



Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali  
S.A.R.P.O.M. S.r.l.  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 795111  
Fax +39 0321 795270

**SARPOM**

ASL 13  
Viale Roma, 7  
28100 Novara  
[protocollogenerale@pec.asl.novara.it](mailto:protocollogenerale@pec.asl.novara.it)

Trecate, li 24/06/2019

Prot. 268/ 2019

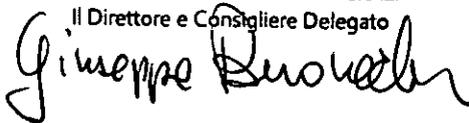
**Oggetto : SARPOM srl Raffineria di Trecate  
Trasmissione Rapporto Ambientale Annuale 2018**

In ottemperanza a quanto prescritto al punto 12.6 del PMC 7 allegato al DM 277/2018, si trasmette unitamente alla presente il CD contenente il "Rapporto Annuale per l'invio dei dati di autocontrollo (anno 2018)" e gli allegati in esso richiamati contenenti i dati richiesti relativi all'esercizio 2018 e la dichiarazione di conformità all'AIA così come richiesto dal Piano di Monitoraggio e Controllo.

La documentazione è consultabile anche accedendo alla "stanza di lavoro" del portale iSPRA all'indirizzo :

<http://groupware.sinanet.isprambiente.it/controlli-aia/library/gestori/sarpom-no-trecate>

Si porgono, cordiali saluti

**SARPOM s.r.l.**  
RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI  
Il Direttore e Consigliere Delegato  


All. CD contenente Report Annuale per l'invio dei dati di autocontrollo (anno 2018)

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Cosliero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Artuno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di Esso Italiana S.r.l.

Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali  
S.A.R.P.O.M. S.r.l.  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

**SARPOM S.r.l.**

**Raffineria di San Martino di Trecate (NO)**



**Autorizzazione Integrata Ambientale**

*(Rilasciata con DM 15 del 29/01/2015, modificata dal DM 170 del 13/06/2016 e  
riesaminata con DM 277 del 4/10/2018)*

**REPORT ANNUALE PER L'INVIO DEI DATI DI AUTOCONTROLLO (ANNO 2018)**

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**

## SOMMARIO

<b>1. PREMESSA</b>	<b>5</b>
<b>1.1 Dati anagrafici</b>	<b>5</b>
<b>1.2 Contenuti del Rapporto Annuale</b>	<b>6</b>
<b>2. INFORMAZIONI GENERALI</b>	<b>9</b>
<b>3. DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ ALL’AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE</b>	<b>12</b>
<b>3.1 Dichiarazione d’esercizio della Raffineria</b>	<b>12</b>
<b>3.2 Sintesi delle fermate per manutenzione o per malfunzionamenti</b>	<b>14</b>
<b>3.3 Sintesi degli eventi incidentali</b>	<b>27</b>
<b>4. CONSUMI</b>	<b>28</b>
<b>4.1 Consumo di materie prime e ausiliarie</b>	<b>28</b>
<b>4.2 Consumo di combustibili</b>	<b>28</b>
<b>4.3 Caratteristiche dei combustibili</b>	<b>29</b>
4.3.1 Combustibili gassosi	29
4.3.2 Combustibili liquidi	29
4.3.3 Combustibili solidi	29
<b>4.4 Consumo di risorse idriche</b>	<b>29</b>
<b>4.5 Produzione e consumi energetici</b>	<b>30</b>
<b>5. EMISSIONI IN ATMOSFERA</b>	<b>32</b>
<b>5.1 Camini autorizzati</b>	<b>32</b>
<b>5.2 Parametri e limiti di bolla e della gestione integrata delle emissioni</b>	<b>34</b>
<b>5.3 Ulteriori limiti di emissione in atmosfera</b>	<b>35</b>

<b>5.4</b>	<b>Calcolo della bolla</b>	<b>38</b>
5.4.1	Camini ricompresi nel calcolo della bolla – Periodo di riferimento 1	38
5.4.2	Camini ricompresi nel calcolo della gestione integrata – Periodo di riferimento 2	39
5.4.3	Metodologia di calcolo della bolla e della gestione integrata	39
<b>5.5</b>	<b>Risultati delle analisi di controllo delle emissioni convogliate</b>	<b>46</b>
<b>5.6</b>	<b>Emissioni collegate all'impianto di recupero vapori benzine</b>	<b>48</b>
<b>5.7</b>	<b>Efficienza recupero zolfo</b>	<b>49</b>
<b>5.8</b>	<b>Sistema di torcia</b>	<b>51</b>
<b>5.9</b>	<b>Risultati del monitoraggio delle emissioni fuggitive</b>	<b>53</b>
<b>5.10</b>	<b>Monitoraggio degli odori</b>	<b>57</b>
<b>6.</b>	<b>PROGRAMMA INSTALLAZIONE BRUCIATORI</b>	<b>59</b>
<b>7.</b>	<b>EMISSIONI IN ACQUA</b>	<b>60</b>
7.1	Risultati delle analisi di controllo di ogni inquinante monitorato per ciascuno scarico – Periodo di riferimento 1	60
7.2	Risultati delle analisi di controllo di ogni inquinante monitorato per ciascuno scarico – Periodo di riferimento 2	63
7.3	Quantità emessa di ogni inquinante monitorato	65
<b>8.</b>	<b>ESITI DELLE VERIFICHE SULLE CONDOTTE FOGNARIE</b>	<b>66</b>
<b>9.</b>	<b>MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</b>	<b>67</b>
<b>10.</b>	<b>MONITORAGGIO DEL RUMORE</b>	<b>69</b>
<b>11.</b>	<b>MONITORAGGIO DELLE ACQUE SOTTERRANEE</b>	<b>71</b>
<b>12.</b>	<b>ULTERIORI INDAGINI</b>	<b>75</b>

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

<b>13. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE</b>	<b>76</b>
<b>14. GESTIONE SERBATOI E PIPE-WAYS</b>	<b>77</b>
<b>15. PROBLEMI DI GESTIONE DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO</b>	<b>80</b>

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Artuno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**

## 1. PREMESSA

La Raffineria situata a S. Martino di Trecate (NO) ("Raffineria"), di proprietà SARPOM S.r.l. ("Gestore"), ha conseguito l'Autorizzazione Integrata Ambientale ("AIA") rilasciata con Decreto n. 15 del 29/01/2015 rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ("MATTM") e successivamente modificato con Decreto n. 170 del 13/06/2016.

A seguito del riesame dell'AIA, è stato rilasciato dal MATTM il nuovo Decreto n. 277 del 04/10/2018. Il presente documento costituisce il Rapporto Annuale, così come definito nel Piano di Monitoraggio e Controllo ("PMC") allegato all'AIA, e descrive l'esercizio della Raffineria nell'anno 2018.

### 1.1 Dati anagrafici

<b>RAGIONE SOCIALE</b>	<b>SARPOM S.R.L.</b>
<b>SEDE LEGALE</b>	<b>VIALE CASTELLO DELLA MAGLIANA, 25 – ROMA</b>
<b>SEDE OPERATIVA</b>	<b>VIA VIGEVANO, 43 - LOCALITÀ S. MARTINO DI TRECATE – TRECATE (NO)</b>
<b>DENOMINAZIONE IMPIANTO</b>	<b>RAFFINERIA SARPOM DI S. MARTINO DI TRECATE</b>
<b>TIPO DI IMPIANTO</b>	Raffineria - Esistente
<b>CODICE E ATTIVITÀ IPPC</b>	Attività 1 – Raffineria di petrolio e gas. Codice IPPC: 1.2 "Raffinazione di petrolio e di gas" Classificazione NACE: Fabbricazione di coke e di prodotti di raffineria di petrolio. Codice 23 Classificazione NOSE-P: Trasformazione dei prodotti petroliferi. Codice 105.08  Attività 2 – Impianti di combustione con potenza termica di oltre 50 MW. Codice IPPC: 1.1 "Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW" Classificazione NACE: Processi di combustione in centrali elettriche ed industria. Codice 11-40 Classificazione NOSE-P: Combustione nelle turbine a gas. Codice 101.04
<b>REFERENTE CONTROLLI AIA</b>	Ing. Marco Ceriotti Indirizzo: Via Vigevano, 43 - Località S. Martino di Trecate – Trecate (NO) Recapito telefonico: 0321 705246 e-mail: marco.ceriotti@exxonmobil.com pec: <a href="mailto:sarpom@actaliscertymail.it">sarpom@actaliscertymail.it</a>

## 1.2 Contenuti del Rapporto Annuale

Il presente documento descrive l'esercizio della Raffineria nel 2018.

Poiché il nuovo DM 277/2018 è stato pubblicato sulla G.U. in data 17/10/2018 ed il relativo art. 5, comma 1 prescrive che *“Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto, il Gestore deve avviare il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento dello stesso. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere”*, il Gestore comunica che per tutto il 2018 ha quindi proseguito le modalità di monitoraggio vigenti ante DM 277/2018 (ossia secondo quanto previsto dal PMC3).

Tuttavia, poiché il nuovo DM 277/2018 prescrive, in alcuni casi, differenti e/o nuovi limiti, nell'analizzare i risultati, ove pertinente e fattibile, sono stati considerati i seguenti due periodi:

- periodo tra il 1° gennaio e il 16 ottobre 2018 (“periodo di riferimento 1” nel seguito), afferente alle disposizioni di cui al DM 15/2015, così come modificato dal DM 170/2016;
- periodo dal 17 ottobre al 31 dicembre 2018 (“periodo di riferimento 2” nel seguito), relativamente alle prescrizioni del DM 277/2018.

Il presente documento è costituito da una serie di paragrafi e di allegati che danno evidenza degli autocontrolli effettuati nel corso dei periodi considerati.

In particolare, costituiscono parte integrante del presente documento i seguenti allegati:

<b>Allegato n.</b>	<b>Oggetto</b>
1	Principali prodotti e relative quantità mensili
2	Principali materie prime e ausiliarie e relativi consumi mensili
3	Consumo mensile dei combustibili
4	Caratteristiche del kerosene e del gasolio
5	Consumi idrici mensili, differenziati per acqua pozzi, barriera sotterranea, canale e acquedotto
6	Quantità mensili di energia elettrica importata, autoprodotta e ceduta e quantità mensili di energia autoprodotta consumata (elettrica e termica)

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

<b>Allegato n.</b>	<b>Oggetto</b>
7A	Calcolo della bolla e verifica del rispetto dei VLE
7B	Verifica della gestione integrata - NOx
7C	Verifica della gestione integrata – SO <sub>2</sub>
8A	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E1
8B	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E3
8C	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E4
8D	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E5
8E	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E6
8F	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E7
8G	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E9
8H	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E10
8I	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E11
8J	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E12
8K	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E13
8L	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E16
8M	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E21
8N	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E22
8O	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E23
8P	Risultati dei monitoraggi delle emissioni in discontinuo – E24
9	Analisi emissioni VRU
10	Test efficienza recupero zolfo
11	Registro torce
12A	Attività monitoraggio LDAR
12B	Gestione attività manutentive da programma LDAR
12C	Esiti campagna di ispezione OGI
12D	Esiti attività ispezione acustica valvole linee di collegamento torce idrocarburiche
12E	Esiti verifica straordinaria Unità 450 Isomerizzazione
13	Esiti monitoraggio delle emissioni odorigene
14A	Risultati dei monitoraggi allo scarico SF1 finale
14B	Risultati dei monitoraggi allo scarico SF1 – scarico parziale ingresso Lurgi
14C	Risultati dei monitoraggi allo scarico SF1 – scarico parziale uscita Lurgi
14D	Risultati dei monitoraggi allo scarico SF1 – scarico parziale ingresso bacino di calma
14E	Risultati dei monitoraggi allo scarico SF1 – scarico parziale uscita bacino di calma
15A	Risultati analisi pozzetti acque industriali oleose
15B	Risultati analisi pozzetti acque industriali non oleose
16	Quantità emesse allo scarico SF1
17	Planimetria ispezioni rete fognaria
18	Tipologie e quantità di rifiuti prodotti
19	Monitoraggio delle aree di deposito rifiuti

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Artuno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**

Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali  
S.A.R.P.O.M. S.r.l.  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

<b>Allegato n.</b>	<b>Oggetto</b>
20	Report monitoraggio falda 2018 - Polo S. Martino di Trecate
21	Analisi di rischio aree bacini serbatoi TK 224 e TK225
22	Report monitoraggio acque superficiali 2018
23	Elenco apparecchiature critiche – controllori del rischio
24A	Programma di controllo sui serbatoi
24B	Esiti del controllo sui serbatoi
25A	Esito controllo pipe-ways – linea benzine
25B	Esito controllo pipe-ways – linea GPL
25C	Esito controllo pipe-ways – linea slop

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Artuno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**



## 2. INFORMAZIONI GENERALI

La Tabella 1 riporta le informazioni generali riguardanti le ore di funzionamento, il numero di spegnimenti e di avvii degli impianti produttivi di Raffineria nel corso del 2018. Il dettaglio di ciascun reparto corrisponde alla suddivisione in fasi attribuita dal Gestore nell'istanza di AIA. Si sottolinea che la contabilizzazione annuale del sistema di Raffineria ha assegnato 734 h al mese di giugno 2018 (14 h in più) e che tale esubero è stato tolto nel mese di maggio 2018 (al quale sono state attribuite 730 h).

