – Formazione di ghiaccio nel liquefattore</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa temperatura	52TSH0327 52LSH0309 52QIH0404 (analizzatore di umidità)
<u>Ipotesi 7 – Sovrappressione compressore C2005 (compressore NH₃)</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	52PSHH0506
<u>Ipotesi 8 – Arrivo di liquido a compressore C2005</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Meno portata	52PT0503
<u>Ipotesi 9 – Sovrappressione T2001</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	52PSH0216

IMPIANTO LAVAGGIO GAS	
<u>Ipotesi 1 – Arrivo di gas ad alta pressione alla colonna T1202</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione Basso livello D1201	12LSLL0302 12PT0402
<u>Ipotesi 2 – Sovrappressione colonna T1202</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione Meno portata	12PSHH0403 12PT0402
<u>Ipotesi 2 – Sovrappressione colonna T1202</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione Alta temperatura	12PSHH0403

IMPIANTO STRIPPING ACQUE ACIDE SWS	
<u>Ipotesi 1 – Sovrappressione colonna T1301</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 2 – Sovrappressione idraulica D1301</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione Alto livello	13LSHH0301
<u>Ipotesi 2 – Sovrappressione D1301</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--

IMPIANTO RECUPERO ZOLFO (SEZIONE CLAUS)	
<u>Ipotesi 1 – Sovratemperatura reattori catalitici R1401/R1402</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	14TE0909
<u>Ipotesi 2 – Sovratemperatura in camera di combustione F1401</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	14FT0622 14FT0610
<u>Ipotesi 3 – Alta temperatura inceneritore R1402</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	14TT1102
<u>Ipotesi 4 – Sovrappressione in E1401</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione	--
<u>Ipotesi 5 – Invio di ossigeno alla vasca dello zolfo liquido TK1401</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Portata	--

IMPIANTO RECUPERO ZOLFO (SEZIONE TGCU)	
<u>Ipotesi 1 – Sovratemperatura reattore R1501 per maggiore apporto di calore</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	15TT0401 15TE0409 15TE0410
<u>Ipotesi 2 – Sovratemperatura reattore R1501 per guasto sistema di controllo ad alta integrità</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	--
<u>Ipotesi 3 – Sovratemperatura colonna di quench T1501</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	--

IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE	
<u>Ipotesi 6.1 – Sovrariempimento serbatoio di stoccaggio ossigeno liquido</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alto livello	--
<u>Ipotesi 7 – Sovrappressione ozonizzatore</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione	--
<u>Ipotesi 8 – Cricche da freddo su ozonizzatore</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa Temperatura	TSL001 in uscita skid
<u>Ipotesi 9 – Sovratemperatura ozonizzatore</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	--
<u>Ipotesi 10 – Rilascio di O₃ da vent colonna T1601</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Meno portata	TSH sulla resistenza termodistruttore
<u>Ipotesi 11 – Rilascio di O₃ da termodistruttore</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Altro	--

IMPIANTO IDROTRATTAMENTO GASOLIO	
<u>Ipotesi 1a – Sovratemperatura reattore R1701A</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura	17FT0404 17PSHH0405
<u>Ipotesi 2a – Sovratemperatura reattore R1702</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura	17FT0502 17PSHH0506

IMPIANTO IDROTRATTAMENTO GASOLIO	
<u>Ipotesi 3 – Sovrappressione accumulatore D1704</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	17LSLL0603
<u>Ipotesi 4 – Sovrappressione idraulica accumulatore D1709</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione Alto livello	17PSHH0506
<u>Ipotesi 5 – Funzionamento anomalo “vibrazioni” pompa P1701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa portata	17LSHH0202 17LSLL0203
<u>Ipotesi 6 – Sovrappressione colonna T1703</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	17PT1406
<u>Ipotesi 7 – Esplosione in camera di combustione forno F1701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa pressione	--
<u>Ipotesi 8 – Surriscaldamento tubazioni forno F1701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta temperatura Bassa portata Hot-Oil	--
<u>Ipotesi 9 – Sovrappressione colonna T1705</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione	--
<u>Ipotesi 10 – Sovratemperatura colonna T1705</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Temperatura	17TSHH0906

