



Dicembre 2013

**SASOL ITALY S.P.A.**

# **Istanza di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) dello Stabilimento di Sarroch (CA)**

**ALLEGATO B18 – RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI**

**RELAZIONE**

Numero Relazione 11508440057/10029





## Indice

<b>1.0</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
1.1	Premessa	1
1.2	Cronistoria degli eventi	1
1.2.1	Esecuzione delle attività di autocontrollo ai sensi del PMC	1
1.2.2	Richiesta di modifica di AIA	1
1.3	Motivazioni della richiesta di modifica di AIA	2
1.4	Contenuti della relazione	2
1.5	Documentazione di riferimento	3
<b>2.0</b>	<b>PROCESSI DI STABILIMENTO E VARIABILI DI PROCESSO</b>	<b>4</b>
2.1	Processi di Stabilimento	4
2.1.1	Produzione n-paraffine	4
2.1.1.1	Desolforazione (Hydrobon)	5
2.1.1.2	Adsorbimento (Molex)	5
2.1.1.3	Dearomatizzazione (Arosat)	5
2.1.1.4	Frazionamento	5
2.1.1.5	Dearomatizzazione idrocarburi (DH)	6
2.1.2	Produzione poliolefine interne (PIO)	6
2.1.3	Unità ausiliarie	6
2.2	Combustibili utilizzati	7
2.3	Categorizzazione dei processi di Stabilimento rispetto ai BREF	7
<b>3.0</b>	<b>ANALISI DEI DATI DI PROCESSO</b>	<b>11</b>
3.1	Analisi della carica	11
3.1.1	Quantità consumate	11
3.1.2	Composizione della carica	14
3.1.2.1	Tenore di n-paraffine	14
3.1.2.2	Distribuzione dei pesi molecolari della frazione paraffinica	14
3.1.2.3	Contenuto di zolfo	15
3.1.2.4	Contenuto di aromatici	16
3.2	Analisi dei dati di impianto in funzione delle richieste commerciali	16
3.3	Analisi dei combustibili	17
3.3.1	Quantità consumate	17



3.3.2	Composizione dei combustibili.....	19
3.3.2.1	Fuel gas.....	19
3.3.2.2	Fuel oil.....	20
3.3.2.3	Off-gas e sfiori.....	20
3.3.2.4	Potere calorifico inferiore e tenore di zolfo.....	21
3.4	Analisi delle emissioni in atmosfera.....	23
3.4.1	Valori Limite di Emissione (VLE) secondo l'AIA.....	24
3.4.2	Monossido di carbonio (CO).....	25
3.4.3	Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ).....	25
3.4.4	Biossido di zolfo (SO <sub>2</sub> ).....	26
3.4.5	Polveri totali.....	27
<b>4.0</b>	<b>GESTIONE DELL'IMPIANTO RISPETTO ALLE PRESCRIZIONI DI AIA.....</b>	<b>28</b>
4.1	Emissioni convogliate in relazione alle variabili di processo.....	28
4.2	Gestione dei monitoraggi e dei controlli.....	29
4.2.1	VLE prescritti da AIA.....	29
4.2.2	Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME).....	29
4.2.3	Torcia di emergenza.....	29
4.2.4	Scarichi idrici.....	29
4.2.5	Ispezioni della rete fognaria.....	30
4.2.6	Serbatoi e pipeway.....	30
<b>TABELLE</b>		
	Tabella 1: Consumo di materia prima (gasolio/kerosene) e produzione di n-paraffine.....	12
	Tabella 2: Media mensile dei consumi giornalieri di carica.....	13
	Tabella 3: Consumi combustibili periodo gennaio 2012 - giugno 2013.....	18
	Tabella 4: Analisi chimiche fuel gas.....	20
	Tabella 5: Analisi chimiche offgas e sfiori.....	21
	Tabella 6: Limiti di AIA per i macroinquinanti emessi dal Camino E8.....	24
	Tabella 7: Limiti di AIA in flusso di massa per gli inquinanti emessi dal Camino E8.....	24
<b>FIGURE</b>		
	Figura 1: Correlazione Consumo materia prima (gasolio/kerosene) e Produzione n-Paraffine.....	12
	Figura 2: Tenore di paraffine nella carica (gasolio/kerosene) nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013.....	14
	Figura 3: Distribuzione dei pesi molecolari nella carica (gasolio/kerosene) nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013.....	15



Figura 4: Contenuto di zolfo nella carica (gasolio/kerosene) nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013.....	15
Figura 5: Tenore di idrocarburi aromatici nella carica di impianto da gennaio 2012 a giugno 2013.....	16
Figura 6: Periodi di marcia ed arresto delle colonne di distillazione della sezione frazionamento e DH, nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013.....	17
Figura 7: Apporto percentuale dei diversi combustibili al processo.....	18
Figura 8: Quantità combustibili in alimentazione forni di processo.....	19
Figura 9: Potere calorifico combustibili in alimentazione forni di processo.....	22
Figura 10: Tenore di zolfo combustibili in alimentazione forni di processo.....	22
Figura 11: Apporto di zolfo (in percentuale) dai vari combustibili.....	23
Figura 12: Emissioni di CO misurate al camino 8.....	25
Figura 13: Emissioni di NO <sub>x</sub> misurate al camino 8.....	25
Figura 14: Emissioni di SO <sub>2</sub> misurate al camino 8.....	26
Figura 15: Emissioni Polveri totali misurate ai camini 1-6, 8 e 10.....	27

**APPENDICI**

Appendice A: Schema a blocchi correlazione forni, unità di processo e camini

Appendice B: Risultati delle analisi di monitoraggio a camino E8 nel periodo tra marzo 2012 e giugno 2013



## **1.0 INTRODUZIONE**

### **1.1 Premessa**

Sasol Italy S.p.A. ("Sasol", o "Gestore") ha incaricato Golder Associates S.r.l. ("Golder") di predisporre la documentazione tecnica a supporto dell'istanza di modifica sostanziale di Autorizzazione Integrata Ambientale ("AIA")<sup>1</sup> per lo Stabilimento di proprietà Sasol di Sarroch (CA) ("Stabilimento").

Il presente documento costituisce l'**Allegato B.18** "Relazione tecnica dei processi produttivi" e si propone di fornire, a partire dalla descrizione dell'assetto impiantistico attuale riportato nel Capitolo 2 del Parere Istruttorio Conclusivo ("PIC") allegato all'AIA, un aggiornamento ed un approfondimento riguardo alle condizioni di processo dell'impianto sulla base dei dati di monitoraggio raccolti nel corso dei primi 18 mesi di validità dell'AIA (da gennaio 2012 fino a giugno 2013).

A partire dall'analisi dei dati raccolti, Sasol (Gestore) ha ritenuto necessario presentare la presente istanza di modifica sostanziale di AIA.

### **1.2 Cronistoria degli eventi**

#### **1.2.1 Esecuzione delle attività di autocontrollo ai sensi del PMC**

Lo Stabilimento ha conseguito l'AIA in data 8 novembre 2011 e nell'arco dei sei mesi successivi ha avviato le attività di monitoraggio ai sensi del Piano di Monitoraggio e Controllo ("PMC") allegato all'AIA.

In data 30 maggio 2012 il Gestore, conformemente a quanto previsto all'art. 4 comma 1 del Decreto di AIA, ha trasmesso all'Autorità Competente ("AC") ed all'Ente di Controllo ("EC") la nota Rif. ar-19-12 contenente la Proposta di cronoprogramma per adeguamento e completamento del PMC, seguito da una nota di sollecito inviata in data 9 luglio 2012.

Pur in assenza di un riscontro riguardo alla Proposta, il Gestore ha avviato le modalità di conduzione del PMC e le attività necessarie ad adeguare i propri sistemi di monitoraggio secondo quanto prescritto in AIA, così come documentato all'interno nel Documento di Aggiornamento Periodico ("DAP") trasmesso all'EC secondo le tempistiche previste dall'AIA.

Fatta questa premessa, il Gestore precisa che, a partire dall'avvio degli autocontrolli ai sensi del PMC, sono stati rilevati e comunicati i seguenti superamenti dei valori limite di emissione ("VLE") in atmosfera dal camino E8:

- Il 5 novembre 2012, con nota ar-53-12, il Gestore ha comunicato ad AC, EC e, per conoscenza ad ARPA Sardegna, il superamento del VLE per il parametro NO<sub>x</sub> sul campione prelevato al punto di emissione E8 il 18 ottobre 2012;
- Il 16 dicembre 2013, con nota ar-46-13, il Gestore ha comunicato ad AC, EC e, per conoscenza ad ARPA Sardegna, il superamento del VLE per il parametro SO<sub>2</sub> sul campione prelevato al punto di emissione E8 il 29 novembre 2013.

#### **1.2.2 Richiesta di modifica di AIA**

Alla Proposta di cronoprogramma di cui al punto precedente, l'EC ha risposto in data 21 giugno 2013, sostenendo la propria incompetenza al riguardo e rilevando alcune criticità, dichiarando che "*altre proposte sostitutive [alle prescrizioni del PMC], come pure la modifica dei criteri di conformità stabiliti in AIA, dovranno essere [...] oggetto di specifica richiesta all'Autorità Competente*".

Pertanto il Gestore, in data 28 giugno 2013, con nota ar-20-13 ha richiesto ad EC e AC la convocazione di un tavolo tecnico "*al fine di chiarire gli aspetti di cui sopra e comprendere dunque la reale portata dell'art. 4 con riferimento al senso ed alle finalità del confronto con lo Spett.le Istituto [EC]*" e successivamente, in data

<sup>1</sup> Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare DEC-2011-0000208 del 08/11/2011



15 luglio 2013, con nota ar-26-13, ha inviato all'EC una lettera articolata di risposta alle osservazioni avanzate, anticipando la propria intenzione di presentare una formale istanza di modifica di AIA.

L'AC, con nota 0019661 del 28 agosto 2013, in riferimento alla nota ar-20-13, ha invitato il Gestore a condividere con l'EC gli adeguamenti al PMC, *“ferma restando la possibilità di richiedere eventualmente la modifica dell'autorizzazione ai sensi dell'art. 29-nonies del DLgs 152/2006 e s.m.i. alla luce di ulteriori e dettagliati elementi istruttori”*.

L'EC, con nota del 4 novembre 2013, in riferimento alla nota ar-26-13, ha comunicato di avere *“comunque completato la fase di definizione delle modalità di attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) per l'autorizzazione in riferimento”*, avendo altresì preso atto *“della richiesta da Voi [Gestore] formulata di un incontro presso l'Autorità Competente e pertanto si resta in attesa di una eventuale convocazione [di tavolo tecnico]”*.

Nel frattempo, in data 26, 27 e 28 novembre 2013, il Gruppo Istruttore (GI) dell'EC ha eseguito l'ispezione programmata dello Stabilimento ai sensi del DLgs 152/06 art. 29-decies comma 3. Nel corso della visita il GI ha rilevato una serie incongruenze tra alcune prescrizioni di AIA e la realtà impiantistica ed ha invitato il Gestore a comunicarle all'AC.

Pertanto il Gestore, con nota ar-41-13 del 29 novembre e nota ar-43-13 del 5 dicembre, ha trasmesso ad AC e per conoscenza all'EC due comunicazioni riguardanti rispettivamente le tempistiche di attuazione di una specifica prescrizione di AIA ed alcune incongruenze rilevate in sede di ispezione.

La presente istanza di modifica sostanziale di AIA riassume in un solo documento tutte le richieste finora trasmesse dal Gestore e riporta le proposte avanzate dal Gestore ai fini dell'adeguamento all'AIA.

### 1.3 Motivazioni della richiesta di modifica di AIA

Il Gestore evidenzia che la necessità di presentare una formale istanza di modifica sostanziale di AIA è dovuta alle seguenti motivazioni:

- 1) necessità di considerare la variazione delle condizioni di processo in funzione della variabilità della carica di impianto e dei combustibili utilizzati, come descritto nel presente documento;
- 2) necessità di adeguare gli strumenti di autocontrollo esistenti e di installarne di nuovi secondo quanto prescritto dall'AIA e, contestualmente, necessità modificare temporaneamente le modalità di attuazione del PMC allegato all'AIA fino alla data di adeguamento degli strumenti esistenti;
- 3) necessità di richiedere la modifica di alcune prescrizioni in relazione al contesto specifico in cui devono essere attuate.

In particolare, relativamente al primo punto dell'elenco di cui sopra, la presente relazione intende fornire una serie gli elementi tecnici aggiuntivi rispetto alla descrizione già fornita in sede di prima istanza di AIA (anno 2007 e successive integrazioni) circa il funzionamento degli impianti.

Relativamente al punto 2) dell'elenco, la presente relazione anticipa alcuni elementi che sono sviluppati nell'**Allegato C6** alla presente istanza, insieme al punto 3).

### 1.4 Contenuti della relazione

La presente relazione è strutturata in modo da fornire gli elementi tecnici necessari a valutare le ragioni che hanno portato il gestore a presentare l'istanza di modifica di AIA, come segue:

- Introduzione (Capitolo 1);
- Inquadramento delle produzioni di Stabilimento rispetto ai processi descritti all'interno dei documenti di riferimento in ambito IPPC, ovvero dei *Reference Document on Best Available Techniques (BREF)* di settore (Capitolo 2);



- Analisi dei dati di processo del periodo compreso tra gennaio 2012 e giugno 2013, in relazione ai risultati dei monitoraggi a camino condotti nel corso del periodo maggio 2012 e maggio 2013 (Capitolo 3);
- Valutazione della gestione dello Stabilimento rispetto alle prescrizioni di AIA (Capitolo 4).

## **1.5 Documentazione di riferimento**

Per la stesura del seguente testo sono stati consultati i seguenti documenti:

- *“Proposta di cronoprogramma per l'adeguamento ed il completamento del Piano di Monitoraggio e Controllo”* prot. 5195, maggio 2012, redatto da Golder, su incarico di Sasol;
- *“Controlli AIA – Sasol-CA-Sarroch – fermata-SME”*, Rif. ar/48/12, redatto da Sasol il 29/10/2012;
- *“Controlli AIA – Sasol-CA-Sarroch – violazione-autocontrolli”*, Rif. ar/53/12, redatto da Sasol il 05/11/2012;
- *“Report annuale per l'invio dei dati di Autocontrollo (anno 2012)”*, redatto da Sasol il 29/04/2013;
- *“Controlli AIA - Sasol-CA-Sarroch - riscontro a nota Ispra prot. 0026140 del 21/06/2013”*, Rif. ar/20/13, redatto da Sasol il 28/06/2013;
- *“Documento di aggiornamento periodico per documentare l'attuazione delle prescrizioni dell'autorizzazione integrata ambientale”*, redatto da Sasol il 30/06/2013;
- *“Controlli AIA - Sasol-CA-Sarroch - riscontro a nota Ispra prot. 0026140 del 21/06/2013”*, Rif. ar/26/13, redatto da Sasol il 15/07/2013;
- *“Controlli AIA – Sasol-CA-Sarroch – crono”* Rif. ar-41-13, redatto da Sasol il 29/11/2013;
- *“Controlli AIA – Sasol-CA-Sarroch – Riscontro Segnalazione all'Autorità Competente di incongruenze tra alcune prescrizioni del Decreto Di AIA e la realtà di impianto”* Rif. ar-43-13, redatto da Sasol il 05/12/2013;
- *Studio preliminare per la riduzione delle emissioni di NOx attraverso modifica bruciatori esistenti*, redatto da The Burners S.r.l., su incarico di Sasol, il 30/07/2012;
- *“Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Organic Chemical Industry, February 2003”* (BREF LVOC);
- *“Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries, February 2003”* (BREF Raffinerie);
- *“Handbook of Petroleum Refining Processes”*, Robert A. Meyers, Mc Grow-Hill.