*Tabella 1: Ore di esercizio, numero di spegnimenti (sp) e di avvii (av) degli impianti produttivi nel corso dell'anno 2018*

FASE	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale anno 2018
APS3	744	672	743	720	730	734	722 1sp 1av	744	720	744	720	744	8737 1sp 1av
VPS	744	672	743	720	730	734	744	744	575 1sp 1av	744	720	744	8614 1sp 1av
FCCU	744	672	743	563 1sp 1av	730	734	744	744	720	744	720	744	8602 1sp 1av
PWF-SR	744	672	743	720	730	734	693 1sp 1av	744	720	744	720	744	8708 1sp 1av
PWF-CY	744	672	743	720	730	575 1sp 1av	744	744	720	744	720	744	8600 1sp 1av
POLY	744	672	743	545 1sp 1av	730	734	744	744	720	744	720	744	8584 1sp 1av
ISOM	744	672	743	701 1sp 1av	709 1sp 1av	734	637 1sp	704 1av	720	744	720	744	8572 3sp 3av
KHS	744	672	743	720	730	734	686 1sp 1av	744	720	744	720	744	8701 1sp 1av
NHF1	744	672	743	720	730	492 1sp 1av	681 1sp 1av	744	720	744	720	744	8454 2sp 2av



FASE	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale anno 2018
NHF2	744	672	743	720	730	734	703 1sp 1av	744	720	744	720	744	8718 1sp 1av
C3/C4	744	672	743	720	730	609 1sp 1av	683 1sp 1av	744	720	744	720	744	8573 2sp 2av
GHF	744	672	743	720	730	734	641 1sp	715 1av	720	744	720	744	8627 1sp 1av
LSADO	744	672	743	720	730	734	744	744	720	744	720	744	8759
SCANFINER	744	672	743	540 1sp 1av	730	734	744	744	720	744	720	744	8579 1sp 1av
SRU2	744	672	743	720	730	734	744	744	720	744	720	744	8759
TGCU	744	672	743	720	730	734	744	744	720	744	720	744	8759
BHC	744	672	743	680 1sp 1av	730	589 1sp 1av	689 1sp 1av	744	720	744	720	744	8519 3sp 3av
SWS	744	672	743	720	730	734	744	744	720	744	720	744	8759
CTE-SG2001	744	448 1sp 1av	741 1sp 1av	720	730	734	744	524 1sp	0	0	0	0	5385 3sp 2av
CTE-SG2002	744	496 2sp 1av	14 1av 1sp	0	230 1av	734	744	744	720	744	720	744	6634 3sp 3av
CTE-SG2003	744	672	743	720	641 1sp	0	0	223 1av	720	744	720	744	6671 1sp 1av

Con specifico riferimento all'unità di produzione di energia elettrica (COGEN), si riportano nel seguito i dettagli relativi al numero di avvii e spegnimenti (freddo/caldo), alla durata dei transitori a caldo e a freddo, alle ore di marcia normale e di totale funzionamento:

Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
 Raffineria: Via Vigevano, 43  
 Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
 Tel. +39 0321 705111  
 Fax +39 0321 705270



*Tabella 2: Ore di esercizio, durata dei transitori, marcia normale e numero di spegnimenti e di avvii dell'unità COGEN nel corso dell'anno 2018*

Mese	Ore totale funzionamento	Ore transitorio a caldo	Ore transitorio a freddo	Ore marcia normale	Numero spegnimenti	Numero avvii
gennaio	725	0,07	15,02	709,91	1	1
febbraio	672	0	0	672	0	0
marzo	743	0	0	743	0	0
aprile	720	0	0	720	0	0
maggio	345	0,1	16,53	328,37	2	2
giugno	734	0	0	734	0	0
luglio	744	0	0	744	0	0
agosto	744	0	0	744	0	0
settembre	720	0	0	720	0	0
ottobre	744	0	0	744	0	0
novembre	720	0	0	720	0	0
dicembre	744	0	0	744	0	0

I dati relativi alle quantità dei principali prodotti di Raffineria, su base mensile, sono riportati nell'**Allegato 1**.

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
 Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
 Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
 Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**



### **3. DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ ALL'AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE**

#### **3.1 Dichiarazione d'esercizio della Raffineria**

Nel seguito si riporta la dichiarazione di conformità dell'esercizio della Raffineria a firma del Gestore.

Nel 2018, l'esercizio della Raffineria è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'AIA (DM 15/2015 e s.m.i.), salvo quanto di seguito specificato.

dal 23/05/2018 al 05/06/2018 è stato riscontrato il supero del VLE di "bolla rolling" per i SOx dovuto alle fermate dell'impianto COGEN, come comunicato dal Gestore con note prot. 203/2018, 210/2018, 222/2018 e 228/2018. Per i dettagli sulle fermate impianti si veda il successivo paragrafo 3.2.

- Non conformità di monitoraggio per la rete delle acque reflue rispetto a quanto previsto dal PMC3 per i seguenti parametri:
  - scarico SF1: conducibilità elettrica (misura discontinua), temperatura (registrata nel database di Raffineria ad ogni turno, quindi ogni 8 ore);
  - Ingresso Lurgi: temperatura (parametro non monitorato);
  - Uscita Lurgi: conducibilità elettrica (misura discontinua), pH (registrata nel database di Raffineria ad ogni turno, quindi ogni 8 ore);
  - Ingresso bacino di calma: temperatura e portata (parametri non monitorati);
  - Uscita bacino di calma: temperatura e portata (parametri non monitorati), conducibilità elettrica (misura discontinua), pH (registrata nel database di Raffineria ad ogni turno, quindi ogni 8 ore).



- Mancata esecuzione di monitoraggio presso SF2 (fogna consortile): il Gestore, come a suo tempo indicato con la nota Prot. 348/2015 trasmessa in data 23/10/2015, evidenzia che non esistono limiti specifici per lo scarico nella fogna consortile per i reflui provenienti da scarichi civili. Tuttavia, il Gestore sta predisponendo il monitoraggio agli scarichi recapitanti in fognatura come prescritto (SF2 e SF2bis, in sostituzione dei pozzi perdenti afferenti agli scarichi SF3-SF8, i quali sono stati dismessi).
- Parziale conformità del monitoraggio del gas inviato alle torce rispetto alle prescrizioni di AIA e al PMC3 per carenza della strumentazione installata: il Gestore ha installato quanto richiesto nel corso del 2018 e riferisce che, alla data di stesura del presente Rapporto, i sistemi di monitoraggio sono perfettamente funzionanti per le torce idrocarburiche, mentre alcuni problemi di condensa sul misuratore di portata della torcia acida hanno comportato l'attivazione di interventi correttivi, tuttora in corso, volti a rendere pienamente rappresentativo il dato misurato.
- In riferimento al piano di risanamento acustico, il Gestore (cfr. nota Prot. 84/2018 del 22/02/2018) sottolinea che nell'aprile 2017 è entrato in vigore il D. Lgs. 42/2017, il quale ha riformato la Legge Quadro sull'Inquinamento Acustico (Legge 26 ottobre 1995, n. 447). Per effetto della norma di riforma, ai sensi dell'art. 2 della Legge 26 ottobre 1995, n. 447 i valori di emissione sonora ed i valori di immissione sonora " *... sono determinati in funzione della tipologia della sorgente, del periodo della giornata e della destinazione d'uso della zona da proteggere. Nelle zone già urbanizzate, il valore limite di immissione specifico non si applica alle sorgenti preesistenti alla data di entrata in vigore della presente legge.*" Tale normativa renderà necessaria la modifica del Piano di Zonizzazione Comunale dal momento che ha eliminato l'applicabilità di valori limiti di immissione specifici rispetto agli impianti che, come la Raffineria, preesistevano alla data di entrata in vigore della Legge 447/1995.

Nelle more dell'applicazione della nuova normativa, il Gestore ha proseguito nello sviluppo del piano di "mitigazione impatto acustico".



Nel corso del predetto studio sono emerse alcune problematiche connesse con l'insonorizzazione della catalitica dell'impianto FCCU, relative all'evacuazione del calore trattenuto dai pannelli insonorizzanti, e con la creazione di uno "spazio confinato".

Come intervento integrativo atto a sopperire a parte della mitigazione non ottenibile con la parziale insonorizzazione dell'impianto FCCU, sono stati individuati i seguenti ulteriori interventi di insonorizzazione di componenti di altri impianti ed il piano è stato quindi modificato come risulta dal documento di sintesi sul "piano di mitigazione impatto acustico" (tale documento, allegato alla nota Prot. 84/2018, costituiva l'Allegato 19 al Rapporto Annuale relativo al 2017):

- scarichi di condensa e gruppi di valvole della CTE (incluse le valvole V1 e V2, quali laminatrici HP/MP);
- due scarichi di vapore della turbina della COGEN.

Il Gestore comunica che è stata aggiudicata la gara d'appalto per la realizzazione della 2° fase e che gli interventi di insonorizzazione previsti per le componenti degli impianti CTE e COGEN saranno realizzati entro luglio 2019, mentre l'intervento previsto sull'aspirazione del compressore K772 dell'impianto FCCU, maggiormente complesso, sarà completato entro dicembre 2019.

### 3.2 Sintesi delle fermate per manutenzione o per malfunzionamenti

In relazione a quanto richiesto da ISPRA (PM3, pag. 56) *"Il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e Enti di Controllo gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente"*, vengono di seguito riportate le fermate impianti verificatesi durante il periodo di riferimento, specificando gli estremi delle comunicazioni inviate all'Autorità Competente e agli Enti di Controllo.