IMPIANTO IDROTRATTAMENTO GASOLIO	
<u>Ipotesi 11 – Sovrappressione unità 1200</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Basso livello	17FT0108 17LSLL0710 17FT0107 17LT0709
<u>Ipotesi 12 – Sovratemperatura/sovrappressione E1705</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione Alta Temperatura	17TE0210
<u>Ipotesi 13 – Cavitazione pompa P1701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa portata	17FT0404 17FZLL0402 (17FV0402)
<u>Ipotesi 14 – Sovrappressione E1702</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione	17PSHH0405 17PT0408 17FT0201
<u>Ipotesi 15 – Sovrappressione circuito di reazione gasolio leggero (causa: errore operativo)</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	17PSHH0405 17FT0404
<u>Ipotesi 16/21 – Sovrappressione linea idrogeno e sugli scambiatori E1704A/B</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 17 – Sovrappressione circuito di reazione gasolio leggero (causa: mancato sfioro gas)</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 18 – Cavitazione pompa P1707</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa portata	17FT0502 17FZLL0501(17FV0501)

IMPIANTO IDROTRATTAMENTO GASOLIO	
<u>Ipotesi 19 – Sovrappressione E1709</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta Pressione	17PSHH0506 17PT0509 17FT0301
<u>Ipotesi 20 – Sovrappressione circuito di reazione gasolio pesante (causa: errore operativo)</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	17PSHH0506 17FT0502
<u>Ipotesi 22 – Sovrappressione circuito di reazione gasolio pesante (causa: mancato sfioro gas)</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--

CIRCUITO HOT OIL	
<u>Ipotesi 1 – Surriscaldamento tubazioni in camera di combustione F1701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa portata Alta temperatura	17FT1602 17FT1604 17FT1606 17FT1608 17TSHH1612 17TSHH1614 17TSHH1616 17TSHH1618
<u>Ipotesi 2 – Cavitazione pompa P1713A/B/C</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Bassa Temperatura Basso livello	17LSLL1603 17PSL1620 17LT1601
<u>Ipotesi 3 – Gocciolamento dell'olio combustibile al di sotto del forno F1701</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Altro (meno portata vapore di atomizzazione)	17PdSLL1717
<u>Ipotesi 4 – Esplosione in camera di combustione del forno durante l'avviamento</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--
<u>Ipotesi 5 – Sovrapressione circuito hot-oil</u>	
Parametro Critico	Strumenti critici che determinano allarmi e blocchi
Alta pressione	--

INDICE

SISTEMA DI ANALISI EMISSIONI Impianto di "IPLOM" Dimensioni Armadio : 1200 x 2080 x 1000 mm

Manuale d'uso e manutenzione :

Analizzatore Mod. URAS 10E

S.N. => 2-4.0

P20413-0-1601016

F3.201783.5

A7505 9030/0001

Manuale d'uso e manutenzione :

Refrigerante elettrico Mod. PKE-3 BÜHLER

S.N. => 4438999-0687/1095

Manuale d'uso e manutenzione :

Sonda analisi standard Mod. OSP-R19 ORION

S.N. => O-O-95-001

Caratteristiche tecniche :

Sensore di condensa Mod. OSPC ORION

Caratteristiche tecniche :

Sensore di flusso a NTC Mod. OSF ORION

Caratteristiche tecniche :

Valvola a spillo in PTFE da pannello Mod. NV-102 ORION

Caratteristiche tecniche :