## 2.0 PROCESSI DI STABILIMENTO E VARIABILI DI PROCESSO

Dal momento che, a partire dalla data di rilascio dell'AIA, il processo produttivo dello Stabilimento non è cambiato, il presente capitolo riporta un estratto delle informazioni già recepite in sede di AIA (in particolare di veda il Capitolo 5 del Parere Istruttorio di AIA), allo scopo di rendere più comprensibile la trattazione dei capitoli successivi.

Lo Stabilimento è ubicato all'interno del petrolchimico Versalis (ex-Polimeri Europa). Lo Stabilimento è interconnesso con quello di Versalis, il quale gestisce diverse attività logistiche ed accessorie alla produzione, quali: carico, scarico e movimentazioni materie prime e prodotti finiti, parchi serbatoi, linee di distribuzione, accertamenti fiscali, manutenzione, vigilanza, approvvigionamento utilities e combustibili, servizio sicurezza/emergenza e laboratori di controllo.

### 2.1 Processi di Stabilimento

Lo Stabilimento svolge l'attività di produzione di prodotti chimici organici di base, in particolare è costituito da due unità produttive:

- impianto N-paraffine (e sezione DH) per la produzione di normal paraffine, iso-paraffine, idrocarburi deparaffinati;
- impianto PIO poliolefine (Poly Internal Olefins, "PIO") per la produzione di poli-olefine, in stato di fermo dal 2008.

Lo Stabilimento, partendo da materie prime derivate dal petrolio (kerosene e gasolio), produce una serie di prodotti chimici organici di base, ciascuno di essi costituito da un determinato taglio di n-paraffine (da C10 a C20) ed isoparaffine.

L'energia termica necessaria alla lavorazione della carica in impianto è fornita da una serie di forni di processo (attualmente sono 10 i forni in funzione), alimentati da gas (*fuel gas*) e olio combustibile (*fuel oil*) prodotto da Versalis e dalla frazione di composti gassosi ottenuta come sottoprodotto di processo (*off gas*).

Le emissioni aeriformi dei forni di processo sono convogliate al camino E8.

Lo schema a blocchi riportato in **Appendice A** ("*Schema a blocchi correlazione forni, unità di processo e camini*") mostra in dettaglio tutte le sezioni produttive, i forni di processo afferenti a ciascuna di esse ed i camini che ricevono le emissioni gassose convogliate dello Stabilimento. Lo schema evidenzia che all'interno di ciascuna sezione d'impianto sono presenti più forni di processo, ciascuno preposto ad una determinata funzione; al camino E8 afferiscono i fumi di combustione di tutti i forni ad eccezione di quelli provenienti dal forno 2155 F801 dell'impianto PIO attualmente in stato di fermo, le cui emissioni sono convogliate al camino E17.

Si riportano di seguito i principali processi dello Stabilimento indicando le unità produttive di riferimento.

#### 2.1.1 Produzione n-paraffine

L'impianto n-paraffine comprende le sezioni di processo denominate desolfurazione (Hydrobon), adsorbimento (Molex), dearomatizzazione delle n-paraffine (Arosat), frazionamento e dearomatizzazione degli idrocarburi (DH).

L'impianto utilizza kerosene o una miscela di kerosene/gasolio come materia prima ("carica").

La produzione è costituita da normal-paraffine ("n-paraffine") con numero di atomi di carbonio da 10 a 20 (C10-C20), kerosene o gasolio deparaffinato e prodotti secondari quali un taglio leggero di virgin nafta (denominato *benzinetta*) e *off-gas*. I prodotti ausiliari al processo sono n-pentano e iso-ottano, utilizzati come desorbenti, e un gas contenente circa l'88% in volume di idrogeno ed idrocarburi leggeri C1-C2, denominato *rich-gas*.

La capacità produttiva dell'impianto è di 500.000 t/anno come somma di n-paraffine, iso-paraffine, gasolio/kerosene deparaffinato e benzinetta.



### **2.1.1.1 Desolforazione (Hydrobon)**

La prima operazione è la desolforazione della carica con idrogeno (denominato *rich gas*) per eliminare solfuri, disolfuri, tiofene e mercaptani sotto forma di idrogeno solforato.

La carica desolforata, proveniente dai reattori, viene inviata, previo recupero termico e successivo raffreddamento, in un polmone ad alta pressione ove si separa il *rich gas*, riciclato in reazione; dal liquido, che viene inviato ad un secondo polmone a bassa pressione, si separa uno stream (denominato *off gas*) composto da idrogeno, idrocarburi leggeri, idrogeno solforato, recuperato in alimentazione ai forni di processo ad integrazione del *fuel gas*.

Successivamente la carica viene distillata per eliminare i prodotti più leggeri, dando origine ai seguenti tagli (dal più leggero al più pesante):

- frazione gassosa (*off gas*), convogliata in alimentazione ai forni di processo 5307 F1 e F2;
- benzinetta, inviata a Versalis;
- benzinetta pesante da estrazione laterale (fino a C10), inviata a deparaffinato
- carica desolforata.

### **2.1.1.2 Adsorbimento (Molex)**

Le n-paraffine sono ottenute dalla carica desolforata mediante un processo di estrazione operato da due unità di adsorbimento contenenti setacci molecolari. Le n-paraffine restano adsorbite nelle cavità interne dei setacci molecolari per essere successivamente estratte a mezzo di un desorbente (n-pentano, iso-ottano).

A valle del processo di estrazione si ottengono due correnti denominate:

- estratto: miscela di n-paraffine estratte più desorbente, che viene a sua volta separata nelle due componenti (n-paraffine e desorbente) in un'apposita colonna di distillazione;
- raffinato: miscela di isoparaffine più desorbente, che viene separata nei due componenti (kerosene deparaffinato e desorbente) in un'apposita colonna di distillazione.

Il desorbente viene rimesso in ciclo, le iso-paraffine vengono inviate a stoccaggio o, in parte, in carica alla sezione DH (dearomatizzazione idrocarburi), mentre le n-paraffine vengono inviate alla sezione successiva di dearomatizzazione.

### **2.1.1.3 Dearomatizzazione (Arosat)**

Il taglio di n-paraffine C10-C20 dal Molex viene trattato con idrogeno per saturare gli idrocarburi aromatici residui (composti indesiderati nei prodotti finiti) a cicloparaffine.

Il dearomatizzato è stabilizzato in una colonna di distillazione da cui si separano:

- *off gas*, inviato alla rete di alimentazione dei forni F1 ed F2;
- una piccola quantità di distillato di testa, in parte riciclato in colonna;
- un taglio intero dearomatizzato inviato alla successiva sezione di frazionamento.

### **2.1.1.4 Frazionamento**

In questa sezione l'estratto dearomatizzato viene frazionato attraverso 3 colonne di distillazione in serie, nei diversi tagli richiesti di linear paraffine (Linpar):

- taglio C10-C13;
- taglio C14;



- taglio C15-17;
- taglio C16-C17;
- taglio C18-C20.

I vapori di testa delle tre colonne di distillazione vengono condensati sfruttando il calore di condensazione per produrre vapore di bassa e media pressione, in parte consumato nell'impianto stesso. L'acqua demineralizzata necessaria alla produzione di vapore viene alimentata in un degasatore e da questo inviata ad una serie di evaporatori a fascio tubiero (unità Siteco).

### 2.1.1.5 Dearomatizzazione idrocarburi (DH)

All'interno della sezione il kerosene o gasolio privo delle n-paraffine ("deparaffinato") proveniente dall'unità Molex viene dearomatizzato e frazionato per ottenere vari tagli di isoparaffine (DHR).

Il processo prevede le fasi di Dearomatizzazione e Frazionamento da cui si ottengono le seguenti frazioni:

- idrocarburi leggeri, a loro volta separati in condensabili (inviati a deparaffinato) e incondensabili (inviati in rete off gas);
- 3 tagli di isoparaffine, uno dal fondo e due da prelievi laterali inviati a stoccaggio. Il secondo taglio laterale è preventivamente stabilizzato in una colonnina a riempimento.

### 2.1.2 Produzione poliolefine interne (PIO)

L'impianto PIO produce poliolefine che costituiscono le basi per oli lubrificanti sintetici per uso motoristico (*grades* a varie viscosità) a partire da normal olefine C15-C17 mediante oligomerizzazione, idrogenazione e distillazione.

L'impianto PIO produce come prodotto secondario le teste PIO, commercializzate col nome Alchisor S, ed utilizzate come solvente e/o lubrificante leggero.

La capacità produttiva dell'impianto è di 18.000 t/anno come somma di PIO e teste PIO.

L'energia termica necessaria all'impianto è fornita dal forno di processo F801 alimentato a fuel gas e off-gas i cui fumi di combustione vengono collettati ed emessi dal camino E17.

L'impianto PIO ed il relativo camino sono in stato di fermo da marzo del 2008, salvo la colonna di distillazione C501 utilizzata, saltuariamente, per rifinire se necessario un taglio della sezione DH.

### 2.1.3 Unità ausiliarie

Oltre alle fasi di processo sopra riportate, in Stabilimento sono presenti i servizi ausiliari di supporto alle fasi di processo. Tutti i servizi ausiliari sono gestite da Versalis.

Il ricevimento delle materie prime avviene via nave e/o tubazione, i prodotti finiti sono spediti via nave, via autobotte e anche via tubazione. Tutte le operazioni di movimentazione di materie prime e prodotti dall'esterno all'interno dello Stabilimento sono gestiti da Versalis.

I serbatoi, le tubazioni di collegamento e le pompe di trasferimento dell'impianto n-paraffine sono di proprietà Versalis, quelli dell'impianto PIO sono di proprietà Sasol. Lo Stabilimento dispone di una pensilina di carico delle autobotti equipaggiata con tre bracci di carico snodati.

I serbatoi di stoccaggio a servizio dello Stabilimento sono ubicati in due aree distinte:

- Isola 8 per lo stoccaggio delle materie prime;
- Isola 28 per lo stoccaggio dei prodotti finiti.



L'acqua servizi, l'acqua potabile, l'acqua di raffreddamento, l'acqua antincendio e l'acqua demineralizzata sono derivate dalle reti di Versalis, che a loro volta la prelevano dal Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari (CACIP).

Lo Stabilimento genera le seguenti tipologie di reflui:

- acque meteoriche raccolte da tutte le aree di impianto pavimentate e di stoccaggio dei serbatoi (Isole 8, 17 e 28);
- acque di servizio, risultanti dalle operazioni di lavaggio di piazzali e apparecchiature, drenaggi vari, pensilina di carico autobotti, etc. Tali acque possono trasportare residui organici e vengono raccolte da pozzetti con caditoia;
- acque sanitarie, raccolte dalla sala di controllo dell'Isola 17.

Le acque meteoriche e le acque di servizio sono convogliate al sistema fognario oleoso che a sua volta confluisce all'interno della fognatura di Stabilimento che convoglia all'impianto di trattamento TAS.

Le acque sanitarie sono raccolte all'interno di una fognatura separata che convoglia anch'essa al TAS.

Gli scarichi gassosi convogliati dai forni di processo sono emessi in atmosfera attraverso 2 punti di emissione (emissioni continue): camino E8 (impianto n-paraffine) e camino E17 (impianto PIO).

Gli scarichi discontinui e gli sfiati di emergenza dai dispositivi di sicurezza e di emergenza di tutti gli impianti sono convogliati in un sistema di *blow down* dotato di terminale di torcia del tipo *smokeless* (punto di emissione siglato E13), previo abbattimento e recupero degli eventuali liquidi trascinati nei gas.

## 2.2 Combustibili utilizzati

I combustibili che alimentano i forni di processo degli impianti di produzione sono i seguenti

- *off-gas* autoprodotta, costituito dagli sfiori del *rich gas* utilizzato nel processo e dagli idrocarburi leggeri da cracking prodotti nelle sezioni idrogenazione degli impianti;
- *fuel-gas*, fornito da Versalis;
- *fuel oil* con basso tenore di zolfo, fornito da Versalis e di provenienza dalla raffineria Saras.

Il consumo di fuel oil è minimizzato ed è utilizzato unicamente per alimentare i due forni della sezione Molex.

Inoltre, sono stati adottati nel tempo degli interventi per il recupero del calore sensibile dei fumi di combustione, quali: l'utilizzo dei fumi per preriscaldare l'aria comburente in ingresso ai forni di processo, ed il recupero del calore latente dei vapori di testa delle colonne della sezione di Frazionamento per autoprodurre vapore a media e a bassa pressione.

Nello schema a blocchi riportato in **Appendice A** ("Schema a blocchi correlazione forni, unità di processo e camino") sono riportate le varie tipologie di combustibile che alimentano i forni di Stabilimento.

## 2.3 Categorizzazione dei processi di Stabilimento rispetto ai BREF

In termini generali, la produzione di prodotti chimici organici di base è strettamente correlata con la raffinazione del petrolio greggio e con i prodotti di lavorazione delle raffinerie. Lo schema sottostante, estratto dal documento *Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Organic Chemical Industry, February 2003* (BREF LVOC), mostra come siano legati tra loro ed integrati i processi di produzione dei prodotti derivati dal petrolio.

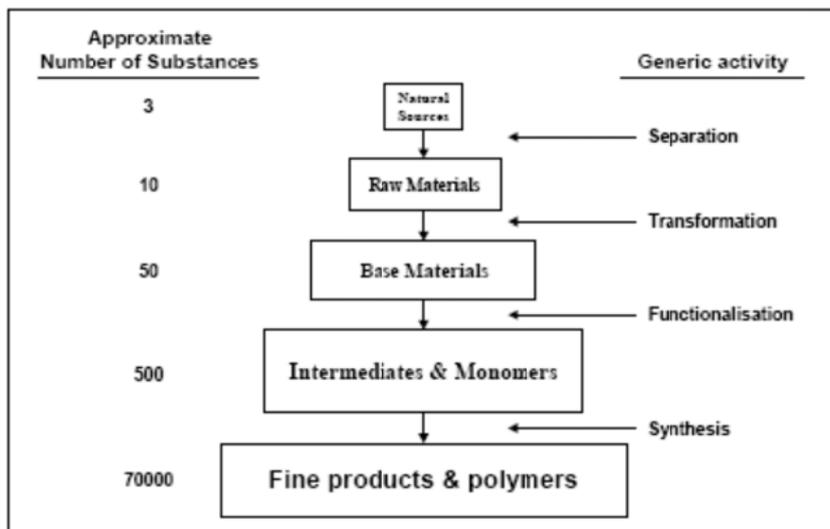


Figure 1.1: Structure of Industrial Organic Chemistry  
Based on figure by Griesbaum in [CITEPA, 1997 #47]

Le risorse naturali - Natural Sources (petrolio greggio nel caso specifico dei prodotti lavorati da Sasol, gas naturale e carbone per altri impianti) sono utilizzate nelle raffinerie per la produzione di un limitato numero di materie prime - Raw Materials (ad esempio il kerosene). Le raffinerie trasferiscono queste materie prime verso gli impianti petrolchimici dove, attraverso complesse operazioni chimico-fisiche vengono trasformati in prodotti chimici di base - Base Materials (i prodotti commerciali prodotti dallo Stabilimento le n-paraffine sono tra questi). I prodotti chimici di base sono sottoposti a ulteriori lavorazioni per la produzione di prodotti intermedi e monomeri - Intermediates & Monomers e infine i prodotti intermedi e monomeri sono trasformati in una grande varietà di prodotti fini e polimeri - Fine Products & polymers.

Tipicamente i primi due livelli rappresentati nella figura sono in carico alle raffinerie e i tre centrali sono in carico agli impianti petrolchimici e chimici. Il fatto che la produzione delle Raw Materials sia di pertinenza e delle raffinerie e degli impianti petrolchimici, mostra come tutte le trasformazioni dei derivati del petrolio siano strettamente correlate.

Per quanto riguarda la categorizzazione dei processi, i processi di raffinazione dei primi due livelli sono descritti nel documento *Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries, February 2003* (BREF Raffinerie); i tre livelli centrali sono descritti nel documento *Reference Document on Best Available Techniques in the Large Volume Organic Chemical Industry February 2003* (BREF LVOC).