#### ■ Eventi di fermata per manutenzione programmata:



- Prot. 37/2018 del 25/01/2018 – attivazione torce idrocarburiche dalle 01:00 alle 02:00 del 25/01/2018, con l'invio di circa 2,32 t di idrocarburi gassosi a seguito delle attività di manutenzione programmata dello scambiatore E3N (impianto di polimerizzazione);
- Prot. 52/2018 del 03/02/2018 – attivazione torce idrocarburiche dalle 22:00 del 02/02/2018 alle 02:00 del 03/02/2018, con l'invio di circa 7,71 t di idrocarburi gassosi a seguito delle attività di inserimento ed estrazione nel circuito di reazione dell'impianto polimerizzazione dei reattori D2 e D1 rispettivamente. Tale attività è relativa alla routinaria messa fuori circuito dei reattori per la sostituzione del catalizzatore esausto;
- Prot. 178/2018 del 19/04/2018 – attivazione torce idrocarburiche (dalle 07:00 alle 12:00 del 19/04/2018) con invio di circa 7,3 t di idrocarburi gassosi. L'episodio è occorso principalmente a seguito delle attività di fermata e bonifica delle apparecchiature dell'impianto di isomerizzazione catalitica;
- Prot. 180/2018 del 20/04/2018 – in aggiornamento alla nota 178/2018 del 19/04/2018, il Gestore comunica che nella mattinata del 20/04/2018 sono state concluse le operazioni di avviamento dell'impianto di isomerizzazione catalitica, durante le quali sono state attivate le torce idrocarburiche con l'invio alle stesse di circa 6,8 t di idrocarburi gassosi;
- Prot. 210/2018 del 10/05/2018 – in riferimento alla nota 203/2018 del 07/05/2018, il Gestore comunica che, verificata la causa della fermata dell'impianto di cogenerazione (GTG 2050) e valutati i conseguenti tempi per le attività di manutenzione, è stata anticipata la fermata programmata prevista per il mese di giugno. Il Gestore ricorda inoltre che, nel periodo di



fermata, non sarà possibile rimanere all'interno della bolla di concentrazione di NOx della raffineria e saranno possibili periodi di sforamenti della bolla di concentrazione SO<sub>2</sub>; nel corso del riavvio potrebbero invece verificarsi episodi di attivazione delle torce idrocarburiche;

- Prot. 218/2018 del 17/05/2018 – in riferimento alle precedenti note 203/2018 del 07/05/2018 e 210/2018 del 10/05/2018, il Gestore comunica l'avvenuto riavvio (alle ore 18 circa del giorno 16/05/18) dell'impianto di cogenerazione (GTG 2050) senza la necessità di attivazione delle torce idrocarburiche;
- Prot. 231/2018 del 28/05/2018 – con riferimento alla precedente nota 178/2018, il Gestore comunica che dalle ore 02:00 alle ore 03:00 del 28/05/2018 si è verificato un episodio di attivazione delle torce idrocarburiche con invio di circa 1,11 t di idrocarburi gassosi a seguito delle attività di fermata e bonifica delle apparecchiature dell'impianto di isomerizzazione catalitica. Il Gestore comunica inoltre che nel corso delle fasi di riavviamento potrebbero verificarsi nuove necessità di attivazione delle torce;
- Prot. 260/2018 del 08/06/2018 – comunicazione di fermata programmata per i seguenti impianti:
  - reformer ciclico: dal 10/06 al 17/06;
  - reattori impianto NHF1: da 08/06 a 20/06;
  - colonna T-3203 NHF2: da 11/06 a 17/06;
  - benzene heartcut tower: da 18/06 a 23/06.

Il Gestore comunica inoltre che nelle fasi di arresto, bonifica e avviamento degli impianti potrebbero verificarsi episodi di attivazione delle torce idrocarburiche;



- Prot. 359/2018 del 26/07/2018 – comunicazione attivazione torce idrocarburiche (dalle 17:00 alle 18:00 del 25/07/2018) con invio di circa 1,22 t di idrocarburi gassosi. L'episodio è occorso principalmente a seguito delle attività di bonifica per manutenzione programmata degli scambiatori di calore E808 (impianto di cracking catalitico);

- Prot. 473/2018 del 17/10/2018 – comunicazione attivazione torce.

Torcia idrocarburica FL2100 (15/10/2018):

- totale di 6,5 t/g di gas combustibili (al netto dei gas inerti);
- composizione totale media: idrogeno (29,6 mol%), idrocarburi (44,4 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%);
- evento determinato dalle operazioni di messa fuori servizio e bonifica delle apparecchiature 24D2 (per cambio catalizzatore) e 24C1 (per manutenzione) dell'impianto di polimerizzazione catalitica, cause quindi note e correlate con le operazioni di manutenzione in corso;

Torcia idrocarburica FL2100 (16/10/2018):

- totale di 6,5 t/g di gas combustibili (al netto dei gas inerti);
- composizione media: idrogeno (26,8 mol%), idrocarburi (43,0 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%);
- quanto registrato è la continuazione dell'evento del giorno precedente;

- Prot. 477/2018 del 18/10/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100 (17/10/2018):

- totale di 10,3 t/g di gas combustibili (al netto dei gas inerti);
- composizione totale media: idrogeno (21,6 mol%), idrocarburi (60,0 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%);
- evento determinato dalla prosecuzione delle operazioni di messa fuori servizio e bonifica delle apparecchiature 24D2 (per cambio catalizzatore) e 24C1 (per manutenzione) dell'impianto di polimerizzazione catalitica, cause quindi note e correlate con le operazioni di manutenzione in corso;



- Prot. 478/2018 del 19/10/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100 (18/10/2018):
  - totale di 7,8 t/g di gas combustibili (al netto dei gas inerti);
  - composizione totale media: idrogeno (26,1 mol%), idrocarburi (52,7 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%);
  - evento determinato dalle operazioni di messa in servizio del reattore 24D3 dell'impianto di polimerizzazione, in corso;
- Prot. 480/2018 del 20/10/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100 (19/10/2018):
  - totale di 12,6 t/g di gas combustibili (al netto dei gas inerti);
  - composizione totale media: idrogeno (18,8 mol%), idrocarburi (63,5 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%);
  - evento determinato dalle operazioni di messa in servizio del reattore 24D3 dell'impianto di polimerizzazione, concluse;
- Prot. 493/2018 del 25/10/2018 – comunicazione della prevista fermata (in data 26/10/2018, indicativamente dalle ore 03:00 alle ore 17:00) dell'impianto SWS per l'attuazione di un intervento di manutenzione ad una linea dello stesso e della possibile attivazione della torcia acida in concomitanza con le fasi riavviamento dell'impianto;
- Prot. 512/2018 del 14/11/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100 (13/11/2018):
  - totale di 6,1 t/g di gas combustibili (al netto dei gas inerti);
  - composizione totale media: idrogeno (31,3 mol%), idrocarburi (56,8 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%);
  - evento determinato dalle operazioni di messa in servizio, dopo ispezione legale, del serbatoio TK1023 contenente propano, operazioni in prosecuzione nel corso della settimana;



- Prot. 546/2018 del 05/12/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100  
(04/12/2018):
  - totale di 6,7 t/g di gas combustibili;
  - composizione totale media: idrogeno (33,4 mol%), idrocarburi (54,0 mol%), H<sub>2</sub>S (0,2 mol%), inerti (12,4 mol%);
  - evento determinato dalle operazioni di messa in servizio del reattore 24D2, a cui faranno seguito quelle di messa fuori servizio e bonifica del reattore 24D1 nella routinaria attività di sostituzione del catalizzatore dei reattori dell'impianto di polimerizzazione catalitica;
  
- Prot. 549/2018 del 06/12/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100  
(05/12/2018):
  - totale di 12,3 t/g di gas combustibili;
  - composizione totale media: idrogeno (21,9 mol%), idrocarburi (69,9 mol%), H<sub>2</sub>S (0,1 mol%), inerti (8,4 mol%);
  - evento determinato dalla prosecuzione delle operazioni di messa in servizio del reattore 24D2 e messa fuori servizio del reattore 24D1, concluse (le operazioni fanno parte della routinaria attività di sostituzione del catalizzatore dei reattori dell'impianto di polimerizzazione catalitica);
  
- Prot. 564/2018 del 19/12/2018 – comunicazione attivazione torcia idrocarburica FL2100  
(18/12/2018):
  - totale di 8,7 t/g di gas combustibili;
  - composizione totale media: idrogeno (30,0 mol%), idrocarburi (57,5 mol%), H<sub>2</sub>S (0,2 mol%), inerti (12,3 mol%);
  - evento determinato da attività di lavaggio della colonna T302 dell'impianto di reforming ciclico e al drenaggio di apparecchiature connesse (le operazioni fanno parte della routinaria attività di mantenimento in efficienza dell'apparecchiatura).



■ Eventi di fermata per manutenzione non programmata o malfunzionamento:

- Prot. 20/2018 del 18/01/2018 – fermata dell’impianto di cogenerazione (GTG 2050) alle ore 24 circa del 16.01.18 per un malfunzionamento strumentale. Nel corso della fermata, avvenuta senza attivazione delle torce idrocarburiche, sono stati eseguiti gli interventi manutentivi di riparazione. Il riavvio dell’impianto è cominciato alle ore 17 circa del 17.01.18, senza attivazione delle torce, e alle 23 circa, concluso il riallineamento dell’impianto, è stato ripreso l’invio del vapore di abbattimento per il controllo delle emissioni di NOx;
- Prot. 141/2018 del 03/04/2018 – fermata dell’impianto FCC alle ore 12:49 del 02/04/2018, a causa di un malfunzionamento strumentale del controllo di livello del catalizzatore fluido e contestuale fermata degli impianti ESP (precipitatore elettrostatico) e CO boiler, con dirottamento dei fumi del rigeneratore R802 dal camino 6 al camino di emergenza 18. A causa della conseguente riduzione della produzione di fuel gas di raffineria è stata attivata l'alimentazione parziale di kerosene alla caldaia SG2003. Si è avuta inoltre una attivazione delle torce idrocarburiche tra le 0:00 e 1:00 del 03/04/2018 per 1,13 t di idrocarburi gassosi;
- Prot. 145/2018 del 05/04/2018 – in aggiornamento alla nota prot. 141/2018 del 03/04/2018, comunicazione della prosecuzione delle attività manutentive per la ripartenza dell'impianto FCC e della fermata degli impianti Scanfiner e Polimerizzazione catalitica, i quali saranno riavviati successivamente all'impianto FCC. Si sono inoltre verificati alcuni episodi di attivazione delle torce idrocarburiche, con i seguenti quantitativi di idrocarburi gassosi inviati alle torce:

– 1,1 t (dalle ore 0 alle ore 1 del 03/04/2018);



- 4,8 t (dalle ore 9 alle ore 12 del 03/04/2018);
  - 1,2 t (dalle ore 19 alle ore 20 del 03/04/2018);
  - 2,3 t (dalle ore 22 alle ore 24 del 03/04/2018);
  - 2,9 t (dalle ore 13 alle ore 15 del 04/04/2018);
  - 3,4 t (dalle ore 20 alle ore 23 del 04/04/2018);
- Prot. 152/2018 del 10/04/2018 – In aggiornamento alla nota prot. 145/2018 del 05/04/2018, comunicazione dell'inizio delle attività di riavvio dell'impianto FCC, degli impianti ESP (abbattitore elettrostatico delle polveri), CO boiler, Scanfiner e Polimerizzazione catalitica. Si sono inoltre verificati alcuni episodi di attivazione delle torce idrocarburiche, con i seguenti quantitativi di idrocarburi gassosi inviati alle torce:
- 4,1 t (dalle ore 14 alle ore 17 del 05/04/2018);
  - 4,7 t (dalle ore 12 alle ore 15 del 08/04/2018);
  - 20,6 t (dalle ore 5 alle ore 17 del 09/04/2018).
- Nel periodo di fermo ESP, il quantitativo complessivo di polveri inviate al camino n.18 è stato stimato pari a circa 6,3 t. Il Gestore segnala inoltre che alle ore 15:13 del 09/04, a causa di un malfunzionamento del sistema di lubrificazione del K3801 compressore dell'aria di combustione all'impianto di trattamento dello zolfo (SRU2) è stata attivata la torcia acida fino alle ore 16:19 per il gas acido e alle 16:39 per il SWS gas. I quantitativi di gas inviati alla torcia acida durante il periodo di fermata degli impianti coinvolti sono stati stimati pari a circa 420 Nm<sup>3</sup> di gas da impianto MEA e 390 Nm<sup>3</sup> da impianto SWS, corrispondenti ad un totale di circa 1 t di SO<sub>2</sub>;
- Prot. 203/2018 del 07/05/2018 – fermata dell'impianto di cogenerazione (GTG 2050) a causa di un anomalo funzionamento del compressore dell'aria di atomizzazione (ore 9:55 del



06/05/18). Nel corso della fermata si è verificato un episodio di attivazione delle torce idrocarburiche tra le ore 10:00 e le ore 11:00 con l'invio alle stesse di circa 2,25 t di idrocarburi gassosi;