Filtro 2 μ PTFE Mod. OFTR ORION

**Caratteristiche tecniche :
Trappola per SO₃ Mod. OSO3 ORION**

**Manuale d'uso :
Termoregolatore Mod. OTR 300 ORION**

**Manuale d'uso :
Termoregolatore Mod. TM 93**

Manuale di istruzione : Condizionatore d'aria RICAGNI

Manuale di istruzione : Gruppo di continuità TECNOWARE

**Manuale operatore :
Sistema di Acq. dati Mod. EDA**

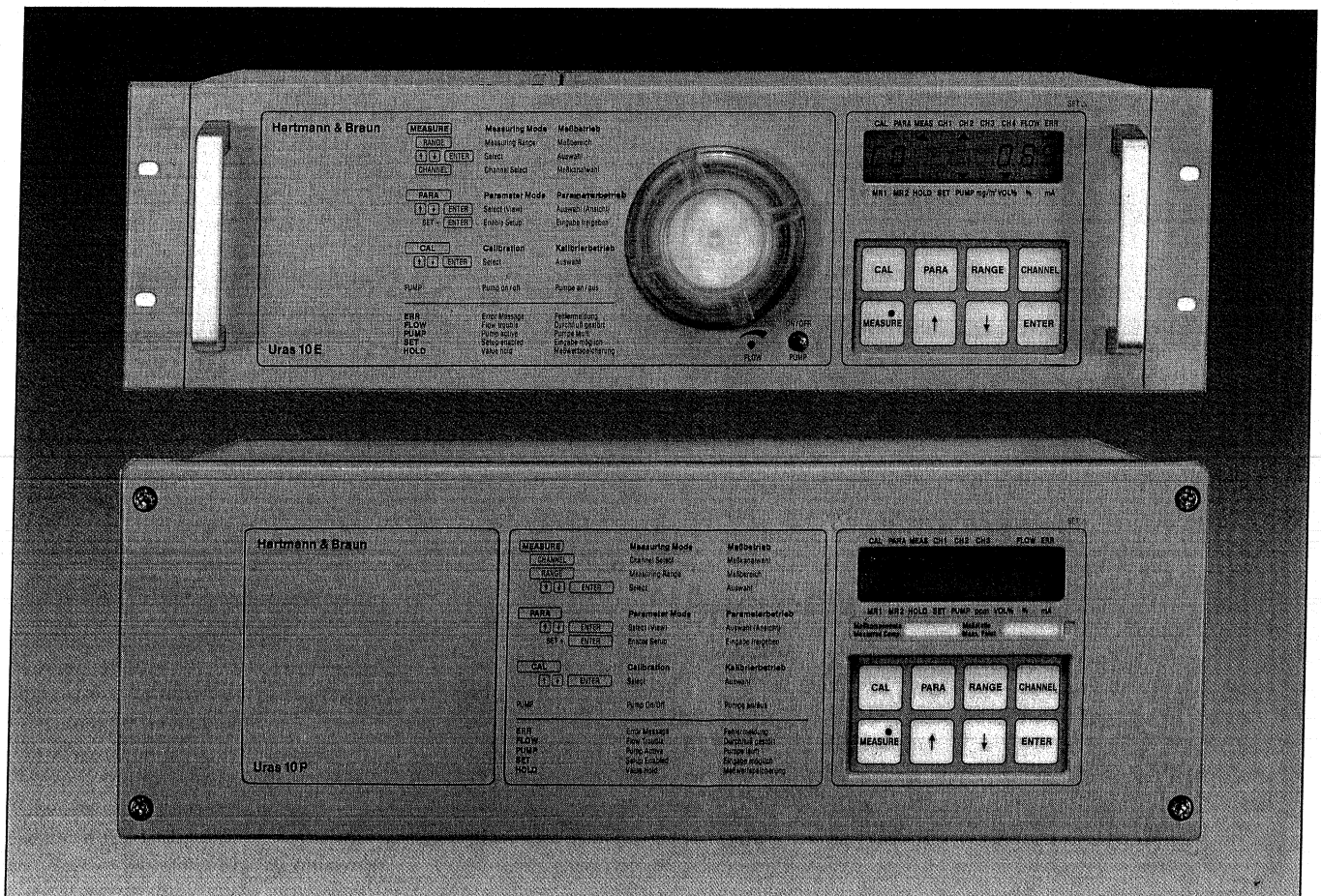
**Documentazione : Lay-out Cabina
Schemi Elettrici
Schema Pneumatico**

Bollettino di collaudo interno

Operating Instructions

Uras 10 E · Uras 10 P

NDIR Industrial Photometer



External control signals

If the instrument is equipped with the options "logic control" and "pneumatics", the instrument functions for automatic calibration can be controlled by external binary signals. The signal designations, functions and voltage levels are listed below (see also connection diagrams, Figs. 3 and 9). Both ground connections COMM1 and COMM2 are electrically isolated from each other and also from the instrument ground.