Per lo Stabilimento Sasol, è già stato evidenziato come i processi produttivi lavorano materie prime ricevute dalle raffinerie (kerosene e gasolio), e allo stesso tempo alcuni dei prodotti dello Stabilimento sono tipici prodotti di raffineria (benzinetta). Per i principali processi dello Stabilimento è possibile fare le seguenti considerazioni:

- Impianto produzione paraffine: i prodotti di tale impianto sono n-paraffine e prodotti secondari quali virgin nafta, deparaffinato e off gas. Tali prodotti sono tipici prodotti di raffineria (si faccia riferimento alla tabella 1.3 pag. 8 e al capitolo 10.3 del documento *BREF Raffinerie*, dove vengono riportati i prodotti degli impianti di raffinazione del greggio).



Refinery products	Demand 1995		Average annual growth in %
	Mt	% of total	1995 - 2010
Naphtha chemical feed stock	40	7	1.5
Gasoline	125	20	0.7
Jet fuel (kerosene)	40	7	2.7
Diesel	115	19	2.3
Fuel oil (Light inland)	110	18	-1.4
Heavy fuel oil for electricity	75	13	-2.6
Heavy fuel oils for bunker	30	5	0.7
Other products *	65	11	-
<b>TOTAL</b>	<b>600</b>	<b>100</b>	<b>-</b>

Notes:  
 - Values in the table corresponding to Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Ireland, Italy, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey, United Kingdom together.  
 - \* Other products (in 1995 at 65 Mt) include lubes and bitumen products and refinery fuel (estimated at 38.7 Mt/yr).

**Table 1.3: Product demand development Western Europe**

Source: [118, VROM, 1999]

Lo stesso processo Molex potrebbe essere considerato un processo di raffineria. Il processo avviene con assorbimento su setacci molecolari; processi di assorbimento con setacci molecolari sono descritti nel BREF Raffinerie (cfr. tabella 3.1 *Environmental account of refinery processes* nel BREF Raffinerie).

- b) Impianto produzione olefine (PIO): il processo di produzione delle olefine, invece, non è descritto all'interno del documento BREF Refinery. Il BREF LVOC invece, pur non riportando la descrizione del processo di produzione di olefine utilizzato dallo Stabilimento, include nel capitolo 2, tabella 2.2 (*Generic LVOC production processes*) tutte le reazioni chimiche che vengono utilizzate per la produzione di prodotti organici di base; nel caso dell'impianto per la produzione di olefine, idrogenazione e deidrogenazione.

Process	Feed material		Conditions		Products
	Reagents	Substrates	Catalysis	Phase	
Oxidation	Oxygen (Air)	Paraffins, Olefins, BTX-Aromatics	Heterogeneous	Gas	Acids, Anhydrides, Epoxides
			Homogeneous	Gas-Liquid	Alcohols, Aldehydes, Ketones, Acids
			None	Gas-Liquid	Hydroperoxides
Amoxidation	Oxygen, NH <sub>3</sub>	Olefins, Alkyl-aromatics	Heterogeneous	Gas	Nitriles
Chlorination	Chlorine	Olefins, Aromatics,	Homogeneous	Gas-Liquid	Chloro-organics
		Olefins, Paraffins	None		
Hydrogenation	Hydrogen	CO, Aldehydes, Nitriles, Nitro-compound	Heterogeneous	Gas	Alcohols, Amines
Hydroformylation (Oxo-Synthesis)	H <sub>2</sub> , CO	Olefins	Homogeneous	Gas-Liquid	Aldehydes, Alcohols
Dehydrogenation	-	Paraffins, Olefins, Alkyl-aromatics, Alcohols	Heterogeneous	Gas	Olefins, Diolefins, Aromatics, Aldehydes, Ketones
Alkylation	Olefins, alcohols, chloro-organics	Aromatics	Heterogeneous	Gas	Alkyl-aromatics
			Homogeneous	Gas-Liquid	Alkyl-aromatics

**Table 2.2: Unit processes used in organic chemical production**

Griesbaum in [CITEPA, 1997 #47]



I processi per la produzione di paraffine, sembrano dunque poter essere paragonati ai processi tipici della raffinazione. Mentre i processi di produzione delle olefine sono tipici processi per la produzione di composti organici di base, ma sono strettamente legati ai processi di raffinazione. A conferma di quanto sopra, si evidenzia che questi due processi sono descritti all'interno dell'*Handbook of Petroleum Refining Processes*, Robert A. Meyers, Mc Grow-Hill.

Nei processi di raffinazione, la composizione del petrolio greggio in ingresso all'impianto è il parametro principale che definisce la qualità dei prodotti che possono essere prodotti e immessi sul mercato da una raffineria. Le impurità del greggio (la più importante tra tutte rappresentata dal tenore di zolfo), sono allo stesso modo molto importanti per stabilire il valore economico dei prodotti derivati dalla lavorazione del greggio e per definire e risolvere le difficoltà di trasformazione del prodotto in un prodotto vendibile con profitto sul mercato.

In teoria, le unità di raffinazione dovrebbero essere scelte in base al greggio che viene acquistato e inviato agli impianti. In pratica però, non avendo la possibilità di acquistare e lavorare sempre lo stesso tipo di greggio in termini di composizione e di impurità, le raffinerie devono essere progettate e realizzate cercando un buon compromesso tra diversi fattori quali la variabilità della disponibilità di greggio, della composizione e del prezzo del greggio in ingresso agli impianti e la variabilità della domanda del mercato dei prodotti di lavorazione. Le raffinerie sono dunque impianti molto complessi, studiati per avere condizioni di funzionamento flessibili ma che richiedono una gestione molto accurata per mantenere contemporaneamente alte prestazioni ed efficienze in termini di qualità dei prodotti, economicità dei processi di lavorazione, e compatibilità ambientale.

Come verrà illustrato nel capitolo successivo, anche i processi produttivi dello Stabilimento Sasol, così come i processi di raffinazione, sono fortemente influenzati dalla variazione della composizione della carica.



### **3.0 ANALISI DEI DATI DI PROCESSO**

Il presente capitolo riporta i risultati dell'analisi dei dati di processo e dei monitoraggi delle emissioni relativi al periodo gennaio 2012 – giugno 2013. In particolare si analizza la variabilità in quantità ed in qualità della carica in ingresso all'impianto dei combustibili impiegati nei forni ed i profili di emissione in atmosfera dal camino E8 (impianto N-Paraffine).

Per una migliore comprensione dei dati che seguono, si premette che nel corso del periodo oggetto di esame solo l'impianto N-Paraffine è stato in marcia, essendo l'impianto PIO in stato di fermo a tempo indeterminato da inizio del 2008. Si evidenzia inoltre che l'impianto N-Paraffine è stato soggetto alle seguenti fermate:

- tra l'1 ed il 20 giugno 2013 fermata non programmata della sezione DH a causa di esigenze commerciali;
- tra l'8 ed il 12 dicembre 2012 fermata non programmata della sezione DH a causa di esigenze commerciali;
- tra il 7 e il 16 dicembre 2012 fermata programmata relativa alla sostituzione totale del catalizzatore della sezione DH e parziale della sezione Hydrobon; tale fermata non ha comportato un'interruzione del funzionamento delle altre sezioni di impianto (a ricircolazione in totale per ca. 13 giorni), né un'interruzione delle emissioni in atmosfera attraverso il camino E8;
- nel mese di maggio 2012 fermata generale programmata degli impianti dello stabilimento versalis, all'interno del quale è presente Sasol, con conseguente fermata per circa 7 giorni dell'impianto N-paraffine causa mancanza di approvvigionamento di idrogeno e fuel gas e per lavori sulle linee di distribuzione;
- nel mese di marzo 2012 l'impianto N-Paraffine ha funzionato ricircolando su se stesso la carica per circa 6 giorni in attesa di ricevere carica da lavorare; questo assetto non ha comportato un'interruzione del funzionamento né un'interruzione delle emissioni in atmosfera attraverso il camino E8;
- a febbraio 2012 ed a maggio 2012, la sezione DH è stata fermata (rispettivamente per ca. 7 giorni e ca. 22 giorni) per esigenze commerciali.

### **3.1 Analisi della carica**

#### **3.1.1 Quantità consumate**

I prodotti di Stabilimento sono ottenuti a partire dalla lavorazione del kerosene e del gasolio (cariche), in parte approvvigionati dalla vicina raffineria di Saras ed in parte provenienti da altre fonti.

I dati presentati in **Figura 1** riportano, a partire dai dati mensili riportati in **Tabella 1**, la variazione dei consumi di materia prima (gasolio e kerosene) in relazione alla produzione di n-paraffine per il periodo oggetto di studio.

Le quantità sono state ottenute dai consuntivi mensili (da gennaio 2012 a giugno 2013) generati a partire dai dati giornalieri raccolti dal sistema DCS di consumo delle materie prime e di produzione di n-paraffine. A questo proposito, il Gestore informa che i dati di origine sono disponibili presso lo Stabilimento.



Tabella 1: Consumo di materia prima (gasolio/kerosene) e produzione di n-paraffine

	Produzione n-Paraffine (t/mese)	Consumo materia prima (gasolio/kerosene) (t/mese)
gen-12	14.015,112	30.805,732
feb-12	11.891,961	26.428,939
mar-12	9.706,975	28.392,711
apr-12	11.289,529	17.452,299
mag-12	5.517,970	2.347,127
giu-12	21.181,622	30.069,987
lug-12	9.603,101	27.974,881
ago-12	14.562,323	30.776,382
set-12	15.403,192	32.012,682
ott-12	16.336,861	33.473,887
nov-12	15.574,502	31.121,669
dic-12	11.124,925	23.306,711
gen-13	12.205,406	32.366,136
feb-13	7.347,357	29.992,238
mar-13	11.725,920	33.090,244
apr-13	14.567,595	31.226,579
mag-13	14.287,057	32.186,315
giu-13	15.601,128	32.433,730

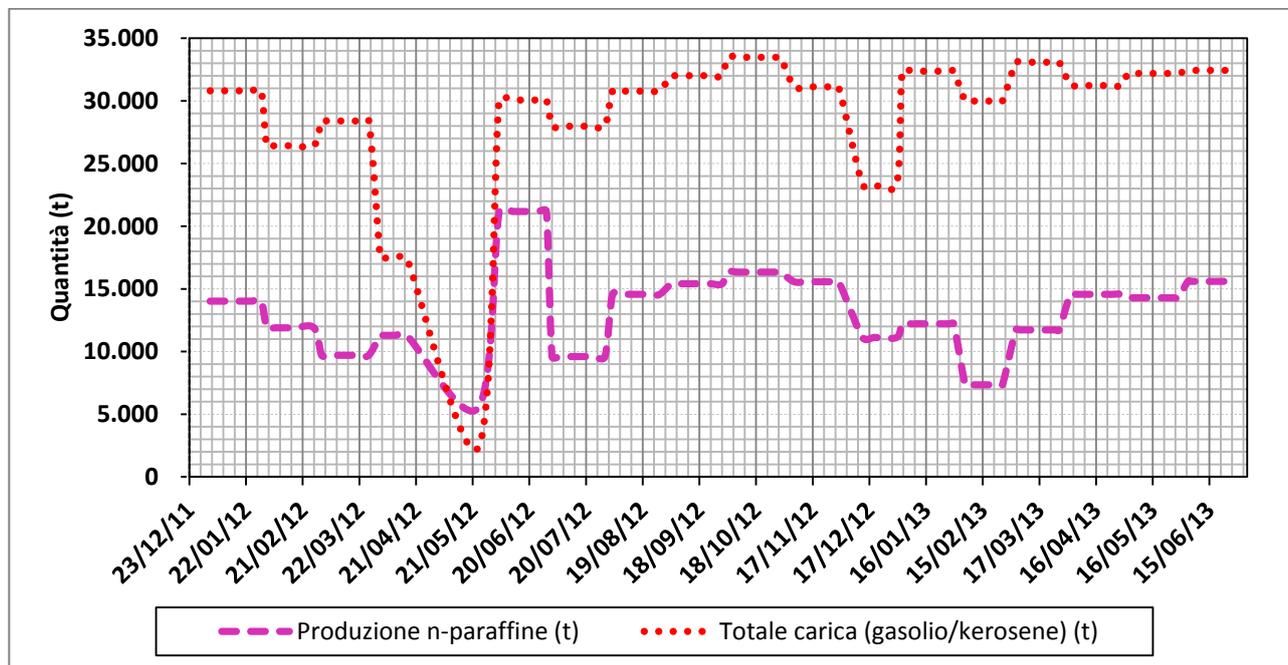


Figura 1: Correlazione Consumo materia prima (gasolio/kerosene) e Produzione n-Paraffine

Premettendo che il minimo di produzione verificatosi nel mese di maggio 2012 è conseguito alla fermata generale degli impianti Versalis, già citata in precedenza, il grafico in figura 1 evidenzia che la il rapporto tra il quantitativo di carica lavorato ed il quantitativo di n-paraffine prodotte non è costante. Tra un mese e l'altro si osserva una variazione nel rendimento, inteso come rapporto tra la quantità di prodotto e carica, compreso tra il 2% ed il 20%).



La seguente **Tabella 2** riporta il consumo medio giornaliero della carica lavorata dall'impianto, calcolato su base mensile per il periodo gennaio 2012 – giugno 2013, da cui emergono variazioni nei consumi tra due mesi consecutivi fino al 40% (senza tenere conto del fermo impianto di maggio 2012).

Si sottolinea che i dati, essendo calcolati a partire dalla media mensile, non tengono conto della variazione effettiva dei dati giornalieri.

**Tabella 2: Media mensile dei consumi giornalieri di carica**

<b>Mese</b>	<b>Consumo medio (t/g)</b>
Gennaio 2012	994
Febbraio 2012	911
Marzo 2012	916
Aprile 2012	582
Maggio 2012	78
Giugno 2012	970
Luglio 2012	902
Agosto 2012	993
Settembre 2012	1.067
Ottobre 2012	1.080
Novembre 2012	1.037
Dicembre 2012	752
Gennaio 2013	1.044
Febbraio 2013	1.071
Marzo 2013	1.067
Aprile 2013	1.041
Maggio 2013	1.038
Giugno 2013	1.081

I dati fin qui esposti mostrano che la quantità della carica in lavorazione presso lo Stabilimento nel corso del periodo in esame è variata: come evidenziato nel capitolo 2, la qualità della carica varia in funzione della sua composizione chimica (kerosene ed il gasolio sono derivati dalla distillazione e raffinazione del petrolio grezzo), ed una diversa qualità della carica determina la necessità di lavorare quantitativi variabili della stessa.

Nei paragrafi successivi si riportano i risultati dell'analisi condotta sulla variabilità della qualità della carica nel periodo oggetto di studio, che ha interessato i seguenti parametri:

- tenore di n-paraffine ("TNP");
- distribuzione dei pesi molecolari;
- contenuto di aromatici;
- contenuto di zolfo.

I dati analitici riportati nei seguenti paragrafi sono stati ottenuti dal sistema di gestione delle analisi chimiche LIMS di Stabilimento.



### 3.1.2 Composizione della carica

#### 3.1.2.1 Tenore di n-paraffine

Dal momento che le n-paraffine sono il prodotto principale delle unità di produzione dello Stabilimento, uno dei parametri fondamentali che caratterizza la carica è il tenore di normal paraffine ("TNP"), ovvero la percentuale in peso di n-paraffine presente nella materia prima.

Come si evince dal grafico in **Figura 2**, nel corso del periodo in esame, lo Stabilimento ha lavorato cariche caratterizzate da un TNP fortemente variabile, da un minimo di 22% in peso nel mese di marzo 2013 ad un massimo di 60% in peso nel mese di giugno 2013.