- Prot. 222/2018 del 19/05/2018 – fermata dell'impianto di cogenerazione (GTG 2050) a causa di anomalia nel circuito di alimentazione dell'aria di atomizzazione (alle ore 6:23 del 19/05/18). Nel corso della fermata si è verificato un episodio di attivazione delle torce idrocarburiche tra le ore 06:00 e le ore 07:00, con l'invio alle stesse di circa 2,53 t di idrocarburi gassosi;
- Prot. 228/2018 del 25/05/2018 – in riferimento alla precedente nota 222/2018 del 19/05/2018, il Gestore comunica che alle ore 22 circa del giorno 24/05/2018, concluse le operazioni manutentive, è stato riavviato l'impianto di cogenerazione (GTG 2050) senza la necessità di attivazione delle torce idrocarburiche. Il Gestore segnala inoltre che, durante il periodo di fermata dell'impianto, pur avendo una riduzione complessiva delle emissioni massive di NOx e SO<sub>2</sub>, non è possibile rimanere all'interno della bolla di concentrazione di NOx della raffineria e sono possibili periodi di sforamenti della bolla di concentrazione SO<sub>2</sub>;
- Prot. 235/2018 del 29/05/2018 – in aggiornamento alla nota prot. 145/2018 del 05/04/2018, il Gestore comunica dalle ore 2 circa del 29/05 sono iniziate le attività di riavviamento dell'impianto di isomerizzazione catalitica (proseguite per tutta la giornata). Si sono inoltre verificati alcuni episodi di attivazione delle torce idrocarburiche, con i seguenti quantitativi di idrocarburi gassosi inviati alle torce:



- 5,2 t (dalle ore 9 alle ore 11 del 28/05/2018);
- 1,2 t (dalle ore 13 alle ore 14 del 28/05/2018);
- 32,6 t (dalle ore 3 alle ore 16 del 29/05/2018);
- Prot. 272/2018 del 18/06/2018 – alle ore 11:37 circa di oggi 18.06.18 a causa di un abbassamento di tensione è stato fermato l'impianto COB (CO boiler), di conseguenza le emissioni del rigeneratore dell'impianto FCC sono state dirottate al camino di emergenza. La carica all'impianto è stata immediatamente ridotta al minimo compatibile con la gestione degli altri impianti. Attivazione torce idrocarburiche:
  - 14/06 dalle ore 13 alle ore 18 (ton di idrocarburi inviate alle torce: 8,1);
  - 15/06 dalle ore 11 alle ore 12 (ton di idrocarburi inviate alle torce: 2,1);
  - 15/06 dalle ore 16 alle ore 17 (ton di idrocarburi inviate alle torce: 1,1);
  - 16/06 dalle ore 13 alle ore 14 (ton di idrocarburi inviate alle torce: 1,1);
  - 17/06 dalle ore 8 alle ore 19 (ton di idrocarburi inviate alle torce: 12,0);
  - 18/06 dalle ore 11 alle ore 14 fermata COB (ton di idrocarburi inviate alle torce: 4,0);
- Prot. 273/2018 del 19/06/2018 – comunicazione di conclusione delle attività di verifica e ripristino del regolare funzionamento della sottostazione elettrica, causa dell'abbassamento di tensione che ha portato alla fermata di alcune apparecchiature tra cui il COB. Le emissioni del rigeneratore dell'impianto di cracking catalitico sono state dirottate dal camino di emergenza al camino n.6. La stima delle emissioni durante l'utilizzo del camino di emergenza è di circa 0,3 ton di polveri, 1,1 ton di SO<sub>2</sub>, 0,6 ton di NO<sub>x</sub> e 15,8 ton di CO, per portare l'impianto da combustione parziale a combustione totale;
- Prot. 361/2018 del 27/07/2018 – comunicazione fermata impianti per manutenzione non programmata sulla linea di alimentazione della colonna di distillazione primaria:



- Distillazione primaria (imp. 3100);
- Gasolio hydrofiner (imp 900);
- Kero hydrosweetner (imp. 3400);
- Reformer semirigenerativo (imp. 300);
- Impianto NHF2/1 (imp. 3200-200);
- SWS (imp. 3700);
- Benzene hearth cut tower;
- Tail gas clean up (imp. 3900);
- Sulfur recovery 2 (imp. 3800);
- Isomerizzazione (imp. 400).

Il Gestore comunica inoltre che i restanti impianti di raffineria saranno mantenuti in servizio a carica ridotta e che durante il periodo di fermo SRU/TGCU verrà attivata la torcia acida per l'invio della produzione di gas acido dall'impianto MEA. Comunica infine che in concomitanza con le fasi di arresto, bonifica ed avviamento degli impianti potrebbero verificarsi episodi di attivazione delle torce idrocarburiche;

- Prot. 364/2018 del 30/07/2018 – comunicazione di aggiornamento della fermata impianti per manutenzione non programmata come da Prot. 361/2018. Il Gestore rende noto che è stato concluso l'intervento sulla linea di alimentazione della colonna di distillazione primaria, a cui sono seguite le operazioni di riavviamento degli impianti. Comunica che non è occorsa la fermata degli impianti SRU/TGCU e SWS e pertanto non è stata attivata la torcia acida. Il Gestore comunica i seguenti episodi di attivazione delle torce idrocarburiche:

- 27/07 dalle 15:00 alle 19:00: 6,0 t;
- 28/07 dalle 03:00 alle 17:00 (6 episodi): 11,3 t;
- 28/07 dalle 23:00 alle 03:00 del 30/07: 55,5 t;
- 30/07 dalle 07:00 alle 14:00: 9,7 t.



Infine il Gestore comunica che sono in corso le attività di riavviamento degli ultimi impianti di isomerizzazione e gasolio hydrofiner GHF e che potrebbero verificarsi nuovi episodi di attivazione delle torce idrocarburiche;

- Prot. 366/2018 del 02/08/2018 – comunicazione di consuntivo della fermata impianti per manutenzione non programmata come da Prot. 361/2018 e 364/2018. Il Gestore rende noto che in data 02/08/2018 sono state concluse le operazioni di riavviamento degli impianti di isomerizzazione e di gasolio hydrofiner GHF e che si sono verificati i seguenti episodi di attivazione delle torce idrocarburiche:
  - 31/07 dalle 00:00 alle 2:00: 3,9 t;
  - 02/08 dalle 01:00 alle 06:00: 8,0 t;
- Prot. 370/2018 del 03/08/2018 – comunicazione attivazione torce idrocarburiche (dalle 15:00 alle 16:00 del 02/08/2018) con invio di circa 1,26 t di idrocarburi gassosi. L'episodio è occorso principalmente a seguito delle attività di riallineamento dell'impianto di isomerizzazione al termine del riavviamento;
- Prot. 420/2018 del 14/09/2018 – comunicazione attivazione torce idrocarburiche (dalle 18:00 alle 19:00 del 13/09/2018) con invio di circa 1,29 t di idrocarburi gassosi. L'episodio è occorso principalmente a seguito delle attività di avviamento e riallineamento dell'impianto di LPG recovery (T260);
- Prot. 527/2018 del 22/11/2018 – Il Gestore rende noto che, in data 21/11/2018:
  - è stata effettuata una fermata dell'impianto MEA (dalle ore 16:09 alle ore 16:16 circa), a causa del malfunzionamento di un cassetto nella sottostazione elettrica R con



- conseguente fermo delle pompe di circolazione della MEA dell'omologo impianto di lavaggio del gas;
- la fermata dell'impianto MEA ha comportato la contemporanea fermata degli impianti SRU2 e TGPU. L'impianto SRU è stato quindi riavviato alle ore 18:55 e dalle ore 19:00 ha ripreso in carica il gas da SWS, concludendo il periodo di attivazione della torcia acida. L'impianto TGPU ha ripreso il recupero del gas di coda da SRU dalle ore 21:40 circa;
  - nel corso dell'evento sono state inviate in torcia acida circa 5,16 t di gas acido, di cui 1,53 t dall'impianto SWS, con un tenore complessivo di H<sub>2</sub>S stimato in circa il 63,2 p%. Il quantitativo inviato è risultato quindi inferiore alla soglia di attivazione indicata nel DM277/2018.

Con riferimento agli episodi di malfunzionamento degli impianti di abbattimento/recupero (ad es. SWS, impianto trattamento acque, VRU), il Gestore annota su appositi registri, disponibili presso la Raffineria, le informazioni relative ai suddetti eventi.

Nella seguente tabella si riportano i casi di interruzione del normale funzionamento/fermo degli impianti di abbattimento/recupero che hanno comportato rilasci significativi di inquinanti nell'ambiente.

Negli altri casi, infatti, la Raffineria adotta misure atte a non rilasciare inquinanti nell'ambiente, ad esempio mediante il ricircolo dei reflui in uscita dall'impianto di trattamento, nel caso in cui questi siano fuori specifica, ai serbatoi di accumulo al fine di ritrattare il refluo o la sospensione del carico nel caso di interruzione del funzionamento dell'impianto VRU; all'occorrenza di tali situazioni o di emissioni ritenute non significative il Gestore non procede pertanto con alcuna comunicazione alle Autorità preposte al controllo.

Tabella 3: Interruzioni normale funzionamento impianti di abbattimento/recupero

Impianto/inquinante emesso	Descrizione malfunzionamento	Comunicazioni SARPOM
SWS/SO <sub>2</sub>	Causa fermo impianto SRU2, invio SWS gas (390 Nm <sup>3</sup> ) a torcia acida dalle 15:13 alle 16:39 del 09/04	Prot. 152/2018 del 10/04/2018
SWS/SO <sub>2</sub>	Causa fermo impianto MEA, SRU2 e TGPU invio SWS gas a torcia acida dalle 16:09 alle 19:00 del 21/11	Prot. 527/2018 del 22/11/2018



Impianto/inquinante emesso	Descrizione malfunzionamento	Comunicazioni SARPOM
COGEN/NO <sub>2</sub>	Operazione di reallineamento dell'impianto COGEN a seguito di fermata per malfunzionamento strumentale occorse dalle 17:00 alle 23:00 del 17/01 e contestuale disattivazione dell'invio del vapore di abbattimento per il controllo delle emissioni di NOx	Prot. 20/2018 del 18/01/2018
MEA/SO <sub>2</sub>	Causa fermo impianto SRU2, invio MEA gas (420 Nm <sup>3</sup> ) a torcia acida dalle 15:13 alle 16:39 del 09/04	Prot. 152/2018 del 10/04/2018
FCCU-ESP/polveri, SO <sub>2</sub> , NOx	Fermata impianto FCCU alle ore 12:49 del 02/04 per malfunzionamento strumentale del controllo di livello del catalizzatore fluido e contestuale fermata degli impianti ESP e CO boiler, con dirottamento dei fumi del rigeneratore R802 al camino di emergenza 18 (ripristino impianti ESP e COB in data 10/04)	Prot. 141/2018 del 03/04/2018  Prot. 152/2018 del 10/04/2018
FCCU-ESP/ polveri, SO <sub>2</sub> , NOx	Fermata impianto CO boiler alle ore 11:37 del 18/06 per abbassamento di tensione, con dirottamento dei fumi del rigeneratore R802 dell'impianto FCCU al camino di emergenza 18 (ripristino impianto COB in data 19/06)	Prot. 272/2018 del 18/06/2018  Prot. 273/2018 del 19/06/2018

### 3.3 Sintesi degli eventi incidentali

Nel corso dell'anno di riferimento non si sono verificati eventi incidentali di particolare rilievo che, secondo quanto riportato al § 12.5 del PMC3, *"possono avere impatto sull'ambiente"*.



## 4. CONSUMI

Il ciclo produttivo della Raffineria, partendo dal petrolio grezzo, consiste in una progressiva separazione delle varie frazioni idrocarburiche e nel loro successivo trattamento per ottenere le opportune caratteristiche chimico-fisiche dei prodotti petroliferi finali.

Nei paragrafi successivi si descrivono i consumi di materie prime, materie ausiliarie, combustibili (nonché le caratteristiche dei combustibili utilizzati), risorse idriche e i dati di produzione e consumo di energia, relativamente all'anno di riferimento.

Le informazioni presentate sono state ricavate dai dati registrati in Raffineria a partire dai dati di produzione e consumo di materie prime e di energia forniti da ciascun reparto.

### 4.1 Consumo di materie prime e ausiliarie

In **Allegato 2** sono riportati i dati di consumo delle principali materie prime e semilavorate (su base mensile) e delle materie ausiliarie (su base annuale), ottenuti dai consuntivi generati a partire dai dati registrati a cura del Gestore.