Option "logic control"

CC	Move in calibration cell(s)	High level 8...24 V
CC	Move out calibration cell(s)	Low level 0...5 V
NP	Calibrate zero	Flank Low → High
EP	Calibrate span	Flank Low → High
SP	Hold current signal at measurement output	High level 8...24 V
COMM1	Common ground of the option "logic control"	

Option "pneumatics"

PUMPE	Switch off pump	High level 8...24 V
PUMPE	Switch on pump	Low level 0...5 V
START CAL	Start automatic internal calibration	Flank Low → High
SPERR CAL	Disable automatic internal calibration	High level 8...24 V
COMM2	Common ground of the option "pneumatics"	

Note

For the control signals "NP", "EP" and "START CAL" the high-level has to be available for at least 1 s after the transition Low → High.

Technical data

Measured components, measuring ranges

Measuring channels = measuring components

Uras 10 E: 1...4 measuring channels

Uras 10 P: 1...3 measuring channels

Max. 2 measuring ranges per measuring channel with a measuring range changeover ratio of $\leq 1:5$. Each measuring channel is calibrated in the bigger measuring range; calibration of the smaller range is deduced electronically from it.

Smallest measuring ranges

The following approximate values apply if the Uras 10 E / Uras 10 P is designed only for 1 measured component as well as for measured components and carrier gases requiring no extra selectivity measures.

Measured component Smallest measuring range

CO	Carbon monoxide	0...200 ppm
CO ₂	Carbon dioxide	0...100 ppm
CH ₄	Methane	0...500 ppm
C ₃ H ₈	Propane	0...100 ppm
C ₆ H ₁₄	Hexane	0...500 ppm
NO	Nitrogen oxide	0...1000 ppm
SO ₂	Sulphur dioxide	0...1000 ppm
R 11		0...500 ppm
R 12		0...100 ppm
R 13B1		0...100 ppm
R 22		0...100 ppm
R 113		0...200 ppm
R 115		0...100 ppm

Biggest measuring ranges

0...100 vol. % or 0...saturation, 0...LEL

Measuring ranges within explosion limits are not available.

Standard measuring ranges

0...500 / 1000 / 2000 / 5000 ppm

0...1 / 2 / 5 / 10 / 20 / 50 / 100 vol. %

Measuring ranges for the oxygen sensor in the Uras 10 E

permanently set

1st measuring range: 0...10 vol. % O₂

2nd measuring range: 0...25 vol. % O₂

Suppressed measuring ranges

Differential measurement 100...500 ppm CO₂

Only with streaming reference gas and with 200 mm sample cell, basic level max. 500 ppm CO₂



4 SISTEMA DI ANALISI GAS PER CALDAIE

4.1 Prelievo e Trasporto del Gas Campione

Q.tà 1

Sonda per il prelievo del gas campione da analizzare con le seguenti caratteristiche tecniche:

- Tubo di prelievo tipo e materiale: tubo tipo 40 in 1.4571 (AISI 316Ti), conn. G 3/4".
- Temperatura max fumi: 500° C.
- Lunghezza tubo di prelievo: 500 mm.
- Tipo sonda e materiale: sonda tipo FE2 in 1.4571/Viton, conn. G 3/4".
- Riscaldamento filtro: Anello riscaldante
- Alimentazione riscaldamento sonda: 230V 50/60Hz
- Filtrazione sonda: filtro in ossido di alluminio 0.5 µm (efficienza 99.98%).
- Montaggio: flangia DN 65 PN 6 Form B DIN 2573.
- Protezione esterna per sonda: box in vetroresina – IP54.
- Sorveglianza riscaldamento sonda: relè di < I con allarme.