La lavorazione di cariche caratterizzate da un TNP più basso ha comportato, da un lato una riduzione della produzione di n-paraffine e dall'altro ha determinato la necessità di una variazione dell'assetto del processo che può essere così riassunta:

- a parità di volume di n-paraffine prodotto, è necessario introdurre in impianto una maggiore quantità di carica con TNP minore rispetto ad una carica avente un TNP maggiore, tenendo conto della massima capacità produttiva di targa dell'impianto (avvicinandosi alla massima capacità produttiva le condizioni di processo sono più critiche);
- è aumentata la quantità di energia termica necessaria a lavorare la carica;
- sono aumentati i volumi di sottoprodotto in uscita dall'impianto.

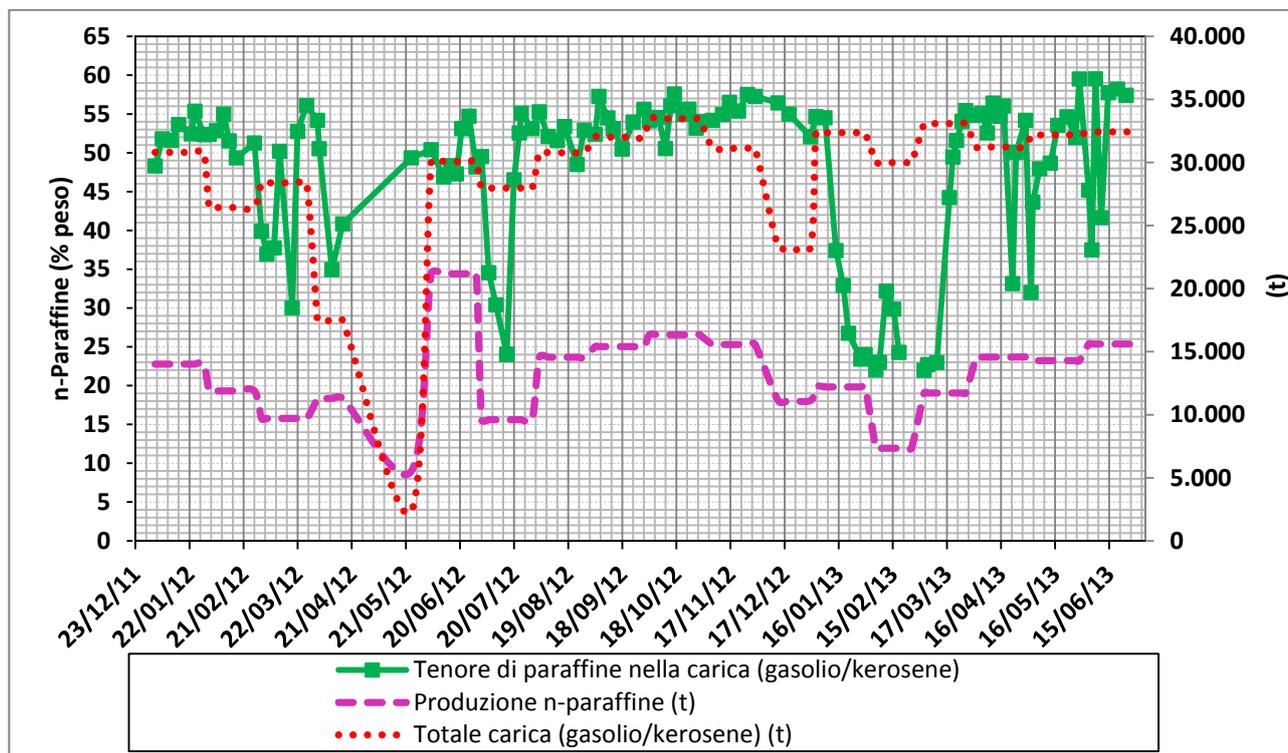


Figura 2: Tenore di paraffine nella carica (gasolio/kerosene) nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013

#### 3.1.2.2 Distribuzione dei pesi molecolari della frazione paraffinica

Il prodotto dell'impianto è costituito da n-paraffine con numero di atomi di carbonio compreso tra 10 e 20 (C10-C20). La seguente **Figura 3** mostra la distribuzione delle percentuali in peso di n-paraffine a diverso numero di atomi di carbonio della frazione paraffinica presente nelle varie cariche utilizzate nel periodo oggetto d'esame. Si osserva che la distribuzione dei pesi molecolari delle n-paraffine presenti all'interno



delle diverse tipologie di carica utilizzate è simile in quanto, per la maggior parte dei casi, i composti rientrano nell'intervallo di pesi molecolari da C10 a C15.

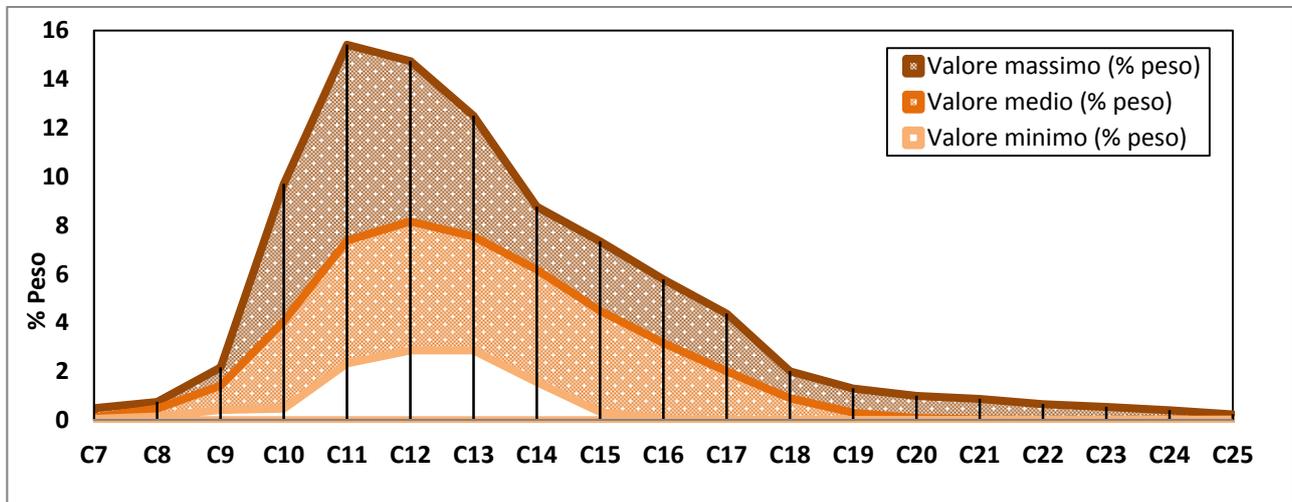


Figura 3: Distribuzione dei pesi molecolari nella carica (gasolio/kerosene) nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013

### 3.1.2.3 Contenuto di zolfo

La Figura 4 mostra il tenore di zolfo (in ppm) presente nelle diverse cariche utilizzate nel periodo compreso tra gennaio 2012 e giugno 2013. Si evince dal grafico che il contenuto di zolfo è notevolmente variabile ed assume valori compresi tra un minimo di 20 ppm nella carica alimentata in impianto nel mese di ottobre 2012 ed un massimo di 612 ppm nel mese di marzo 2012.

Si osserva, inoltre, che cariche ad un alto tenore di zolfo corrispondono a cariche con un basso tenore di n-paraffine; pertanto, nel caso di cariche caratterizzate da un elevato tenore di zolfo, la produzione di n-paraffine diminuisce.

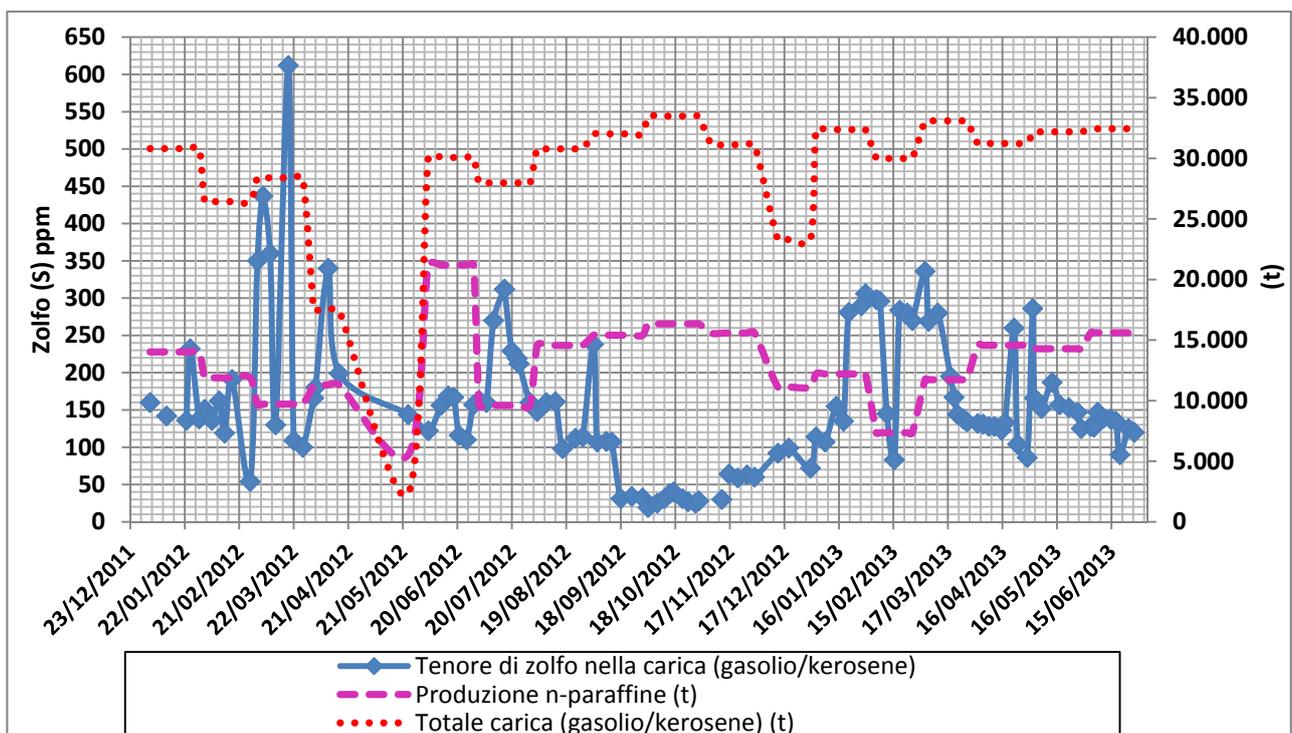


Figura 4: Contenuto di zolfo nella carica (gasolio/kerosene) nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013



### 3.1.2.4 Contenuto di aromatici

In **Figura 5** vengono riportati i valori analitici disponibili relativi al tenore di aromatici (in %vol) presenti nelle diverse cariche utilizzate nel periodo compreso tra gennaio 2012 e giugno 2013. Si evince dal grafico che la percentuale in volume di aromatici è stabile intorno al 6% vol.

Inoltre si osserva che a cariche caratterizzate da un alto tenore di zolfo corrispondono spesso cariche con alto tenore di aromatici.

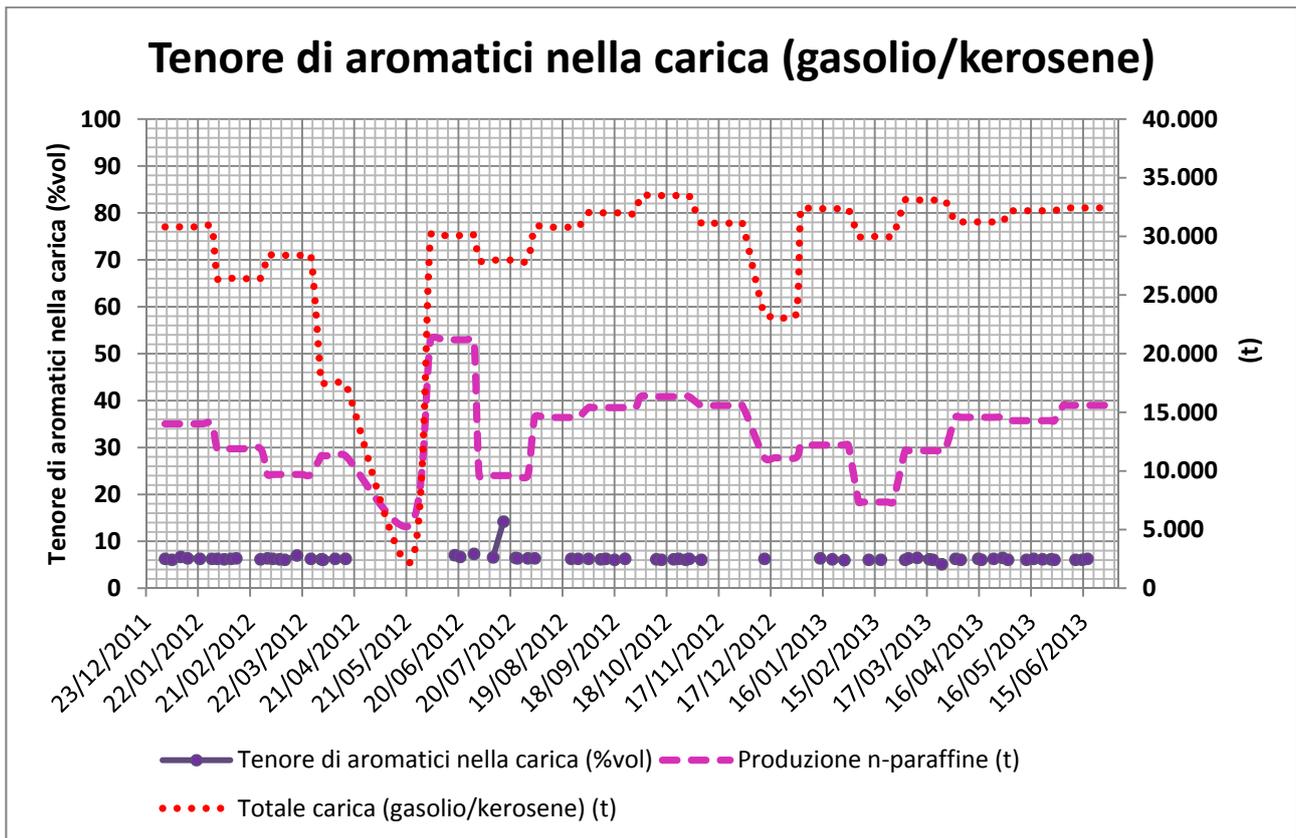


Figura 5: Tenore di idrocarburi aromatici nella carica di impianto da gennaio 2012 a giugno 2013

## 3.2 Analisi dei dati di impianto in funzione delle richieste commerciali

Nella sezione di frazionamento dell'impianto di produzione paraffine, l'estratto dearomatizzato (miscela di n-paraffine) viene frazionato attraverso tre colonne di distillazione, nei diversi tagli richiesti (LINPAR):

- colonna C1, per il taglio leggero di testa C10-C13;
- colonna C2, per il taglio di testa C14;
- colonna C103, per il taglio C15-17 (in testa) per il taglio laterale C16-C17 e per il taglio C18-C20 di fondo.

Analogamente, nella sezione DH il kerosene o gasolio privo delle n-paraffine ("deparaffinato"), proveniente dall'unità Molex, viene dearomatizzato e frazionato per ottenere vari tagli di isoparaffine (DHR).

Il frazionamento avviene in una colonna di distillazione C70 a piatti da cui si ottengono 3 tagli di isoparaffine, uno dal fondo e due da prelievi laterali.



La possibilità di utilizzare contemporaneamente tutte le suddette colonne di distillazione per produrre tutti i diversi tagli di paraffine e di isoparaffine è determinata dalla qualità delle cariche in ingresso e dalle esigenze di mercato.

La maggiore variabilità delle caratteristiche della carica, verificatasi a seguito della crisi libica e della difficile situazione dei mercati di approvvigionamento della materia prima ha determinato, in questi ultimi anni, un utilizzo non continuativo delle colonne di distillazione.