Il Gestore informa che i dati di consumo registrati sono disponibili presso la Raffineria.

### 4.2 Consumo di combustibili

La Raffineria utilizza i seguenti combustibili: *fuel gas*, butano, metano, kerosene, gasolio.

Il Gestore sottolinea che la Raffineria non utilizza coke come combustibile primario, il forno F701 dell'impianto di cracking catalitico utilizza *fuel gas* (il coke è un residuo del processo che viene combusto).

In **Allegato 3** si riportano i dati con il consumo mensile dei combustibili.



## 4.3 Caratteristiche dei combustibili

### 4.3.1 Combustibili gassosi

Il *fuel gas* è il combustibile gassoso normalmente utilizzato nei processi di Raffineria e generatosi come sottoprodotto dagli stessi. La Raffineria, oltre ad esso, fa uso anche di butano, prodotto dalla Raffineria, e di metano, acquisito da rete SNAM.

### 4.3.2 Combustibili liquidi

I combustibili liquidi utilizzati nei processi di Raffineria sono costituiti da:

- gasolio, utilizzato, in caso di emergenza, come combustibile da motore a combustione interna nella produzione di energia elettrica;
- kerosene, utilizzabile dalle caldaie SG2001, SG2002, SG2003 nella sola fase di avvio.

Nell'**Allegato 4** si riporta la tabella con i risultati delle analisi eseguite per kerosene e gasolio per i parametri richiesti al punto 1.3 del PMC3, ad eccezione del parametro viscosità per il kerosene. Con riferimento al kerosene, il Gestore specifica che, non essendoci stati rifornimenti nel 2018, le analisi riportate sono riferite all'anno di esercizio 2017.

### 4.3.3 Combustibili solidi

Il Gestore ribadisce che la Raffineria non utilizza combustibili solidi, in quanto il coke non è un combustibile primario e pertanto non è oggetto di monitoraggio.

## 4.4 Consumo di risorse idriche

L'acqua necessaria alla Raffineria è prelevata dalle seguenti fonti di approvvigionamento:

- pozzi di proprietà: pozzo P1, pozzo P2bis, pozzo P11N, pozzo P12, pozzo P13N, pozzo P14, pozzo P15, con una portata di prelievo complessivo autorizzata pari a 4.500.000 m<sup>3</sup>/anno;
- barriera sotterranea di captazione della falda, il recupero di acqua sotterranea dipende dalla soggiacenza della falda;
- canale Langosco, il prelievo è autorizzato per 3.503.965 m<sup>3</sup>/anno di acqua;



- acquedotto pubblico, per usi potabili e igienici.

In **Allegato 5** si riportano i consumi idrici mensili in m<sup>3</sup>, differenziati per ciascuna fonte di approvvigionamento (acqua pozzi, canale, barriera sotterranea e acquedotto).

## 4.5 Produzione e consumi energetici

Il fabbisogno di energia elettrica presso la Raffineria è soddisfatto sia mediante autoproduzione (energia elettrica e termica) che mediante acquisto dalla rete esterna (energia elettrica).

L'autoproduzione di energia elettrica è effettuata mediante i seguenti impianti:

- turbina a vapore STG-2001;
- impianto di cogenerazione con turbina a gas (GTG-2050) e accoppiato generatore di energia elettrica;
- generatore EDG (Eurodiesel), utilizzato solo in caso di emergenza.

Le linee di alimentazione dall'esterno di energia elettrica sono: linea Enel Magenta: 130 kV, linea Enel Novara: 130 kV.

Inoltre, la Raffineria produce energia termica (calore) mediante i forni di processo.

La produzione di vapore per il fabbisogno della Raffineria è invece garantita dai seguenti impianti:

- impianto di produzione di acqua demineralizzata: la produzione del vapore può essere fatta solo mediante acqua priva di sali. A tale scopo sono presenti in Raffineria due impianti di demineralizzazione costituiti da reattori a scambio ionico. La rigenerazione (rimozione dei sali) dei reattori avviene con l'utilizzo di soda caustica o acido cloridrico;
- circuito recupero della condensa: in talune utenze, quali i circuiti di riscaldamento, il vapore cede il suo calore e viene ridotto a forma di condensa. La condensa prodotta viene recuperata e immagazzinata in un serbatoio: una volta eliminati gli eventuali idrocarburi presenti (mediante filtri disoleatori), la condensa viene rinviata al ciclo di produzione del vapore;
- degasatore: l'acqua demineralizzata, prima di essere inviata alle caldaie centrale termica (CTE), viene privata dell'ossigeno presente disciolto in quanto corrosivo. L'acqua prelevata dal



degasatore mediante pompe viene inviata alle caldaie ad alta e a media pressione per la produzione del vapore;

- caldaie per la produzione di vapore ad alta, media e bassa pressione: la produzione di vapore ad alta pressione avviene in caldaie convenzionali dotate di bruciatori (per esempio le caldaie della CTE) o a recupero di calore (caldaia SG-2050 dell'impianto di cogenerazione), mentre la produzione a media e bassa pressione avviene in piccole caldaie per il recupero del calore residuo del processo industriale;
- CO boiler / WHB (*waste heat boiler*), progettato per trasformare il CO contenuto nel flue gas da FCCU in CO<sub>2</sub>, a tale scopo eleva la temperatura del flue gas ed aggiunge l'aria necessaria per l'ossidazione del CO a CO<sub>2</sub>. Questa trasformazione genera calore aggiuntivo che sommato a quello del flue gas viene utilizzato nel WHB per produrre vapore.

Il vapore prodotto, in relazione alle sue condizioni operative, viene immesso nella rete di pertinenza. Dalla rete viene poi utilizzato nelle singole utenze.

La maggior parte del fabbisogno di vapore è soddisfatto dalla CTE e dall'impianto di cogenerazione: normalmente sono in marcia quest'ultimo e a rotazione due delle tre caldaie della CTE (SG2001, SG2002, SG2003).

L'**Allegato 6** riporta le quantità mensili di energia elettrica importata, ceduta alla rete, autoprodotta e consumata internamente e le quantità mensili di energia termica autoprodotta e consumata (calcolate sulla base dei quantitativi di combustibili consumati).



## 5. EMISSIONI IN ATMOSFERA

### 5.1 Camini autorizzati

Le principali sorgenti di emissione convogliata in atmosfera della Raffineria sono i camini che convogliano gli effluenti aeriformi dalle diverse fasi di processo. La seguente *Tabella 4* riporta l'elenco dei camini di Raffineria autorizzati, evidenziando le coordinate di ciascun punto di emissione.

*Tabella 4: Elenco dei camini autorizzati*

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Coordinate (WGS-84)	
		Latitudine	Longitudine
1	Forno F3101 (APS3)	45° 26' 18.9997"	8° 47' 35.9575"
2	Forno F101 (APS2 e ISOM)	45° 26' 18.3625"	8° 47' 23.2142"
3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)	45° 26' 18.1145"	8° 47' 24.7003"
4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)	45° 26' 17.8652"	8° 47' 24.5571"
5	Forni F304/5/6 (PWFCY)	45° 26' 17.7863"	8° 47' 25.1470"
6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)	45° 26' 17.3315"	8° 47' 31.8723"
7	Forno 23 F-660 (VPS)	45° 26' 19.9400"	8° 47' 24.6763"
8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)	45° 26' 34.1057"	8° 47' 33.5069"
9	Forno F901 (GHF)	45° 26' 13.5059"	8° 47' 24.5548"
10	Caldaia SG2001 (CTE)	45° 26' 20.9295"	8° 47' 20.6477"
11	Caldaia SG2002 (CTE)	45° 26' 20.1498"	8° 47' 19.6375"
12	Caldaia SG2003 (CTE)	45° 26' 19.7791"	8° 47' 19.4515"
13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)	45° 26' 17.6179"	8° 47' 25.1925"
15	Inceneritore di coda F3604 (SRU1)	45° 26' 17.2481"	8° 47' 33.8632"
16	Inceneritore di coda F3802 (SRU2-TGCU)	45° 26' 17.4638"	8° 47' 35.5306"
18	Rigeneratore R802 (FCCU)	45° 26' 16.2128"	8° 47' 31.8650"
19	Torcia 2100 (64)	45° 26' 15.0038"	8° 47' 32.7188"
20	Torcia 1300 (72)	45° 26' 14.9876"	8° 47' 36.1735"
21	F5501 (LSADO)	45° 26' 17.7565"	8° 47' 41.9248"
22	Forno F7001 (Scanfiner)	45° 26' 18.3008"	8° 47' 42.2998"
23	Turbogas GTG2050 (Cogenerazione)	45° 26' 21.4225"	8° 47' 18.1876"
24	Forno F3201 (NHF2)	45° 26' 18.88785"	8° 47' 36.5758"
25	VRU	45° 26' 36.89564"	8° 47' 29.6758"

In merito, il Gestore precisa che:

- i camini 2 e 8 sono fuori servizio per la messa in conservazione dei relativi forni F101 e F801, rispettivamente;



- il camino 18 viene utilizzato quando il CO boiler è fuori servizio e l'impianto FCCU è esercito in assetto *full firing* (situazione atipica);
- il camino 15 è fuori servizio, in quanto l'inceneritore di coda F3604 (SRU1) è in conservazione.

La *Tabella 5* riporta l'elenco dei camini le cui emissioni rientrano nel calcolo della bolla, secondo il DM 170/2016 (cfr. prescrizione A.5), e della gestione integrata delle emissioni, secondo il DM 277/2018 (cfr. prescrizione 15).

*Tabella 5: Elenco dei camini rientranti nel calcolo di bolla / gestione integrata delle emissioni*

<b>Bolla - DM 170/2016</b>		<b>Gestione integrata emissioni - DM 277/2018</b>	
<b>Camino</b>	<b>Fasi e dispositivi di provenienza</b>	<b>Camino</b>	<b>Fasi e dispositivi di provenienza</b>
1	Forno F3101 (APS3)	1	Forno F3101 (APS3)
2	Forno F101 (APS2 e ISOM)	2	Forno F101 (APS2 e ISOM)
3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)	3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)
4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)	4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)
5	Forni F304/5/6 (PWFCY)	5	Forni F304/5/6 (PWFCY)
6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)	6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)
7	Forno 23 F-660 (VPS)	7	Forno 23 F-660 (VPS)
8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)	8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)
9	Forno F901 (GHF)	9	Forno F901 (GHF)
10	Caldaia SG2001 (CTE)	10	Caldaia SG2001 (CTE)
11	Caldaia SG2002 (CTE)	11	Caldaia SG2002 (CTE)
12	Caldaia SG2003 (CTE)	12	Caldaia SG2003 (CTE)
13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)	13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)
15	Inceneritore di coda F3604 (SRU1)	15	Inceneritore di coda F3604 (SRU1)
16	Inceneritore di coda F3802 (SRU2-TGCU)	16	Inceneritore di coda F3802 (SRU2-TGCU)
18*	Rigeneratore R802 (FCCU)	18*	Rigeneratore R802 (FCCU)
19	Torcia	-	-
20	Torcia	-	-
21	F5501 (LSADO)	21	F5501 (LSADO)
22	Forno F7001 (Scanfiner)	22	Forno F7001 (Scanfiner)
23	Turbogas GTG2050 (Cogenerazione)	23**	Turbogas GTG2050 (Cogenerazione)
24	Forno F3201 (NHF2)	24	Forno F3201 (NHF2)
25	VRU	-	-

\* Il camino viene utilizzato quando il CO boiler è fuori servizio e l'impianto FCCU è esercito in assetto *full firing* (situazione atipica)

\*\* Il camino non è incluso nel calcolo del VLE di bolla per il parametro SO<sub>2</sub>



Per quanto riguarda il periodo di riferimento 1, il Gestore sottolinea che:

- i punti di emissione 19 e 20 (torce) rientrano nel calcolo della bolla per il solo parametro SOx (cfr. prescrizione A.6 del DM 170/2016);
- l'inclusione delle emissioni "in bolla" del VRU (camino 25) appare in contrasto con le previsioni della Direttiva del MATTM n. 274 del 16/12/2015, che non contemplano le emissioni dei VRU ai fini del calcolo della bolla (il VRU, non convogliando prodotti di combustione, non contribuisce alle emissioni di NOx e SOx. Cfr. nota prot. 201/2017 dell'11/05/2017).