Q.tà 1

Linea riscaldata flessibile per il trasporto del gas campione dal punto di prelievo all'armadio analisi che sarà fornita con le seguenti caratteristiche:

- Coibentazione termica esterna: Gomma espansa al silicone e guaina in poliammide.
- Tubo di trasporto campione: Tubo in PTFE da 6x4 mm.
- Riscaldamento linea: Resistenza elettrica interna auto-limitata (Th 100°C max).
- Alimentazione riscaldamento linea: 230V 50/60Hz.
- Sorveglianza riscaldamento: relè di < I con allarme.
- Lunghezza linea riscaldata: Da definire.

Nota:

1. Per installazione in area sicura
2. La linea è riscaldata per evitare alterazioni della composizione del gas da misurare (antifreeze)
3. Lunghezza definitiva delle linee riscaldate è da definire.
4. Ai fini della funzionalità del sistema è buona norma prevedere linee riscaldate di lunghezza non superiore a 40 m.



IPLOM S.p.A. – Busalla GE

4.2 Trattamento del gas campione

Il sistema di trattamento ed aspirazione del gas campione saranno composti dai componenti di seguito elencati:

Q.tà 1

Sistema integrato di trattamento e aspirazione del campione composto da:

Unità cooler SCC-C

- Esecuzione: montaggio a parete (1/2-19")
- Scambiatori: Duran Glass
- Percorsi gas: 1x250 l/h
- Drenaggio: 1 pompa peristaltica
- Dosaggio reagenti (H₂O₂): 1 pompa peristaltica, recipiente da 10 litri e livellostato.
- Display: indicatore di temperatura con allarme e Pt100
- Alim. elettrica: 230 V, 50/60 Hz.

Unità aspirazione SCC-F

- Esecuzione: montaggio a parete (1/2-19")
- Percorsi gas: 1 GP, 1 monitor condensa, 1 flussimetro con allarme, 1 pompa a membrana
- Interfaccia elettronica: 1 scheda per collegamento tramite System-Bus con analizzatore AO2000.
- Alim. elettrica: 230 V, 50/60 Hz.

Nota: Gli allarmi relativi a: temperatura anomala frigorifero, presenza condensa e basso flusso saranno visualizzati sull'unità di controllo dell'analizzatore.

ABB Process Solutions & Services SpA



IPLOM S.p.A. - Busalla GE

Q.tà 1

Filtro monouso per la filtrazione finale del gas campione prima dell'analizzatore.

Q.tà 1

Gruppo per la calibrazione automatica degli analizzatori composto da:

- Cелlette di taratura (certificate TÜV) contenenti gas di calibrazione a concentrazione nota installate all'interno dell'analizzatore
- N. 1 elettrovalvola a 3 vie
- N. 1 valvola a spillo
- N. 1 filtro per aria ambiente.

Q.tà 1

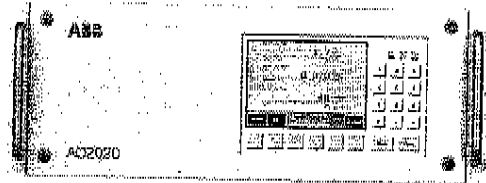
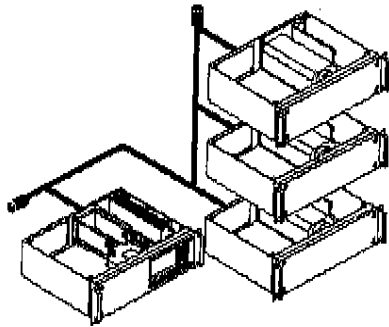
Gruppo per la verifica della calibrazione degli analizzatori in manuale dalle sonde, composto da:

- N. 1 valvola a sfera manuale a tre vie in PVDF
- N. 1 valvola a sfera manuale a due vie in PVDF
- N. 1 flussimetro con valvola di regolazione portata
- N. 1 tubo PTFE 6x4 mm (prezzo/m).