La **Figura 6** riporta in percentuale la durata dei periodi di arresto (area rossa) e di marcia (area blu) di ciascuna colonna.

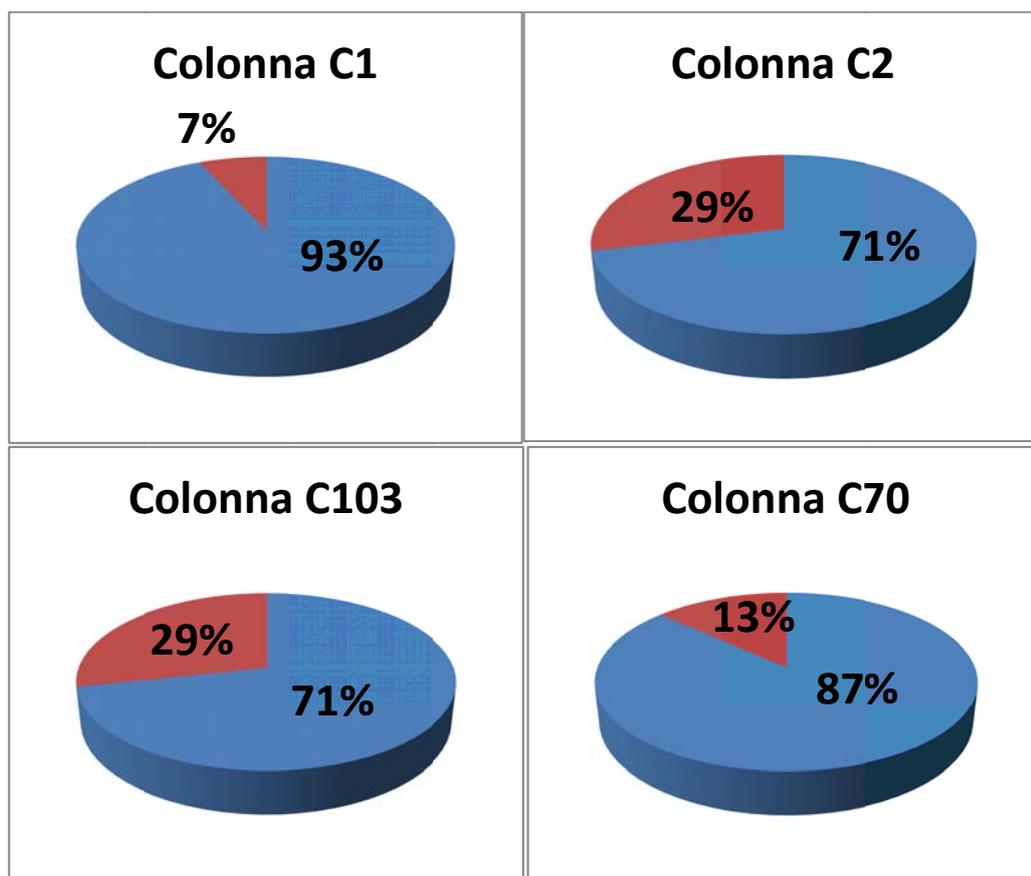


Figura 6: Periodi di marcia ed arresto delle colonne di distillazione della sezione frazionamento e DH, nel periodo da gennaio 2012 a giugno 2013

Tale modalità di funzionamento dell'impianto comporta frequenti avvii ed arresti delle colonne e dei relativi forni.

### 3.3 Analisi dei combustibili

#### 3.3.1 Quantità consumate

Tutti i forni di Stabilimento utilizzano come combustibile primario il *fuel gas* integrato dell'*off-gas* (o waste gas) autoprodotta e degli *sfiori gassosi di processo*, mentre sui soli due forni dell'unità Molex viene utilizzato anche l'olio combustibile (*fuel oil*).

La **Tabella 3** riporta i dati ottenuti dai consuntivi mensili (da gennaio 2012 a giugno 2013) calcolati con i dati di consumo giornaliero dei combustibili, raccolti dal sistema DCS.

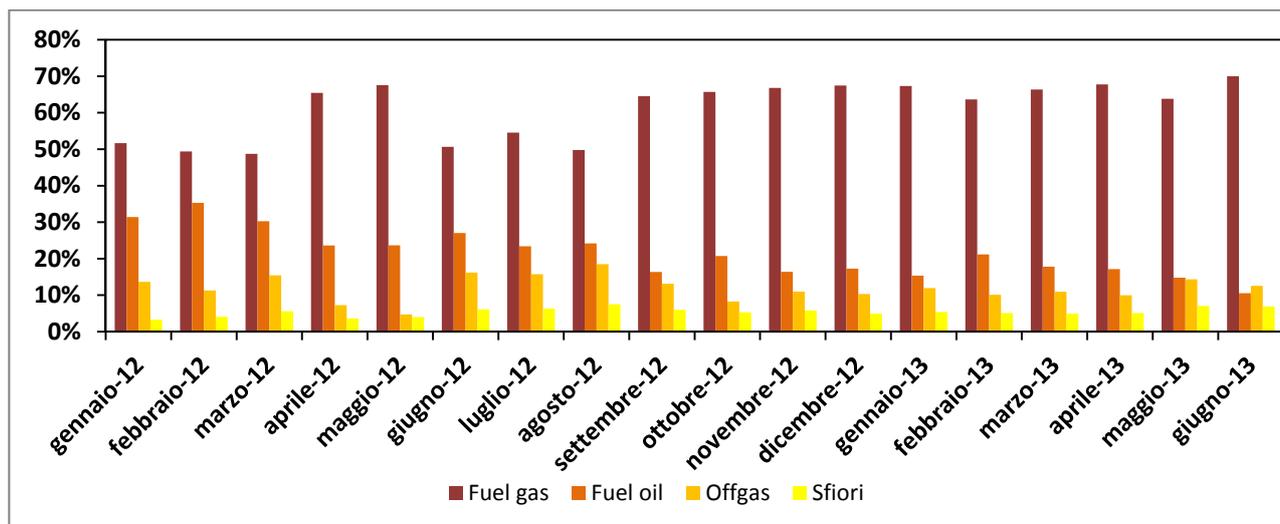


Sulla base dei dati riportati in **Tabella 3** è stato costruito il grafico in **Figura 7**, da cui si evince che il *fuel gas* è il combustibile principalmente utilizzato, contribuendo per più del 50% ai consumi di combustibile dello Stabilimento.

Il Gestore evidenzia che nel corso degli ultimi anni il consumo di consumo di *fuel oil* è stato ridotto a favore di un aumento dell'utilizzo dell'*off-gas* autoprodotta a seguito di varie ottimizzazioni.

**Tabella 3: Consumi combustibili periodo gennaio 2012 - giugno 2013**

	FUEL GAS (t/mese)	FUEL OIL (t/mese)	OFF GAS (t/mese)	SFIORI (t/mese)
Gennaio-12	815	496	215	52
Febbraio-12	653	467	149	54
Marzo-12	610	379	193	70
Aprile-12	1075	388	120	60
Maggio-12	719	252	50	43
Giugno-12	611	326	195	74
Luglio-12	679	291	196	78
Agosto-12	626	304	233	95
Settembre-12	963	244	196	90
Ottobre-12	1099	347	138	89
Novembre-12	1017	250	167	89
Dicembre-12	963	247	147	71
Gennaio-13	1026	234	182	82
Febbraio-13	860	286	137	69
Marzo-13	1133	304	187	84
Aprile-13	1165	295	171	88
Maggio-13	958	222	215	106
Giugno-13	968	146	174	96



*Figura 7: Apporto percentuale dei diversi combustibili al processo*

Nel grafico in **Figura 8** è riportato il consumo di combustibile in funzione della quantità di carica in ingresso all'impianto ed alla produzione di n-paraffine. Si osserva quanto prima precedentemente esposto, ossia che una variazione della quantità di carica lavorata comporta una variazione nell'energia termica necessaria al



processo e quindi una variazione dei consumi di combustibile. Tale variazione viene gestita principalmente mediante un aumento o diminuzione della portata di fuel gas.

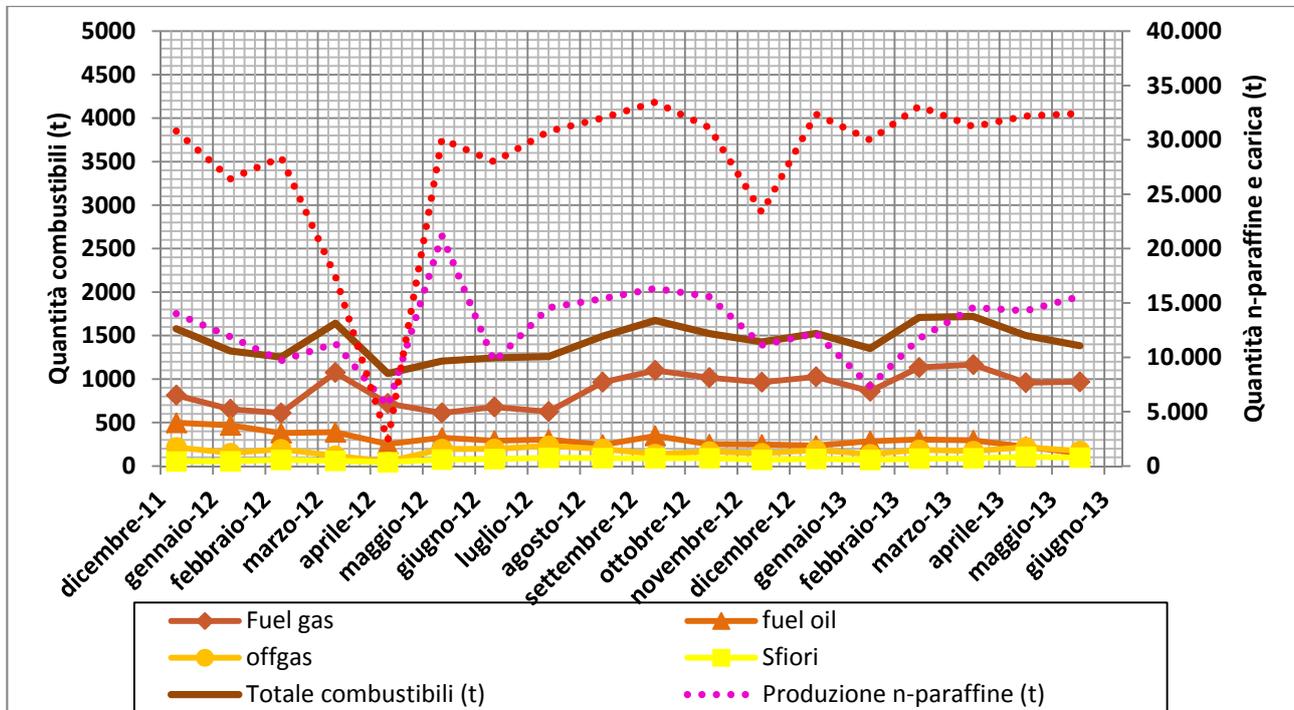


Figura 8: Quantità combustibili in alimentazione forni di processo

### 3.3.2 Composizione dei combustibili

#### 3.3.2.1 Fuel gas

Il *fuel gas* “di stabilimento” proviene dal processo di reforming di Versalis.

Nella **Tabella 4** si riportano i dati della composizione di alcuni flussi rappresentativi di *fuel gas* ottenuti a partire dalle analisi chimiche eseguite sui campioni prelevati con frequenza mensile.

I dati misurati evidenziano in particolare che:

- il flusso di *fuel gas* è costituito principalmente da una miscela di idrocarburi C1-C4 ed idrogeno;
- in tutti i casi, la presenza di composti idrocarburici più pesanti del *range* C1-C4 è trascurabile (non rilevata);
- la presenza di tracce di H<sub>2</sub>S, spesso inferiori ai limiti di rilevabilità strumentale, dipende dal contenuto di zolfo della materia prima utilizzata nei processi del fornitore (Versalis).



Tabella 4: Analisi chimiche fuel gas

PARAMETRO	MAR-12	APR-12	MAG-12	GIU-12	SET-12	GEN-13	MAR-13	MAG-13
	%vol							
N-pentano	0,5	0,3	0,2	0,4	0,5	0,4	0,3	0,6
Idrogeno	56,7	63,2	62,3	66,7	47,8	61,2	48,0	65,6
Metano	13,0	6,5	10,4	8,9	15,3	9,5	15,2	10,2
Etano	10,3	4,4	6,3	8,2	11,3	7,9	9,5	9,4
Etilene	3,3	2,4	5,2	1,6	5,7	3,1	6,2	1,6
Diossido di carbonio	0,3	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1	0,6	0,1
Propano	2,6	2,0	1,4	4,3	4,4	3,7	2,3	3,6
Propilene	2,4	2,4	3,6	0,7	2,4	3,8	3,6	1,0
Isobutano	1,1	0,8	1,3	1,5	1,6	1,5	1,5	1,1
N-butano	0,9	0,3	0,4	1,2	1,4	1,0	0,7	0,9
Trans-2-butene	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2	0,2	0,3	0,1
Idrogeno solforato	0,18	<0,01	<0,01	<0,01	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Iso-butilene	0,0	0,1	0,3	0,1	0,2	0,2	0,3	<0,01
1-butene	0,2	0,2	0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,1
Cis-2-butene	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
Isopentano	0,5	0,2	0,4	0,8	0,6	0,5	0,4	0,4
N-pentano	0,4	0,1	0,1	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2
1,3-butadiene	0,0	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
Ossigeno	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
Azoto	6,5	15,9	5,6	4,6	7,0	6,1	9,5	4,9

### 3.3.2.2 Fuel oil

Il *fuel oil* è un olio combustibile denso BTZ (a basso tenore di zolfo), le cui caratteristiche sono mediamente costanti e garantite dal fornitore (Versalis, che lo riceve a sua volta dalla raffineria Saras):

- il tenore di zolfo è inferiore ad 1% p/p;
- il tenore medio di carbonio è dell'ordine di 87,5% p/p

### 3.3.2.3 Off-gas e sfiori

L'*off-gas* e *gli sfiori* di processo sono autoprodotti dallo Stabilimento, in particolare il primo deriva dalle sezioni di desolfurazione (Hydrobon), dearomatizzazione n-paraffine (Arosat), Frazionamento, dearomatizzazione idrocarburi (DH), mentre gli sfiori derivano dal recupero idrogeno delle sezioni di desolfurazione (Hydrobon), dearomatizzazione n-paraffine (Arosat) e dearomatizzazione idrocarburi (DH).

I suddetti gas sono costituiti principalmente da una miscela di idrocarburi C1-C2 ed idrogeno, più altre frazioni leggere il cui contenuto varia in funzione delle unità di processo da cui sono originati e sono caratterizzati da una più accentuata variabilità nella composizione.

Le correnti derivanti dalla desolfurazione della carica sono quelle in cui si rilevano le concentrazioni maggiori di H<sub>2</sub>S. La quantità di zolfo nell'*off-gas* è determinata dallo zolfo presente nella carica introdotta.

La seguente **Tabella 5** riporta i dati di composizione tipici di due correnti di *off-gas* e sfiori più rappresentative in termini di contenuto di zolfo, ottenuti a partire dalle analisi chimiche eseguite.



Tabella 5: Analisi chimiche offgas e sfiori

PARAMETRO		SFIORI (V5 - Hydrobon (HFR55))	OFFGAS (V6 - Hydrobon (HFC220))
Azoto	% mol	14,3	3,7
Idrogeno	% mol	38,8	6,6
Ossigeno	% mol	3,23	0,6
Acetilene	% mol	<0,005	<0,005
Biossido di carbonio	% mol	0,0216	0,0055
C5+	% mol	0,103	2,76
Etano	% mol	11,6	30,7
Idrogeno solforato	% mol	0,191	1,26
Idrogeno solforato	ppm V	1910	12600
Isobutano	% mol	0,42	6,24
Metano	% mol	27,9	16,6
Monossido di carbonio	% mol	<0,005	<0,005
Propano	% mol	3,07	22,6
Propene	% mol	<0,005	<0,005
Propino	% mol	<0,005	<0,005
Tenore di carbonio (% C)	% mol	48,8	77
1,3-butadiene	% mol	<0,005	<0,005
1-butene	% mol	<0,005	<0,005
2-butene-cis	% mol	<0,005	<0,005

### 3.3.2.4 Potere calorifico inferiore e tenore di zolfo

La **Figura 9** confronta il potere calorifico che caratterizza i diversi combustibili utilizzati nel periodo compreso tra gennaio 2012 e giugno 2013.