## 5.2 Parametri e limiti di bolla e della gestione integrata delle emissioni

Nella seguente *Tabella 6* si riportano gli inquinanti di bolla e della gestione integrata delle emissioni e i relativi limiti di emissione ai sensi dell'AIA, in particolare:

- per il periodo di riferimento 1, ai sensi del § 3.1.1 del PMC3 e della prescrizione A.1 del quadro prescrittivo del DM 170/2016;
- per il periodo di riferimento 2, ai sensi della prescrizione 11 del DM 277/2018.

*Tabella 6: Parametri e limiti di bolla e della gestione integrata delle emissioni*

Parametro monitorato	Valore limite [mg/Nm <sup>3</sup> ]	
	Bolla - DM 170/2016* (periodo di riferimento 1)	Gestione integrata emissioni - DM 277/2018** (periodo di riferimento 2)
NO <sub>2</sub>	270	270 (sino a 31/12/2018)
SO <sub>2</sub>	370	370 (da 01/07/2018 a 30/06/2021)
CO	100	-
COV	20	-
H <sub>2</sub> S	5	-
NH <sub>3</sub> e composti a base di cloro	20	-

\*: ai sensi della prescrizione A.6 del DM 170/2016, le emissioni dei punti 19 e 20 (torce) sono ricomprese nel calcolo della bolla per il solo parametro SOx

\*\* : ai sensi della prescrizione 15 del DM 277/2018, il camino 23 (unità COGEN) non è incluso nel calcolo del limite della gestione integrata delle emissioni per il parametro SO<sub>2</sub>



Inoltre, l'AIA prevede i seguenti limiti di flusso di massa (cfr. prescrizione A.3 del DM 170/2016 e prescrizione 11 del DM 277/2018):

*Tabella 7: Limiti di flusso di massa*

Parametro monitorato	Valore limite [t/anno]	
	DM 170/2016 (periodo di riferimento 1)	DM 277/2018 (periodo di riferimento 2)
NO <sub>2</sub>	2.500	2.500 (sino a 31/12/2018)
SO <sub>2</sub>	3.600	3.600 (sino a 30/06/2021)
COV	50	-

### 5.3 Ulteriori limiti di emissione in atmosfera

Nella seguente *Tabella 8* si riportano i limiti previsti dalla prescrizione A.1 del DM 170/2016 per il particolato totale per ciascun punto di emissione, validi per il periodo di riferimento 1.

*Tabella 8: Limite particolato totale per ogni punto di emissione – Periodo di riferimento 1*

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Valore limite [mg/Nm <sup>3</sup> ]	O <sub>2</sub> riferimento [% vol]
1	Forno F3101 (APS3)	5	3
2	Forno F101 (APS2 e ISOM)	5	3
3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)	5	3
4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)	5	3
5	Forni F304/5/6 (PWFCY)	5	3
6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)	50	3
7	Forno 23 F-660 (VPS)	5	3
8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)	5	3
9	Forno 901 (GHF)	5	3
10*	Caldaia SG2001 (CTE)	5	3
11*	Caldaia SG2002 (CTE)	5	3
12*	Caldaia SG2003 (CTE)	5	3
13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)	5	3
16	Inceneritore di coda F3802 (SRU-TGCU)	5	3
18**	Rigeneratore R802 (FCCU)	-	-
21	F5501 (LSADO)	5	3
22	Forno F7001 (Scanfiner)	5	3
23***	Turbogas GTG2050 (Cogenerazione)	2	15
24	Forno F3201 (NHF2)	5	3



Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Valore limite [mg/Nm <sup>3</sup> ]	O <sub>2</sub> riferimento [% vol]
25	VRU	-	-

\*: nel caso di utilizzo di combustibile liquido il limite di emissione è 10 mg/Nm<sup>3</sup>, riferito al 3% di ossigeno

\*\* : il camino 18 viene utilizzato quando il CO boiler è fuori servizio e l'impianto FCCU è esercito in assetto *full firing* (situazione atipica)

\*\*\*: nel caso di utilizzo di kerosene (nei casi di fermata, avvio e mancanza di gas) il limite di emissione è 20 mg/Nm<sup>3</sup>, riferito al 3% di ossigeno

Nella seguente *Tabella 9* si riportano i limiti per tutti i camini (ad eccezione di quello relativo all'unità di cogenerazione, per il quale sono previsti specifici valori limite) che rientrano nel calcolo della gestione integrata delle emissioni, per il periodo di riferimento 2 (cfr. prescrizione 17 del DM 277/2018).

*Tabella 9: Limiti specifici punti di emissione – Periodo di riferimento 2*

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Polveri totali [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	H <sub>2</sub> S [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Sb [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Ni [mg/Nm <sup>3</sup> ]	V [mg/Nm <sup>3</sup> ]	PCDD/F [mg/Nm <sup>3</sup> ]
1	Forno F3101 (APS3)	5	50	-	-	-	-	-
2	Forno F101 (APS2 e ISOM) <i>In conservazione</i>	5	50	-	-	-	-	-
3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)	5	50	-	-	-	-	0,1
4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)	5	50	-	-	-	-	0,1
5	Forni F304/5/6 (PWFCY)	5	50	-	-	-	-	0,1
6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)	35	50	-	5	1	5	-
7	Forno 23 F-660 (VPS)	5	50	-	-	-	-	-
8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti) <i>In conservazione</i>	5	50	-	-	-	-	-
9	Forno 901 (GHF)	5	50	-	-	-	-	-
10	Caldaia SG2001 (CTE)	5	50	-	-	-	-	-
11	Caldaia SG2002 (CTE)	5	50	-	-	-	-	-

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Polveri totali [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	H2S [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Sb [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Ni [mg/Nm <sup>3</sup> ]	V [mg/Nm <sup>3</sup> ]	PCDD/F [mg/Nm <sup>3</sup> ]
12	Caldaia SG2003 (CTE)	5	50	-	-	-	-	-
13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)	5	50	-	-	-	-	0,1
15	Inceneritore di coda F3604 (SRU1) <i>In conservazione</i>	5	50	5	-	-	-	-
16	Inceneritore di coda F3802 (SRU-TGCU)	5	50	5	-	-	-	-
18	Rigeneratore R802 (FCCU)	10	50	-	5	1	5	-
21	F5501 (LSADO)	5	50	-	-	-	-	-
22	Forno F7001 (Scanfiner)	5	50	-	-	-	-	-
24	Forno F3201 (NHF2)	5	50	-	-	-	-	-

Come indicato dall'AIA (cfr. prescrizione B.13 del DM 15/2015, confermata dal DM 170/2016 e, successivamente al riesame, dalla prescrizione 16 del DM 277/2018), per il monitoraggio delle emissioni dell'unità di cogenerazione (camino 23), oltre ai valori indicati in *Tabella 6*, devono essere rispettati i seguenti limiti di emissione:

*Tabella 10: Valori limite per l'unità di cogenerazione (camino 23)*

Parametro monitorato	Valore limite [mg/Nm <sup>3</sup> ]
NOx (espressi come NO <sub>2</sub> )	80
SO <sub>2</sub>	5
Polveri	2
CO	50

Il Gestore comunica che, in mancanza di specifiche prescrizioni o indicazioni inserite nell'AIA, utilizza, per l'unità COGEN, quale criterio di verifica dei suddetti limiti e di tempistiche di comunicazione quello applicabile ai Grandi Impianti di Combustione (GIC).

## 5.4 Calcolo della bolla

### 5.4.1 Camini ricompresi nel calcolo della bolla – Periodo di riferimento 1

I camini ricompresi dal Gestore nel calcolo della bolla sono quelli riportati nella *Tabella 11* sottostante.

A riguardo, il Gestore precisa che:

- le emissioni dei camini 19 e 20 (torce), come indicato dalla prescrizione A.6 del DM 170/2016, sono ricompresi nel calcolo della bolla per il solo parametro SO<sub>x</sub>;
- il camino 25, come evidenziato dal Gestore con nota prot. 201/2017 dell'11/05/2017, non produce gli inquinanti oggetto di monitoraggio ai fini del rispetto del limite di bolla, tranne per il parametro COV; per quanto concerne il monitoraggio delle emissioni dall'impianto di recupero vapori (VRU), si rimanda al paragrafo 5.6.

*Tabella 11: Elenco dei camini ricompresi dal Gestore nel calcolo della bolla*

<b>Camino</b>	<b>Fasi e dispositivi di provenienza</b>
1	Forno F3101 (APS3)
2	Forno F101 (APS2 e ISOM)
3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)
4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)
5	Forni F304/5/6 (PWFCY)
6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)
7	Forno 23 F-660 (VPS)
8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)
9	Forno F901 (GHF)
10	Caldaia SG2001 (CTE)
11	Caldaia SG2002 (CTE)
12	Caldaia SG2003 (CTE)
13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)
16	Inceneritore di coda F3802 (SRU-TGCU)
19	Torcia
20	Torcia
21	F5501 (LSADO)
22	Forno F7001 (Scanfiner)
23	Turbogas GTG2050 (Cogenerazione)
24	Forno F3201 (NHF2)

#### 5.4.2 Camini ricompresi nel calcolo della gestione integrata – Periodo di riferimento 2

I camini ricompresi dal Gestore nel calcolo della gestione integrata delle emissioni sono quelli riportati nella *Tabella 12* sottostante.

*Tabella 12: Elenco dei camini ricompresi dal Gestore nel calcolo della gestione integrata delle emissioni*

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza
1	Forno F3101 (APS3)
2	Forno F101 (APS2 e ISOM)
3	Forni F301/2/3 sud (PWFSR)
4	Forni F301/2/3 nord (PWFSR)
5	Forni F304/5/6 (PWFCY)
6	Forno F701 e CO boiler (FCCU)
7	Forno 23 F-660 (VPS)
8	Forno F801 (Bitumi/Asfalti)
9	Forno F901 (GHF)
10	Caldaia SG2001 (CTE)
11	Caldaia SG2002 (CTE)
12	Caldaia SG2003 (CTE)
13	Forno F307 (PWFCY-Rig. catalizzatore)
16	Inceneritore di coda F3802 (SRU-TGCU)
21	F5501 (LSADO)
22	Forno F7001 (Scanfiner)
23*	Turbogas GTG2050 (Cogenerazione)
24	Forno F3201 (NHF2)

\*: Camini non inclusi nel calcolo del VLE della gestione integrata delle emissioni per il parametro SOx

#### 5.4.3 Metodologia di calcolo della bolla e della gestione integrata

Nel seguito si riporta la metodologia di calcolo della bolla impiegata per i camini dotati di SME (camini 1, 6 dal primo gennaio 2018 e camini 7 e 23 dal primo luglio 2018 per i seguenti inquinanti: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri e CO) e per quelli senza SME.

##### **Volume dei fumi emessi mensilmente**

Camini con SME: il volume dei fumi emessi mensilmente dal singolo camino (Nm<sup>3</sup>/mese) è calcolato a partire dal volume fumi medio orario (Nm<sup>3</sup>/h) per le ore di funzionamento mensile dell'impianto/impianti afferente/i al camino.



Camini senza SME: il volume dei fumi emessi mensilmente dal singolo camino ( $\text{Nm}^3/\text{mese}$ ) è calcolato a partire dalla quantità mensile del singolo combustibile bruciato nei differenti impianti per il relativo o equiparato fattore di emissione previsto dal DPR 416/2001 (indicato sotto in parentesi), eventualmente riportato alla corretta percentuale di ossigeno. I Fattori di Emissione (FE) utilizzati per il calcolo sono i seguenti:

- fuel gas:  $14,00 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per gas di raffineria);
- fuel gas COGEN:  $42,00 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per gas di raffineria normalizzato al 15%  $\text{O}_2$ );
- metano:  $13,70 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per gas naturale);
- metano COGEN:  $41,10 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE del metano normalizzato al 15%  $\text{O}_2$ );
- kerosene:  $12,00 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per il gasolio);
- kerosene COGEN:  $36,00 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per il gasolio normalizzato al 15%  $\text{O}_2$ );
- coke:  $11,11 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per coke BTZ normalizzato al 3% di  $\text{O}_2$ );
- butano:  $14,00 \text{ Nm}^3/\text{kg}$  combustibile (FE per gas di raffineria).