ABB Process Solutions & Services SpA

4.3 Analizzatori di gas

Analizzatore a microprocessore multicomponente modulari AO2000 adatto per montaggio a rack da 19" composto da N. 1 **Unità Centrale** di controllo (AO2020-CU) e da N. 1 **Modulo** di analisi.



4.3.1 Unità centrale di controllo (AO2020-CU)

Q.tà 1

Unità Centrale per il controllo e la visualizzazione dei parametri dei moduli di analisi in custodia rack da 19" con grado di protezione IP20 con le seguenti caratteristiche tecniche:

- display grafico retro-illuminato con risoluzione 320x240 punti
- serie di tasti per funzioni di stato e di tipo operativo
- indicazione contemporanea in forma numerica/barra grafica di tutti i valori misurati
- guida operatore con tecnica a menù
- segnalazioni di stato e di anomalia con testo in chiaro
- possibilità di eseguire la taratura automatica dell'analizzatore in aria ambiente tramite cellette di calibrazione incorporate (solo per infrarosso ed ultravioletto), senza l'utilizzo di bombole e riduttori di pressione.
- segnali di uscita analogici 4...20 mA per le grandezze misurate.
- interfaccia Ethernet 10BaseT

Nota tecnica: i segnali analogici provenienti dall'analizzatore sono separati galvanicamente rispetto a massa ed hanno il negativo in comune.

Q.tà 1 (opzione)

Modulo **RS485 (Profibus DP/PA)** di comunicazione con DCS esistente, per la visualizzazione e la verifica delle grandezze misurate e degli stati dell'analizzatore. E' inclusa l'assistenza, da parte di un ns. tecnico specializzato SW, all'attività di configurazione scambio dati, tra analizzatore e DCS, da Voi svolta (durata prevista N. 1 g. compreso viaggio).

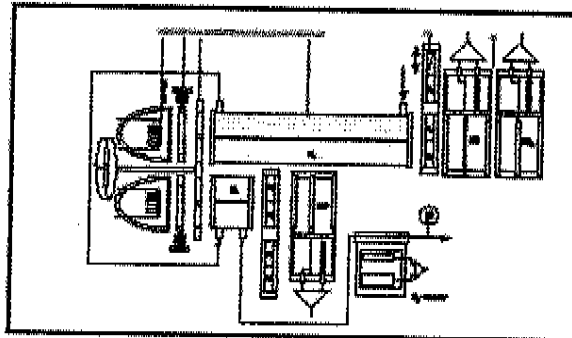
4.3.2 Moduli di analisi AO2000

Q.tà 1

Modulo analisi AO 2020-URAS 14 (certificato TÜV) di tipo fotometrico a raggi infrarossi (NDIR), completo di **Sensore di ossigeno (certificato TÜV)** di tipo elettrochimico, collegato tramite Can-Bus all'Unità di Controllo (CU) sopra descritta ed alloggiato nella stessa custodia da rack 19", per la misura dei sottoelencati componenti:

Monossido di carbonio	CO	0 ... 150/300 mg/m ³	NDIR
Ossigeno	O ₂	Tra 0...5 e 0...25 Vol. %	Sensore elettrochimico

Measurement principle



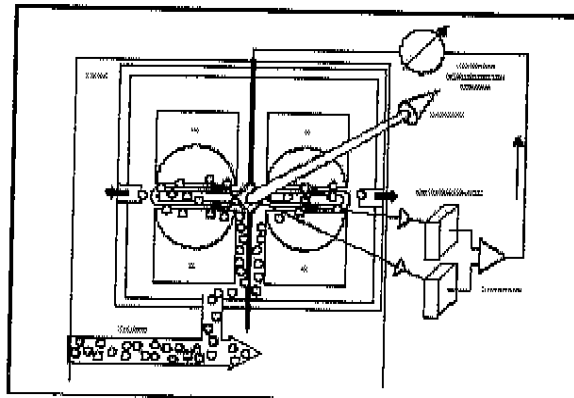
- | | |
|-----------------|-------------------------------------|
| 1 Emitter | 4 Sample cell |
| 2 Aperture | 5 Adjusting unit / Calibration cell |
| 3 Chopper wheel | 6 Receiver |