Si osserva che a differenza del *fuel oil*, caratterizzato da un potere calorifico pressoché costante, pari a circa 9700 kcal/kg, il *fuel gas* e gli *off-gas* sono caratterizzati da un potere calorifico variabile in base alla composizione, che oscilla tra 10.000 e 12.000 kcal/kg e che presenta picchi di minimo (8.827 kcal/kg per il *fuel gas*) o massimo (13.791 kcal/kg per l'*off-gas*).

La **Figura 10** mostra il tenore di zolfo (in ppm) presente nei diversi combustibili utilizzati nel periodo compreso tra gennaio 2012 e giugno 2013.

Tra i combustibili utilizzati il *fuel oil* risulta essere quello caratterizzato da un più alto tenore di zolfo compreso tra 4.000 e 10.000 ppm.

*Offgas/sfiori di processo* e *fuel gas* sono, invece, caratterizzati da un tenore di zolfo che oscilla da qualche ppm a valori massimi di 4.000 - 5.000 ppm (e, nel caso delle correnti di off gas derivanti dalla desolforazione della carica, fino a valori di 10.000 ppm).



# ISTANZA DI MODIFICA SOSTANZIALE DI AIA - STABILIMENTO SASOL ITALY S.P.A. DI SARROCH (CA)

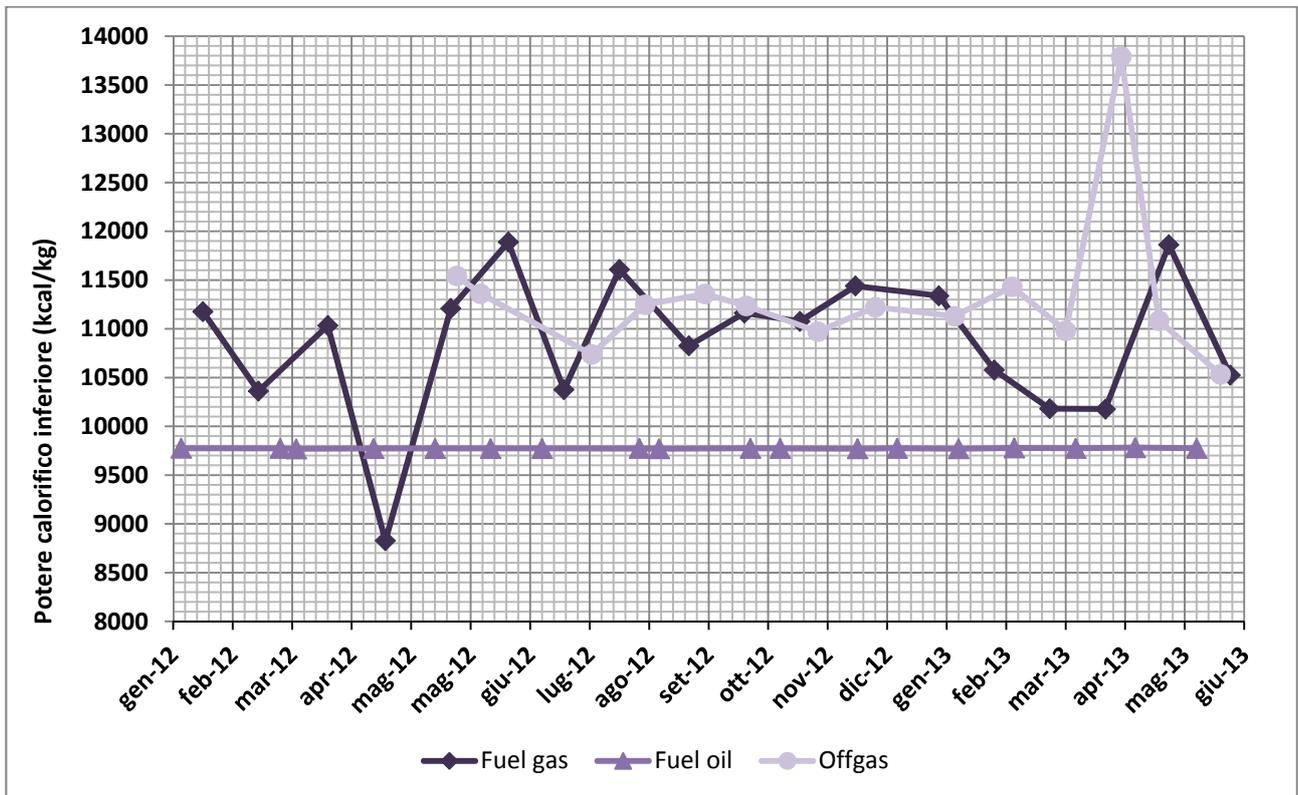


Figura 9: Potere calorifico combustibili in alimentazione forni di processo

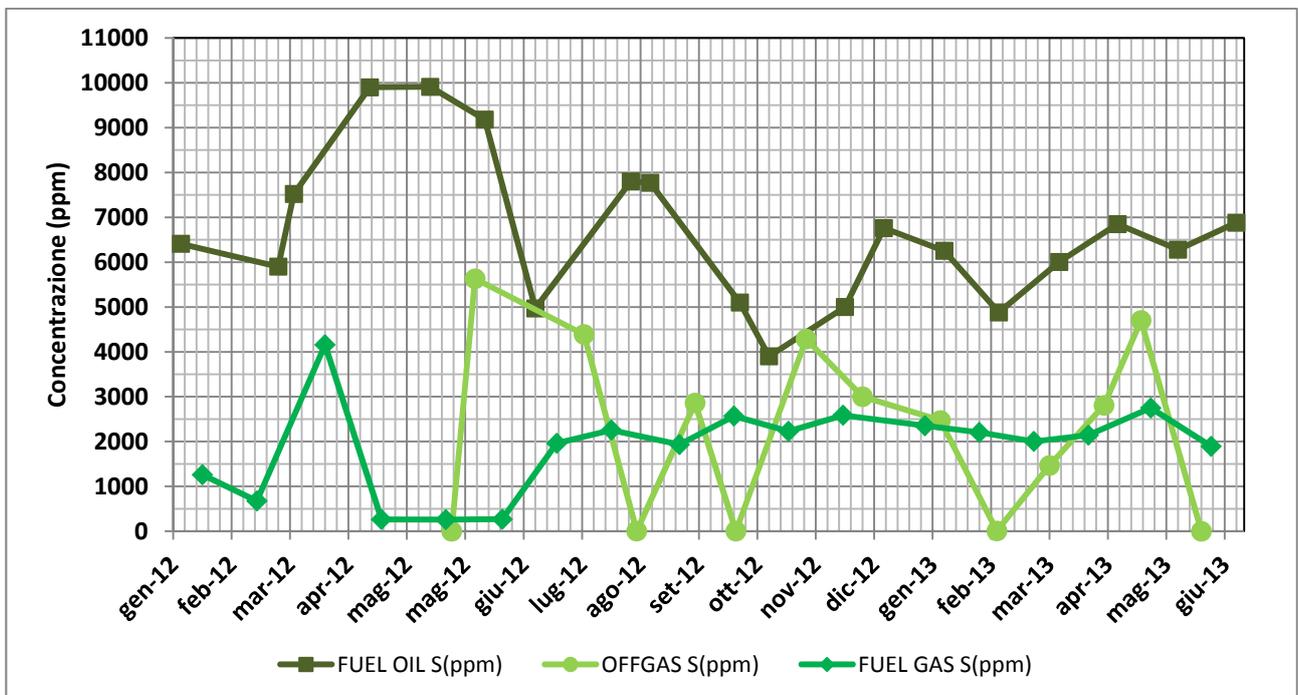


Figura 10: Tenore di zolfo combustibili in alimentazione forni di processo



Tenendo conto dei quantitativi dei diversi combustibili consumati nel periodo in esame, le percentuali di zolfo in termini di massa all'interno dei 3 combustibili risultano le seguenti (vedi **Figura 11**):

- *fuel gas*, contributo pari al 17%;
- *fuel oil*, contributo pari al 18%;
- *offgas/sfiori di processo* autoprodotti, contributo pari al 65%.

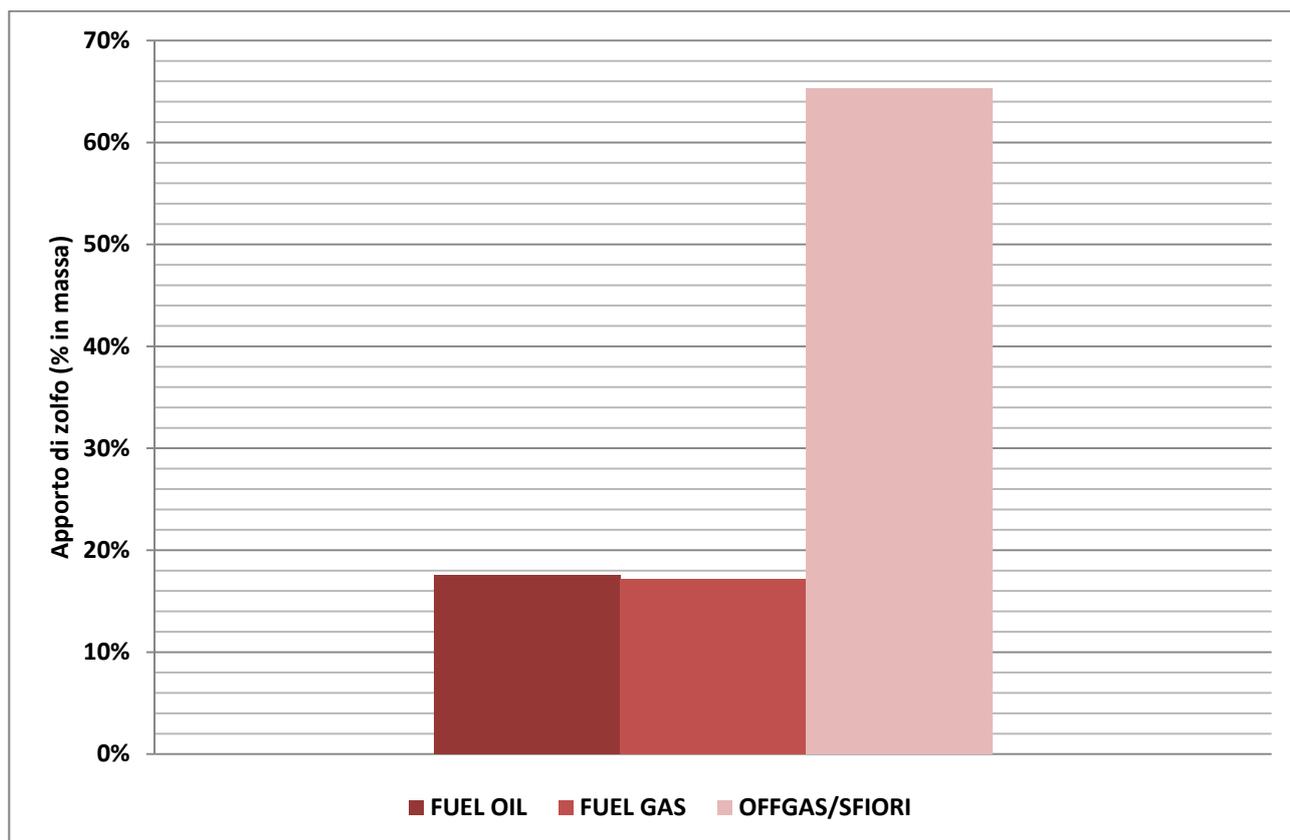


Figura 11: Apporto di zolfo (in percentuale) dai vari combustibili

### 3.4 Analisi delle emissioni in atmosfera

Le sorgenti di emissione convogliata in atmosfera dello Stabilimento nel corso del periodo compreso tra gennaio 2012 a giugno 2013 sono state i camini E8 (impianto N-Paraffine) ed E13 (torcia). Il camino E17 non è stato in funzione in quanto l'impianto PIO è fermo.

Il presente capitolo riporta i profili emissivi dei principali inquinanti ( $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  e Polveri totali) emessi dal camino E8 in relazione ai valori limite di emissione (VLE) specifici prescritti dall'AIA..

In particolare i successivi paragrafi riportano i risultati delle analisi di laboratorio a cadenza mensile eseguite dal gestore nel periodo compreso tra marzo 2012 fino al mese di giugno 2013, secondo quanto comunicato nel documento "Proposta di cronoprogramma per l'adeguamento ed il completamento del Piano di Monitoraggio e Controllo" prot. 5195, trasmesso a maggio 2012 ad AC ed a EC, in ragione della necessità dichiarata di adeguare lo SME installato al camino E8 ai requisiti di AIA.

Si ricorda che l'avvio ufficiale del PMC risale a luglio 2012, così come dichiarato dal Gestore nel Rapporto Annuale 2012. Tuttavia al fine di disporre di una serie più completa di dati sono state incluse le analisi a partire da marzo 2012, mese in cui sono stati iniziati i campionamenti mensili.



I risultati delle analisi che sono commentati nel presente paragrafo sono riportati nelle tabelle in **Appendice B** al presente documento.

### 3.4.1 Valori Limite di Emissione (VLE) secondo l'AIA

La **Tabella 6** che segue, riporta per gli inquinanti oggetto di studio i limiti di emissione (VLE) prescritti dall'AIA.

**Tabella 6: Limiti di AIA per i macroinquinanti emessi dal Camino E8**

PARAMETRO	LIMITE AIA (mg/Nm <sup>3</sup> ) - 3% O <sub>2</sub> rif.	DECORRENZA <sup>2</sup>
Polveri	30	per i primi 24 mesi di validità dell'AIA (fino a novembre 2013)
	15	
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> )	230	per i primi 36 mesi di validità dell'AIA (fino a novembre 2014)
	130	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> )	1000*	per i primi 6 mesi di validità dell'AIA (fino a maggio 2012)
	800*	per i successivi 18 mesi di validità dell'AIA (da giugno 2013 a novembre 2013)
	350*	da 24 a 36 mesi di validità dell'AIA (da dicembre 2013 a novembre 2014)
	250*	
Ossido di carbonio (CO)	250	

\*Il calcolo del valore di limite dev'essere effettuato secondo quanto previsto al punto 1.4 della Parte III dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. in funzione dei diversi mix di combustibile ed in relazione ai valori di energia rispettivamente forniti.

Oltre ai VLE sopra indicati, il gestore è tenuto al rispetto dei seguenti limiti in flusso di massa (**Tabella 7**).

**Tabella 7: Limiti di AIA in flusso di massa per gli inquinanti emessi dal Camino E8**

PARAMETRO	FLUSSI DI MASSA (t/a)		
	0 – 24 mesi	24 – 36 mesi	Oltre 36 mesi
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> )	65		42
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> )	260	115	80

Riguardo al camino E8, l'AIA prescrive che i parametri CO, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> vengano misurati in continuo e che le emissioni si considerino conformi ai valori limite se nessuna delle medie di 24 ore supera i VLE e se nessuna delle medie orarie supera i VLE di un fattore superiore a 1,25.

Per gli inquinanti misurati in discontinuo, tra cui le polveri, l'AIA prescrive che le emissioni si considerino conformi ai VLE se nel corso di una misurazione, la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento, non supera il VLE.