Il Gestore precisa in merito che:

- i combustibili contabilizzati per i forni F301/2/3 le cui emissioni afferiscono ai camini 3 e 4 sono ripartiti al 50% tra i due camini;
- i combustibili impiegati dalle tre caldaie della CTE ed afferenti ai camini 10, 11 e 12 sono contabilizzati insieme;
- i combustibili contabilizzati per il camino 16 – F3802 sono la sommatoria di quelli contabilizzati per SRU2 e TGCU;
- i combustibili bruciati in torcia e afferenti ai camini 19 e 20 sono contabilizzati insieme.

Il volume totale dei fumi emessi mensilmente è dato dalla somma dei contributi dei singoli camini.

### **Flussi di massa mensili**

Il flusso di massa mensile (t/mese) di ogni singolo inquinante di bolla emesso a camino è così calcolato:

$\text{SO}_2$  – camini con SME: il flusso di massa è calcolato come somma dei valori della portata media valida giornaliera moltiplicata per il valore di concentrazione media valida giornaliera.



SO<sub>2</sub> – camini senza SME- periodo 1: a partire dal quantitativo mensile di combustibile gassoso (fuel gas, metano e butano), kerosene e coke bruciato e dalla relativa percentuale in peso di zolfo nel combustibile, così come comunicata dal Gestore alle A.C. (Integrazione Prot. 348/2015 del 14/12/2015), prevista dalle prescrizioni A.8 del DM 15/2015 e A.9 del DM 170/2016 e sotto riportata:

- fuel gas. 0,003% in peso (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano);
- off gas fcc: 0,002% in peso (applicato al quantitativo di fuel gas bruciato dalla turbina del COGEN);
- kerosene: 0,029% in peso;
- coke: 0,766% in peso.

Inoltre, ai flussi di massa così calcolati, per alcuni camini viene addizionato il seguente flusso di massa:

- camino 7 – F660: ore di funzionamento VPS x FE da VPS (pari a 30 kg/h, così come definito in Tabella 4 della prescrizione A.8);
- camino 16 – F3802: flusso di massa non recuperato da impianto recupero zolfo ed emesso a camino, calcolato a partire dalla quantità di zolfo recuperato ed in funzione della percentuale di recupero;
- camini 19 e 20 – torce – flusso di massa inviato alla torcia acida e calcolato a partire dal FE per SWS (pari a 187,60 kg/h) e tenendo conto delle ore di marcia dell'impianto SWS e delle ore di invio del gas a SRU2.

SO<sub>2</sub> – camini senza SME- periodo 2: a partire dal quantitativo mensile di combustibile gassoso (fuel gas, metano e butano), kerosene e coke bruciato per il relativo fattore di emissione (quale valore medio) ottenuto dividendo il quantitativo di inquinante emesso e calcolato a partire dai monitoraggi discontinui (portata per concentrazione) per il consumo di combustibile:

- fuel gas. 0,007% in peso (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano);
- off gas fcc: 0,003% in peso (applicato al quantitativo di fuel gas bruciato dalla turbina del COGEN);
- kerosene: 0,038% in peso;
- coke: 0,623% in peso.

Inoltre, ai flussi di massa così calcolati, per alcuni camini viene addizionato il seguente flusso di massa:

- camino 7 – F660: ore di funzionamento VPS x FE da VPS (pari a 12,9 kg/h);



- camino 16 – F3802: flusso di massa non recuperato da impianto recupero zolfo ed emesso a camino, calcolato a partire dalla quantità di zolfo recuperato ed in funzione della percentuale di recupero;

camini 19 e 20 – torce – flusso di massa inviato alla torcia acida e calcolato a partire dal FE per SWS (pari a 187,60 kg/h) e tenendo conto delle ore di marcia dell'impianto SWS e delle ore di invio del gas a SRU2.

NO<sub>x</sub> espresso come NO<sub>2</sub> – camini con SME: il flusso di massa è calcolato come somma dei valori della portata media valida giornaliera moltiplicata per il valore di concentrazione media valida giornaliera.

NO<sub>x</sub> espresso come NO<sub>2</sub> – camini senza SME – periodo 1: a partire dal quantitativo mensile di combustibile gassoso (fuel gas, metano e butano), kerosene e coke bruciato per il relativo fattore di emissione previsto dall'AIA (prescrizioni A.8 del DM 15/2015 e A.9 del DM 170/2016). I fattori di emissione (FE) utilizzati per il calcolo sono i seguenti:

- gas: 4,00 g/kg combustibile, applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato dai forni, escluso quanto sotto specificato:
  - gas SCANFINER: 1,44 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F7001 – camino 22);
  - gas LSADO/GHF: 1,66 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F5501 – camino 21 e da F901 – camino 9);
  - gas NHF2: 0,72 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F3201 – camino 24);
- kerosene: 2,50 g/kg combustibile;
- coke: 7,47 g/kg combustibile.



NO<sub>x</sub> espresso come NO<sub>2</sub> – camini senza SME – periodo 2: a partire dal quantitativo mensile di combustibile gassoso (fuel gas, metano e butano), kerosene e coke bruciato per il relativo fattore di emissione (quale valore medio) ottenuto dividendo il quantitativo di inquinante emesso e calcolato a partire dai monitoraggi discontinui (portata per concentrazione) per il consumo di combustibile. I fattori di emissione (FE) utilizzati per il calcolo sono i seguenti:

- gas: 4,46 g/kg combustibile, applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato dai forni, escluso quanto sotto specificato:
  - gas SCANFINER: 2,04 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F7001 – camino 22);
  - gas LSADO: 1,00 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F5501 – camino 21);
  - gas GHF: 1,23 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F901 – camino 9);
  - gas NHF2: 2,40 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F3201 – camino 24)
  - gas PWFSR: 2,70 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano bruciato da F301/2/3 – camini 3 e 4);
- kerosene: 4,46 g/kg combustibile;
- coke: 6,10 g/kg combustibile.

Polveri – camini con SME: il flusso di massa è calcolato come somma dei valori della portata media valida giornaliera moltiplicata per il valore di concentrazione media valida giornaliera.

Polveri – camini senza SME – periodo 1: a partire dal quantitativo mensile di combustibile gassoso (fuel gas, metano e butano), kerosene e coke bruciato per il relativo fattore di emissione previsto



dall'AIA (prescrizioni A.8 del DM 15/2015 e A.9 del DM 170/2016) o utilizzato dal Gestore per il coke sulla base dei dati analitici del 2018. I fattori di emissione (FE) utilizzati per il calcolo sono i seguenti:

- gas: 0,005 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano);
- kerosene: 0,150 g/kg combustibile;
- coke: 0,115 g/kg combustibile.

Inoltre, per il camino afferente all'impianto FCCU (camino 6), nel caso di fuori servizio del sistema di abbattimento delle polveri ESP, il flusso di massa calcolato per il consumo di coke, viene calcolato tenendo conto delle ore di normale funzionamento di ESP e delle ore di fuori servizio parziale o totale dell'ESP, considerando, in questo ultimo caso, una concentrazione di polveri emesse pari a 353 mg/Nm<sup>3</sup>.

Polveri – camini senza SME – periodo 2: a partire dal quantitativo mensile di combustibile gassoso (fuel gas, metano e butano), kerosene e coke bruciato per il relativo fattore di emissione (quale valore medio) ottenuto dividendo il quantitativo di inquinante emesso e calcolato a partire dai monitoraggi discontinui (portata per concentrazione) per il consumo di combustibile (per gas e kerosene) o utilizzato dal Gestore per il coke sulla base dei dati analitici del 2018. I fattori di emissione (FE) utilizzati per il calcolo sono i seguenti:

- gas: 0,011 g/kg combustibile (applicato al quantitativo di fuel gas, metano e butano);
- kerosene: 0,011 g/kg combustibile;
- coke: 0,115 g/kg combustibile.

Inoltre, per l'impianto FCCU, nel caso di fuori servizio del sistema di abbattimento delle polveri ESP, il flusso di massa calcolato per il consumo di coke, tiene conto anche delle ore di fuori servizio parziale o totale dell'ESP, considerando, in questo ultimo caso, una concentrazione di polveri emesse pari a 353 mg/Nm<sup>3</sup> (punto di emissione camino 18).

CO – camini con SME: il flusso di massa è calcolato come somma dei valori della portata media valida giornaliera moltiplicata per il valore di concentrazione media valida giornaliera.

CO – camini senza SME: a partire dal volume dei fumi emessi mensilmente per la concentrazione media annuale calcolata dalle misurazioni mensili.



COV, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, HCl: a partire dal volume dei fumi emessi mensilmente per la concentrazione media annuale calcolata dalle misurazioni mensili.

Il flusso di massa mensile per ogni inquinante è dato dalla sommatoria dei singoli flussi di massa calcolati a camino

### **Volume fumi medi orari**

Camini con SME: il volume dei fumi medio orario (Nm<sup>3</sup>/h) al singolo camino è calcolato sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea.

Camini senza SME: il volume dei fumi medio orario (Nm<sup>3</sup>/h) al singolo camino è calcolato dividendo il volume mensile per le ore di marcia mensili dell'unità afferente.

Il volume totale dei fumi emessi ogni ora è dato dalla somma dei contributi dei singoli camini.

### **Flussi di massa medi orari**

Camini con SME: il flusso di massa orario (Kg/h) di ogni singolo inquinante di bolla emesso a camino è calcolato a partire dalla concentrazione media oraria emessa per il volume medio orario dei fumi.

Camini senza SME: Il flusso di massa orario (kg/h) di ogni singolo inquinante di bolla emesso a camino è calcolato dividendo il relativo flusso di massa mensile per le ore di marcia mensili dell'unità afferente.

Il flusso di massa orario per ogni inquinante è dato dalla sommatoria dei singoli flussi di massa calcolati a camino.

### **Concentrazioni medie orarie**

Camini con SME: la concentrazione media oraria (mg/Nm<sup>3</sup>) di ogni singolo inquinante (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri e CO) è calcolata sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea.

Camini senza SME: la concentrazione media oraria (mg/Nm<sup>3</sup>) di ogni singolo inquinante di bolla emesso a camino è calcolato dividendo il relativo flusso di massa medio orario per il volume medio orario dei fumi.



La concentrazione media oraria di bolla per ogni inquinante è calcolata dividendo il relativo flusso di massa orario per il volume totale dei fumi emessi ogni ora.

## 5.5 Risultati delle analisi di controllo delle emissioni convogliate

I risultati dei monitoraggi delle emissioni convogliate ai camini in esercizio sono riportati nei seguenti allegati:

- **Allegato 7A:** parametri di bolla e verifica rispetto dei relativi VLE;
- **Allegati 7B e 7C:** verifica della gestione integrata per il periodo di riferimento 2;
- **Allegati 8A÷8P:** risultati del monitoraggio condotto in discontinuo ai singoli camini.

Il Gestore sottolinea che i risultati del monitoraggio non hanno evidenziato, per i parametri considerati, episodi di superamento dei rispettivi limiti in concentrazione e in massa. Il Gestore sottolinea che la concentrazione di polveri relativa al camino 6 ed al mese di aprile (cfr. **Allegato 7**) è conseguente alla fermata dell'impianto FCCU per malfunzionamento strumentale del controllo di livello del catalizzatore fluido e contestuale fermata degli impianti ESP e CO boiler, avvenuta nei giorni dal 02 al 10; in tale periodo l'impianto FCCU ha funzionato pertanto in assetto full firing con attivazione del camino 18 (cfr. comunicazioni nota prot. 141/2018 del 03/04/2018 e 152/2018 del 10/04/2018). Il valore riportato si riferisce quindi alla somma delle emissioni dei camini 6 e 18. In particolare si sottolinea che nel mese di aprile al camino 6 sono state emesse 6,92 t di polveri di cui 0,652 t emesse dal camino 6 e 6,264 t emesse dal camino 18 durante l'assetto full firing.