Q.tà 1 (opzione)

Modulo analisi AO 2020 - MAGNOS 106 (certificato TÜV) di tipo magneto-meccanico, con principio di misura paramagnetico per la misura di Ossigeno (O₂), collegato tramite Can-Bus all'Unità di Controllo (CU) sopra descritta ed alloggiato in una seconda custodia da rack 19" con il seguente campo scala:

Ossigeno	O ₂	0 ... 10/15/25/100 Vol. %	(1°, 2°, 3° campo parametrizzabili)
-----------------	----------------	---------------------------	-------------------------------------

Measurement principle



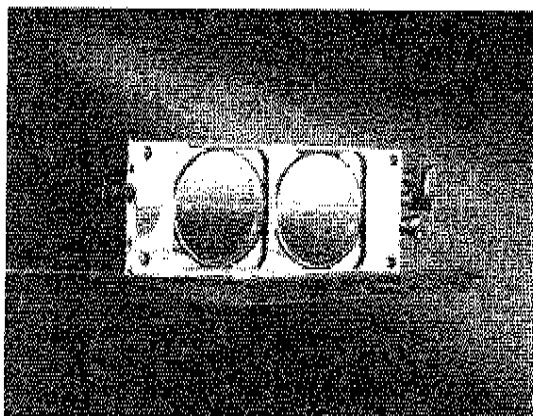
Per ulteriori caratteristiche e dati tecnici dell'analizzatore vedere il bollettino tecnico allegato.

4.3.3 Calibrazione Analizzatori AO2000 in automatico con aria ambiente

Il DM 21.12.95 all' articolo 2.5 Calibrazioni richiede quanto segue:

Ogni analizzatore installato deve avere un sistema di calibrazione in campo. Il sistema di calibrazione, quando tecnicamente possibile in relazione al tipo di analizzatore utilizzato, deve essere di tipo automatico e può utilizzare sistemi di riferimento esterni (ad esempio bombole con concentrazioni certificate e calibratore dinamico) o in subordine sistemi interni agli analizzatori stessi.

L'analizzatore URAS 14 (NDIR) dispone di un sistema di taratura innovativo costituito da cellette in quarzo contenenti il gas di taratura in sostituzione delle bombole. Le cellette sono integrate negli analizzatori e possono essere comandate sia in automatico, ad intervalli prestabiliti, sia tramite contatto esterno (opzione) sia con comando manuale tramite la tastiera dell'analizzatore.



L'impiego di analizzatori con queste cellette è certificato TÜV. I vantaggi tecnici, economici e gestionali sono:

- non sono richieste bombole di calibrazione e conseguente ricarica delle stesse, poiché il gas incapsulato non si consuma
- stabilità della concentrazione del gas racchiuso per circa 6 anni. E' sufficiente una verifica con bombole di gas di calibrazione 1 sola volta / anno
- conservazione inalterata del campione di gas racchiuso (soprattutto SO₂, NO) a differenza delle bombole che durano, mediamente pochi mesi

Per la calibrazione della misura dell'ossigeno è sufficiente compensare la deriva calibrando l'analizzatore, utilizzando aria ambiente (**certificato TÜV**).

Ogni calibrazione è gestita e validata in automatico dall'analizzatore e viene invalidata se si riscontra una differenza > 6% rispetto alla calibrazione precedente. Durante la calibrazione è disponibile una segnalazione di "calibrazione in corso" e l'ultimo valore di misura può essere congelato.

Al fine di poter effettuare le verifiche periodiche (ogni 12 mesi), o la calibrazione dell'analizzatore in manuale (attraverso la sonda di prelievo), sull'armadio analisi sono previsti i collegamenti per le bombole di calibrazione.