<sup>2</sup> L'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del decreto di AIA è stato pubblicato in GU in data 02.12.2011; pertanto, il Gestore ha inteso che le tempistiche di attuazione delle prescrizioni di AIA (PIC e PMC compresi) decorrono a partire da tale data.



### 3.4.2 Monossido di carbonio (CO)

Il grafico della **Figura 12** riporta le emissioni di CO al camino E8 nel periodo compreso tra marzo 2012 e giugno 2013. Si evidenzia l'assenza di superamenti del VLE (250 mg/Nm<sup>3</sup>) prescritto in AIA.

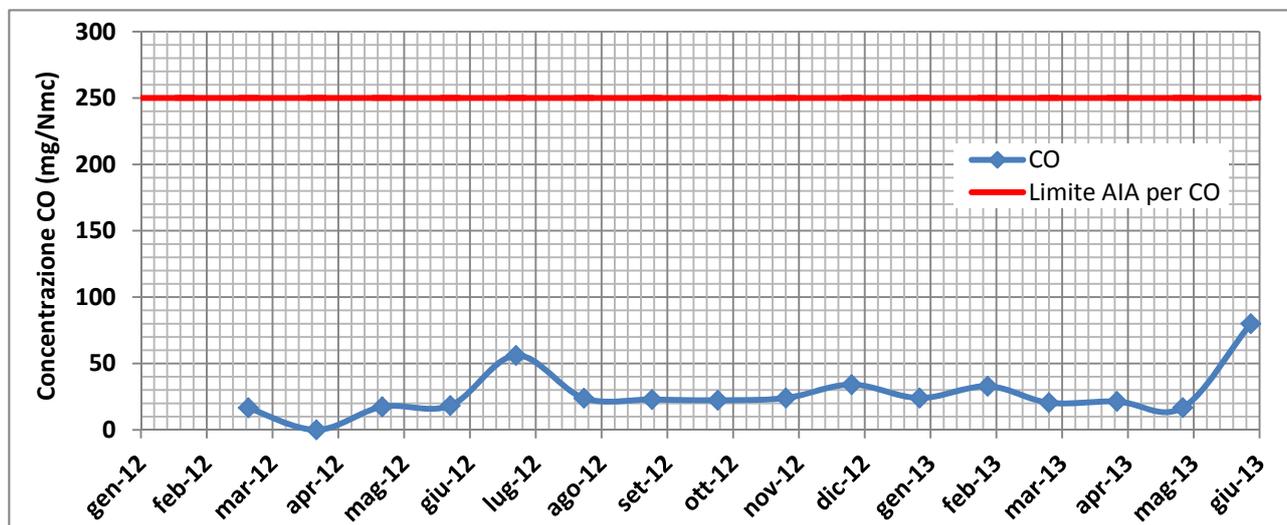


Figura 12: Emissioni di CO misurate al camino 8

### 3.4.3 Ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>)

Relativamente all'NO<sub>x</sub> si riportano in **Figura 13** i risultati analitici rilevati al camino 8.

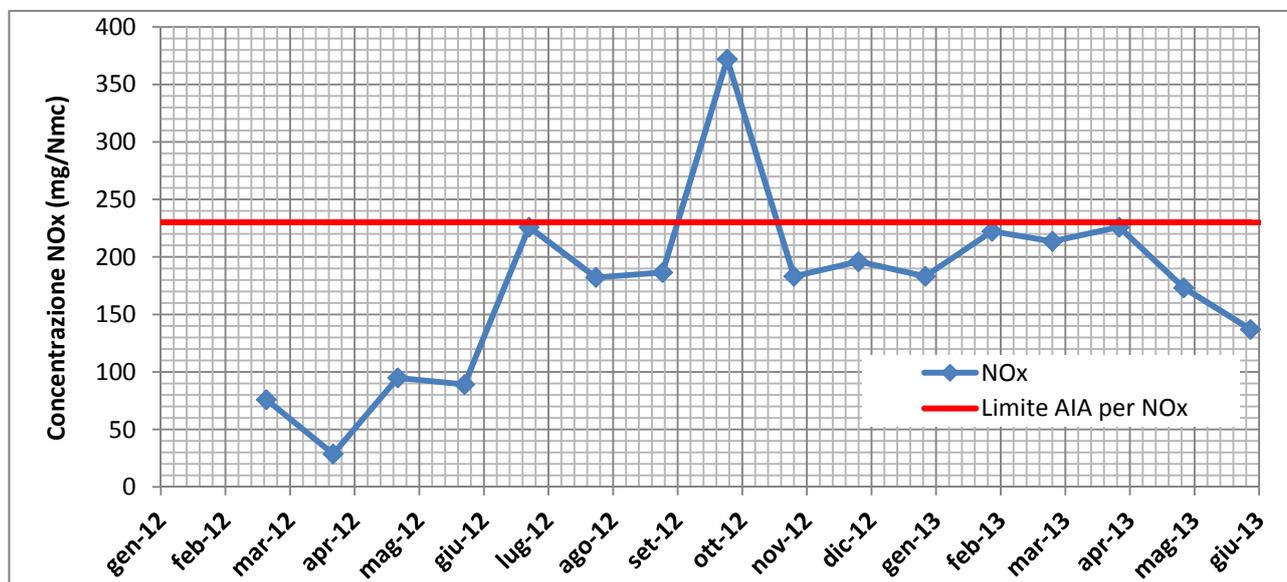


Figura 13: Emissioni di NO<sub>x</sub> misurate al camino 8

Il grafico mostra che il VLE attuale di 230 mg/Nm<sup>3</sup> è stato superato un'unica volta nel mese di ottobre 2012 (372 mg/Nm<sup>3</sup>), tuttavia il Gestore rileva che la maggior parte dei valori attualmente misurati con le analisi mensili risulta prossimo al VLE che entrerà in vigore a partire da novembre 2014 (pari a 130 mg/Nm<sup>3</sup>).



### 3.4.4 Biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>)

In **Figura 14** sono riportati i dati relativi alle emissioni di SO<sub>2</sub> dal camino 8.

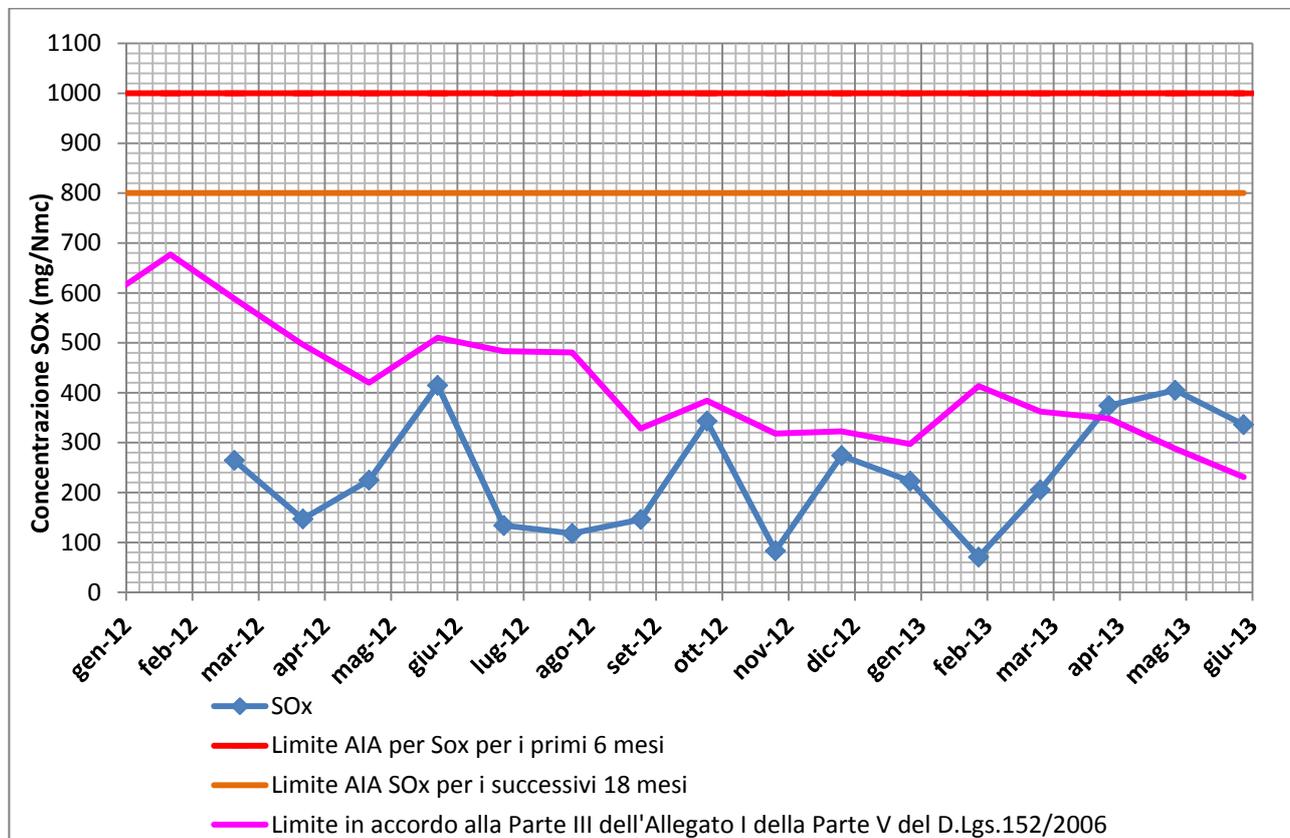


Figura 14: Emissioni di SO<sub>2</sub> misurate al camino 8

La **Figura 14** evidenzia l'assenza di superamenti dei VLE di AIA per i primi sei mesi (1.000 mg/Nm<sup>3</sup>) e per i successivi 18 mesi (800 mg/Nm<sup>3</sup>), tuttavia il Gestore rileva che il 20% dei valori attualmente misurati con le analisi mensili risulta superiore in riferimento al VLE che entrerà in vigore a partire da dicembre 2013 (pari a 350 mg/Nm<sup>3</sup>) e circa il 45% dei valori è superiore al VLE previsto oltre il trentaseiesimo mese (250 mg/Nm<sup>3</sup>).



### 3.4.5 Polveri totali

Per quanto riguarda il parametro Polveri totali, come evidenziato nel grafico riportato in **Figura 15** non si sono verificati superamenti del VLE ai sensi dell'AIA ( $30 \text{ mg/Nm}^3$ ), tuttavia il 25% dei valori risulta superiore al limite di emissione previsto a partire dal ventiquattresimo mese di rilascio dell'AIA (Dicembre 2013), pari a  $15 \text{ mg/Nm}^3$ .

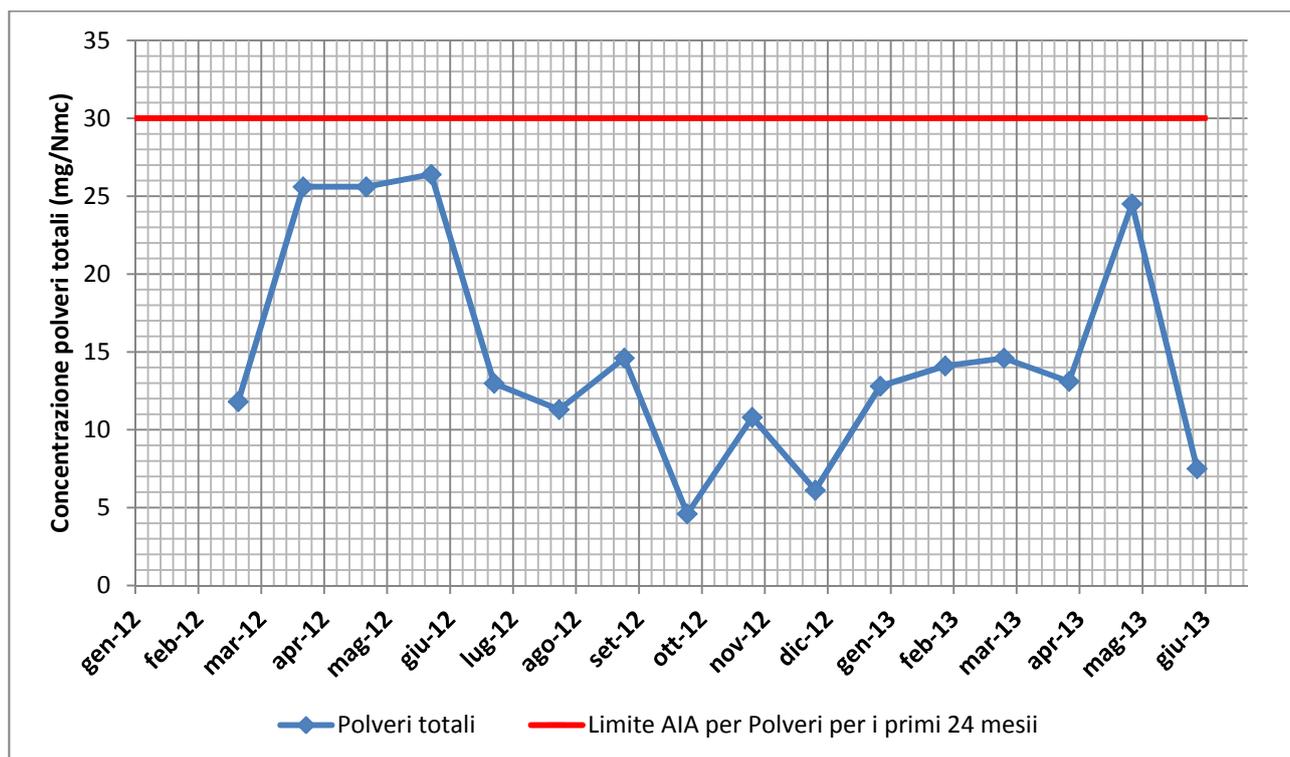


Figura 15: Emissioni Polveri totali misurate ai camini 1-6, 8 e 10



## 4.0 GESTIONE DELL'IMPIANTO RISPETTO ALLE PRESCRIZIONI DI AIA

### 4.1 Emissioni convogliate in relazione alle variabili di processo

Tutti gli impianti produttivi funzionano in un'alternanza di fasi di avvio, funzionamento in transitorio, funzionamento a regime e fasi di arresto. In particolare, il funzionamento in transitorio è generalmente legato a riavvii dell'impianto a causa di guasti e fermi, programmati o imprevisti.

Tuttavia, analogamente a quanto avviene nei processi di raffinazione (vedi quanto esposto al paragrafo 2.3 del presente documento), negli impianti produttivi di Stabilimento il funzionamento in transitorio può essere legato anche ai seguenti fattori:

- variazione delle caratteristiche della carica alimentata in ingresso all'impianto; il Gestore evidenzia che la carica "ottimale" tradizionalmente lavorata in Stabilimento, ovvero con elevato TNP, è originata da grezzi paraffinici libici (es. Buatifel), mentre le cariche con basso TNP sono derivate da greggi non paraffinici di origine diversa (es. Azeri);
- variazione della quantità e della composizione del mix di combustibili in alimentazione ai forni di processo;
- variazione dei tagli di prodotto in funzione della richiesta del mercato: tagli diversi di prodotto comportano una modifica di assetto delle sezioni di impianto, in particolare del frazionamento delle paraffine (numero di colonne di distillazione) e della sezione DH.

Le condizioni di transitorio rappresentano situazioni in cui il processo è inevitabilmente meno efficiente. Nel presente paragrafo si vuole evidenziare come in queste condizioni le emissioni convogliate in atmosfera siano strettamente influenzate dal funzionamento dell'impianto in modalità transitoria (transitori) e non in condizioni di regime.

Come evidenziato al precedente Paragrafo 3.1, la portata della carica dell'impianto n-paraffine varia in quanto è influenzata dalla composizione della carica stessa (a parità di quantità di prodotto dovrà essere lavorata una quantità minore di una carica con TNP elevato rispetto ad una carica con TNP basso).

In concomitanza con una condizione di questo tipo (ad esempio, in occasione di una variazione della quantità/qualità della carica) la richiesta di energia termica da parte delle unità di processo varia rispetto alle condizioni di regime (ad esempio, la quantità di calore richiesta dal processo); questa variazione determina a sua volta una variazione delle condizioni di esercizio dei forni di processo, ovvero una diversa efficienza di combustione.

Inoltre, se si considera che i forni di processo di Stabilimento sono alimentati da un mix di 2 o 3 combustibili differenti (*fuel gas*, *off gas* e *fuel oil*) ciascuno dei quali presenta una composizione non costante nel tempo (in particolare per *fuel gas*, *off gas*), ne consegue che, oltre ai consumi, anche la qualità dei combustibili risulta influenzare le condizioni di processo.

Dal momento che, come mostrato in **Appendice A**, il camino E8 emette in atmosfera i fumi derivanti dalla combustione avvenuta in più forni, ne consegue che:

- ad una variazione delle condizioni di combustione segue una variazione della composizione dei fumi convogliati a camino, ed in particolare dei parametri intrinsecamente legati alla combustione (CO ed NOx);
- ad una variazione del tenore di zolfo presente nei combustibili e nella carica, a sua volta sottoposta a processo di desolforazione da cui si origina *off-gas*, segue una variazione della quantità di SO<sub>2</sub> nei fumi convogliati a camino.

Il Gestore sottolinea che l'inizio e la durata di queste condizioni di transitorio non possono essere definiti a priori e che, nelle condizioni attuali (monitoraggio a camino con campagne mensili) non sono disponibili dati



sufficienti dei profili emissivi a camino E8 tali da consentire l'individuazione dei transitori durante la marcia dell'impianto.

Il Gestore precisa che, a seguito dell'entrata in funzione del nuovo sistema di monitoraggio delle emissioni (SME) in continuo di CO, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> (vedi **Allegato C.6** e relativo cronoprogramma degli adeguamenti proposti), lo Stabilimento disporrà di ulteriori dati allo scopo di caratterizzare la tipologia e la durata dei propri transitori.

Tuttavia, in considerazione della natura stessa dei transitori, che costituiscono una condizione inevitabile del processo di Stabilimento, il Gestore anticipa la propria volontà di chiedere all'interno dell'**Allegato C.6** una ridefinizione dei VLE di AIA per il camino E8 in modo tale da consentire all'impianto di gestire il transitorio come una situazione differente da quella dell'impianto a regime, situazione quest'ultima che è soggetta all'osservanza dei limiti di emissione in atmosfera secondo i disposti dell'Allegato 6 alla Parte V del DLgs 152/06 e s.m.i.

## 4.2 Gestione dei monitoraggi e dei controlli

Il presente paragrafo riporta i principali problemi riscontrati dal Gestore nell'attuazione delle prescrizioni di AIA, ed in particolare delle modalità di controllo, peraltro già evidenziati dal Gestore all'AC ed all'EC a partire dalla nota Rif. ar/19/12 contenente la Proposta di cronoprogramma per adeguamento e completamento del PMC.

A partire dall'analisi della situazione esistente qui di seguito riportata, l'**Allegato C.6** contiene le proposte tecniche individuate dal Gestore all'interno della presente richiesta di modifica di AIA.

Per una trattazione esaustiva e puntuale dello stato di applicazione delle prescrizioni di AIA (PMC e PIC compresi) si rimanda all'**Allegato B.26** "prospetto riepilogativo delle prescrizioni di AIA" che riporta, oltre agli esiti della verifica, le proposte avanzate dal Gestore in considerazione delle tempistiche del piano di adeguamento riportato nell'**Allegato C.6**.

### 4.2.1 VLE prescritti da AIA

In considerazione della prescrizione relativa ai VLE limiti di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, e Polveri che prevede, a partire dal 36° mese di validità dell'AIA, il rispetto dei limiti di emissione a camino E8 rispettivamente di 250 mg/Nm<sup>3</sup>, 130 mg/Nm<sup>3</sup> e 15 mg/Nm<sup>3</sup>, sulla base dei risultati degli autocontrolli mensili finora eseguiti il Gestore intende evidenziare una probabile difficoltà a raggiungere tale obiettivo.

### 4.2.2 Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME)

Lo SME già installato sul punto di emissione E8 ha subito interventi di riparazione che hanno comportato l'indisponibilità parziale dei dati di monitoraggio ed ha evidenziato problemi che ne hanno compromesso l'affidabilità di funzionamento.

Pertanto, anche per adeguare lo SME alle prescrizioni di AIA, il Gestore ha predisposto le azioni necessarie per implementare lo SME avendo cura di comunicare la modalità alternativa di monitoraggio delle emissioni (campagne di misura su base mensile per il monitoraggio delle emissioni a camino E8 di CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, temperatura, polveri e portata).

### 4.2.3 Torcia di emergenza

L'AIA ha prescritto la presenza di un sistema di misura del flusso e della composizione del gas inviato a torcia senza tenere conto delle tempistiche necessarie a selezionare i dispositivi in modo tale che siano conformi ai requisiti tecnici definiti dal PIC e dal PMC, i tempi tecnici di consegna della strumentazione ed i tempi necessari alle pratiche autorizzative per la realizzazione del nuovo piano di servizio.

Ciò nonostante, il Gestore per ottemperare alle prescrizioni del PMC, ha eseguito campionamenti manuali su base trimestrale ed ha comunicato i risultati all'interno del rapporto annuale

### 4.2.4 Scarichi idrici

L'AIA ha prescritto la realizzazione di nuovi pozzetti, dotati di misuratori di portata, ai limiti di batteria degli scarichi parziali AI.1, AI.2, e AI.5. A questo proposito, il Gestore rileva che i pozzetti agli scarichi AI.1, AI.2



(convoglianti le acque piovane dai parchi serbatoi), e AI.5 (acque sanitarie) misurerebbero la portata dei reflui su aste fognarie in aree Versalis, al di fuori quindi dei limiti batteria di Sasol.

#### **4.2.5 Ispezioni della rete fognaria**

L'AIA ha prescritto la presentazione di un piano ispettivo delle fognature entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA e l'attuazione degli eventuali lavori di ripristino entro 18 mesi dal rilascio dell'AIA.

Il Gestore ha informato che, rispetto a quanto previsto nel piano iniziale, trasmesso all'EC il 28/06/12, l'ispezione della rete fognaria degli impianti ha subito un ritardo, dovuto ai tempi per la selezione di una società specializzata in queste attività e alla formalizzazione del relativo contratto d'appalto.

Le attività sono iniziate a marzo 2013 e, a fronte del riscontro negativo dell'ispezione, ad aprile del 2013 il Gestore ha avviato l'intervento di risanamento (applicazione di un rivestimento in resina epossidica delle condotte principali e pozzetti).

#### **4.2.6 Serbatoi e pipeway**

L'AIA prescrive a Sasol di *mettere in atto procedure-accordi con la proprietà dei serbatoi della serie 500 (Versalis) "al fine di documentare che gli avvenuti controlli di integrità siano effettuati anche su questi serbatoi secondo le modalità adottate per i serbatoi della serie 600"*.

Il Gestore ha sottolineato che, pur avendo comunicato a Versalis la necessità di eseguire i controlli secondo quanto prescritto dalla propria AIA, l'operatività in un reparto non gestito direttamente presenta difficoltà oggettive di attuazione: tale difficoltà comprende, oltre ai controlli sui serbatoi della serie 500, anche quelli sulle linee di distribuzione dell'olio combustibile e sulle *piperack* ed aree sottostanti delle *pipeway*.

Relativamente alle tempistiche ispezione interne/esterne dei serbatoi, il Gestore ha comunicato che, rispetto a quanto previsto nel piano ispettivo iniziale trasmesso il 28 giugno 2012, è in corso una ridefinizione dei tempi dovuta alla selezione di una nuova società per i controlli non distruttivi e relativa definizione del contratto.

### **GOLDER ASSOCIATES S.R.L.**

C.F. e P.IVA 03674811009

Registro Imprese Torino

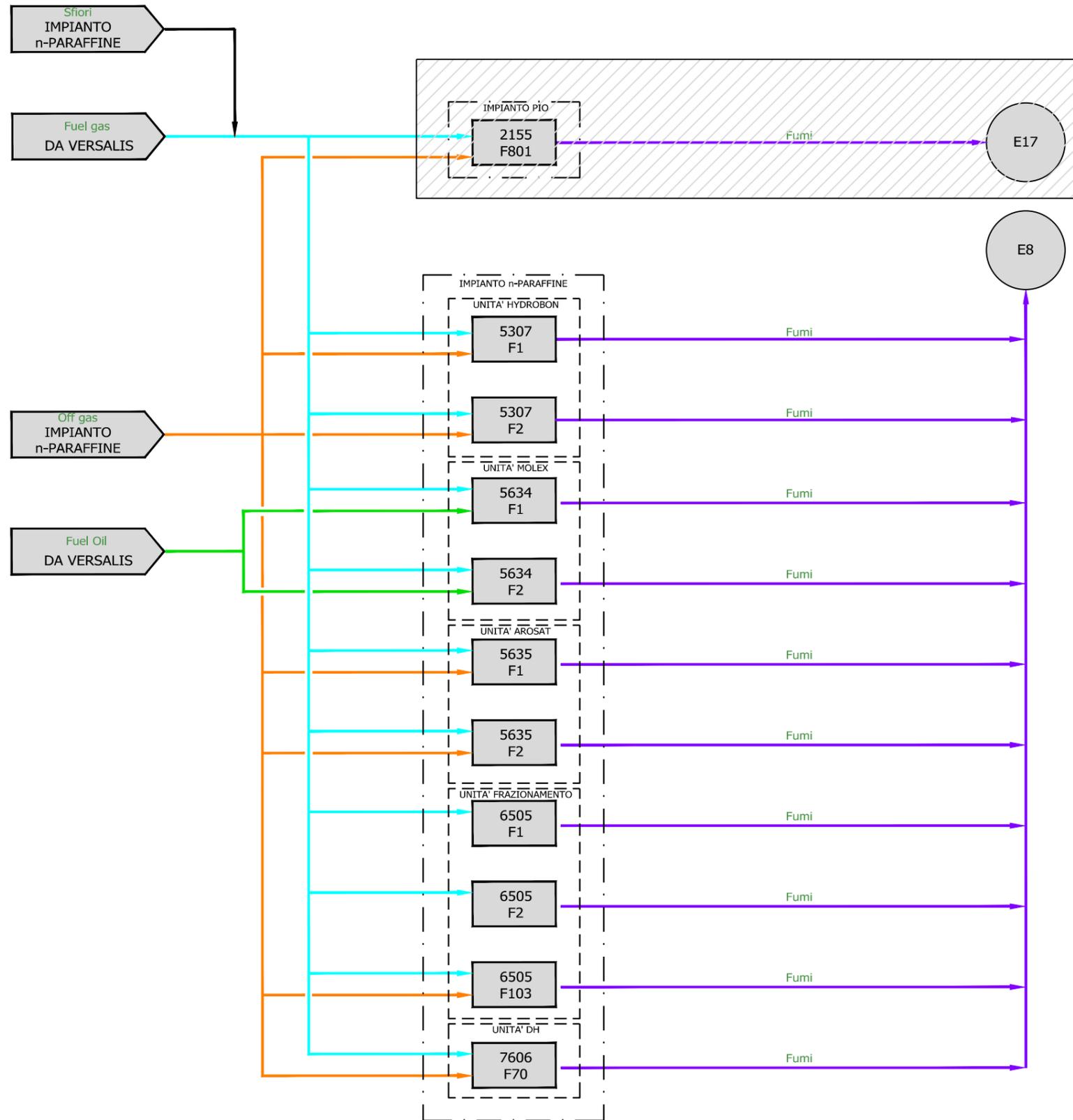
società soggetta a direzione e coordinamento di Enterra Holding Ltd. Ex art. 2497 c.c.

v:\golder\_associates\sasol sarroch\_prescrizioni aia\istanza di modifica\modulistica aia\final draft\allegato b18\allegato b18 finale.docx



# **APPENDICE A**

**Schema a blocchi correlazione forni, unità di processo e camini**



**LEGENDA**

 Impianto in stato di fermo

Cliente  
SASOL ITALY S.p.A.

Consulente



Golder Associates s.r.l.  
Via Anronio Banfo, 43  
10155 Torino  
Italy  
email info@golder.com  
www.golder.com

Progetto  
ISTANZA DI MODIFICA SOSTANZIALE DELL'AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE AIA DELLO STABILIMENTO DI SARROCH (CA) - Allegato B18-Relazione tecnica dei processi produttivi

Titolo del foglio  
APPENDICE A: SCHEMA A BLOCCHI CORRELAZIONE FORNI, UNITA' DI PROCESSO E CAMINI

Numero progetto Relazione Data foglio 1 di 1 Rev  
10029 Ottobre 2013 0

0 2013-10-17 Emissione

Rev AAAA-MM-GG Descrizione

ENE MMU ALO MVA

Preparato Disegno Commenti Approvato



## **APPENDICE B**

**Risultati delle analisi di monitoraggio a camino E8 nel periodo tra marzo  
2012 e giugno 2013**

**Appendice B**

**Risultati delle analisi di monitoraggio a camino E8 nel periodo tra marzo 2012 e giugno 2013**

Parametro	SO <sub>2</sub>		NOx		CO		Polveri	
	misura	VLE	misura	VLE	misura	VLE	misura	VLE
<b>mar-12</b>	264,4	1000	75,9	230	16,7	250	11,8	30
<b>apr-12</b>	147	1000	28,7	230	0	250	25,6	30
<b>mag-12</b>	224,7	1000	94,9	230	17,4	250	25,6	30
<b>giu-12</b>	414,8	800	89,1	230	18,3	250	26,4	30
<b>lug-12</b>	134	800	226,0	230	56,1	250	12,98	30
<b>ago-12</b>	118	800	182,2	230	23,9	250	11,3	30
<b>set-12</b>	146	800	186,5	230	22,9	250	14,6	30
<b>ott-12</b>	343	800	<b>372,0</b>	230	22,3	250	4,6	30
<b>nov-12</b>	83	800	183,2	230	24	250	10,8	30
<b>dic-12</b>	274	800	196,0	230	34,1	250	6,12	30
<b>gen-13</b>	223	800	183,2	230	24	250	12,8	30
<b>feb-13</b>	70,7	800	222,3	230	32,9	250	14,1	30
<b>mar-13</b>	205,3	800	213,6	230	20,5	250	14,6	30
<b>apr-13</b>	374,3	800	226,0	230	21,4	250	13,1	30
<b>mag-13</b>	405	800	173,2	230	16,8	250	24,5	30
<b>giu-13</b>	336	800	137,0	230	80	250	7,5	30

tutti i valori della tabella sono riportati in mg/Nm<sup>3</sup>

Golder Associates, è un'organizzazione mondiale – di proprietà dei dipendenti – con oltre 50 anni di esperienza. Golder Associates è guidata dal nostro obiettivo di progettare lo sviluppo della terra, preservandone l'integrità. Forniamo soluzioni che aiutino i nostri clienti a raggiungere i loro obiettivi di sviluppo sostenibile, fornendo una vasta gamma di servizi di consulenza indipendenti, di progettazione e costruzione nelle nostre aree delle scienze della terra, dell'ambiente e dell'energia.

Per maggiori informazioni, visitate [golder.com](http://golder.com).

Africa	+ 27 11 254 4800
Asia	+ 86 21 6258 5522
Oceania	+ 61 3 8862 3500
Europa	+ 356 21 42 30 20
America del Nord	+ 1 800 275 3281
America del Sud	+ 56 2 2616 2000

[solutions@golder.com](mailto:solutions@golder.com)  
[www.golder.com](http://www.golder.com)

**Golder Associates S.r.l.**  
**Banfo43 Centre**  
**Via Antonio Banfo 43**  
**10155 Torino**  
**Italia**  
**T: +39 011 23 44 211**