Con riferimento ai risultati del monitoraggio in discontinuo, il Gestore sottolinea che i valori anomali di concentrazione di CO rilevati presso il camino E13 (PWFCY-Rig. catalizzatore) in data 11/12/2018 (cfr. **Allegato 8K**) sono imputabili al campionamento condotto nella fase finale della rigenerazione in cui i bruciatori, essendo al minimo, possono avere una fiamma non ottimizzata con conseguente picco di emissione di CO.

Inoltre il Gestore segnala il mancato monitoraggio dei microinquinanti nel primo semestre del 2018 per il camino E9 (cfr. **Allegato 8G**).



Con riferimento alla verifica del rispetto della “bolla rolling” (come specificato dalla prescrizione A.8 del DM 170/2016), per i parametri SOx, NOx, il Gestore sottolinea che viene effettuata giornalmente sulla base del consumo giornaliero dei combustibili e che il dato viene poi corretto a fine mese sulla base del consumo dei combustibili contabilizzato mensilmente.

Nel seguito si riporta il grafico dell’andamento delle concentrazioni di SOx e NOx in relazione ai limiti della “bolla rolling” calcolato per il periodo 1 del 2018; i dati sono consultabili nel database di Raffineria.

I valori di supero del VLE di “bolla rolling” per i SOx riscontrabili nel seguente grafico dal 23/05/2018 al 05/06/2018 sono riferibili alle condizioni di fermo dell’impianto COGEN, come comunicato dal Gestore con note prot. 203/2018, 210/2018, 222/2018 e 228/2018 e come riportato ai paragrafi 3.1 e 3.2, ai quali si rimanda per i dettagli.

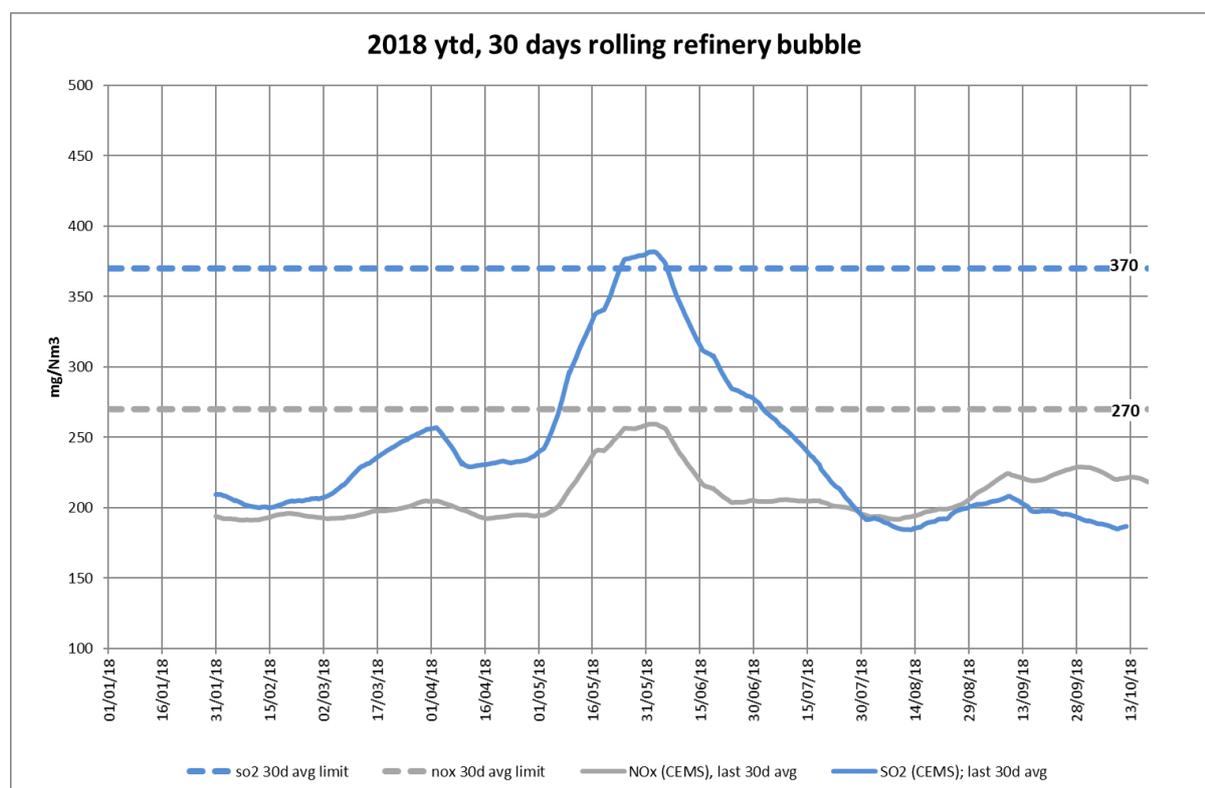


Figura 1: Andamento concentrazioni SOx e NOx – bolla rolling

## 5.6 Emissioni collegate all'impianto di recupero vapori benzine

L'emissione in atmosfera dell'impianto di recupero vapori benzine (VRU) al camino 25 è presidiata da un sistema di abbattimento costituito da due adsorbitori a carboni attivi, denominati V1 e V2, posti in parallelo. Essi lavorano in modo alternato: quando uno è in fase di adsorbimento l'altro è in rigenerazione.

Per quanto concerne i limiti di emissione al camino 25, il DM 15/2015, così come modificato dal DM 170/2016, non prevede limiti prescrittivi, mentre il DM 277/2018, vigente a partire dal 17/10/2018, prevede il rispetto dei seguenti livelli di emissione (cfr. prescrizione n. 24):

Tabella 13: Limiti di emissione al camino 25

Parametro	Concentrazione (media oraria)
NMVO	10 g/Nm <sup>3</sup>
Benzene	<1 mg/Nm <sup>3</sup>

Al fine di monitorare le emissioni provenienti dall'impianto VRU, sono state svolte le seguenti indagini analitiche:

- campagna di monitoraggio del 25/05/2018;
- campagna di monitoraggio del 27/11/2018.

Le indagini analitiche sono state finalizzate alla valutazione dei livelli di emissione a valle degli adsorbitori V1 e V2. In particolare, sono stati determinati, mediante differenti repliche di campionamento, i seguenti composti:

- idrocarburi totali (espressi come esano);
- benzene;
- toluene;
- etilbenzene;
- m,p-xilene;
- o-xilene;
- esano e isomeri (solo nella campagna di novembre).



I campionamenti, ciascuno della durata di 15 minuti, hanno coperto l'effettivo funzionamento dell'impianto nei giorni di prelievo delle benzine.

Nel seguito è riportata una sintesi dei valori di idrocarburi totali e benzene riscontrati in ogni campagna di monitoraggio: per i restanti parametri monitorati e per i dettagli si rimanda all'**Allegato 9**.

- campagna di monitoraggio del 25/05/2018:
  - gli idrocarburi totali hanno mostrato concentrazioni sempre inferiori al limite di rilevabilità (pari a 0,360 mg/Nm<sup>3</sup>);
  - il benzene ha mostrato concentrazioni comprese tra valori inferiori al limite di rilevabilità (pari a 0,345 mg/Nm<sup>3</sup>) e 0,437 mg/Nm<sup>3</sup>;
- campagna di monitoraggio del 27/11/2018:
  - gli idrocarburi totali hanno mostrato concentrazioni comprese tra 312 mg/Nm<sup>3</sup> e 1.600 mg/Nm<sup>3</sup>;
  - il benzene ha mostrato concentrazioni comprese tra valori inferiori al limite di rilevabilità (pari a 0,235 mg/Nm<sup>3</sup>) e 0,873 mg/Nm<sup>3</sup>.

Con riferimento alla prescrizione A.25 del DM 170/2016 "*...dovrà essere garantito inoltre che il mancato funzionamento dell'impianto determini il blocco automatico delle operazioni di carico*", a seguito della diffida per inosservanza della prescrizione (cfr. DVA-0027406 dell'11/11/2016), il Gestore, con nota prot. 190/2017 del 24/04/2017, ha comunicato l'installazione e la messa in funzione del sistema di blocco automatico del carico benzine in caso di malfunzionamento dell'impianto VRU.

## 5.7 Efficienza recupero zolfo

Nel settembre 2018 il Gestore ha conferito alla Società SGS Italia (SGS) l'incarico per l'esecuzione di un test volto alla determinazione dell'efficienza degli impianti di recupero zolfo della Raffineria.



In particolare, per gli impianti di recupero Zolfo Claus U3801 e di recupero gas di coda TGCU U3901, sono stati eseguiti 3 set di campionamenti completi in condizioni di marcia stabili, i quali hanno permesso di determinare l'efficienza globale del processo di recupero dei composti solforati di Raffineria e la conversione in zolfo liquido sulla base del bilancio di materia e delle analisi eseguite utilizzando il laboratorio mobile della società incaricata per l'esecuzione del test.

Ciascuna sessione del test ha previsto un campionamento completo degli *stream* di processo significativi e necessari alla determinazione del bilancio di materia. In particolare, sono state campionate e analizzate le cariche acide all'unità SRU per ciascuna linea zolfo, l'uscita della testa assorbitore e il *tail gas* dell'unità zolfo.

Il test ha evidenziato un'efficienza di recupero complessiva superiore al 99,95% su tutte le prove effettuate. Per i dettagli si rimanda alla relazione tecnica della SGS, riportata in **Allegato 10**.

In merito alla prescrizione n. 26 del DM 277/2018 che richiede che gli impianti di recupero zolfo debbano essere dotati di idoneo sistema di misura ed analisi in continuo del gas acido in ingresso, il Gestore sottolinea che, a seguito del ricorso (notificato in data 03/12/2018) e della conseguente sospensiva del TAR Piemonte (rif. Nota registro n. 01074/2008), ha presentato istanza di modifica ai sensi dell'art. 29-nonies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (rif. Prot. 47/2019 del 01/02/2019), chiedendo l'eliminazione dell'installazione degli analizzatori in continuo e il conseguente adeguamento del PMC, anche in conformità alle modalità di monitoraggio proposte dal Gestore. Infine, si riportano le seguenti ulteriori informazioni correlate all'esercizio dell'impianto di recupero dello zolfo:

- numero ore effettivo funzionamento impianto SRU2: 8.759;
- numero ore effettivo funzionamento impianto TGCU: 8.759;
- efficienza mensile di recupero di zolfo (cfr. Tabella 14 sottostante);
- produzione specifica di zolfo come grammi di zolfo prodotto per tonnellata di greggio lavorato, valutati su base mensile (cfr. Tabella 15 sottostante);
- tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per il 2018: 0.

Tabella 14: Efficienza mensile di recupero di zolfo

Parametro	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Efficienza recupero zolfo(%)	99,99	99,99	99,99	99,95	99,95	99,96	99,92	99,89	99,95	99,91	99,98	99,96

Tabella 15: Produzione specifica di zolfo

Parametro	Greggio lavorato (t)	Zolfo prodotto (g)	Produzione specifica di zolfo
Gennaio	531.659,920	549.464.000	1.033,5
Febbraio	485.050,854	503.679.000	1.038,4
Marzo	515.080,147	812.996.000	1.578,4
Aprile	482.015,670	611.394.000	1.268,4
Maggio	490.533,949	839.671.000	1.711,7
Giugno	483.398,913	661.081.000	1.367,6
Luglio	476.913,348	564.390.000	1.183,4
Agosto	507.893,526	641.270.000	1.262,6
Settembre	508.379,569	483.358.000	950,8
Ottobre	499.723,998	588.269.000	1.177,2
Novembre	466.280,257	585.292.000	1.255,2
Dicembre	489.771,373	701.428.000	1.432,2

## 5.8 Sistema di torcia

Il sistema di torcia costituisce un dispositivo di sicurezza atto a ricevere gli scarichi generati durante le operazioni di fermata e avviamento di manutenzione programmata e nei casi di emergenza.

Le torce di emergenza della Raffineria sono le seguenti:

- torce idrocarburiche (FL-2100 e FL-1300) - per la raccolta degli scarichi gassosi per lo più derivanti dalle valvole di sicurezza o da altri scarichi e sistema di *blow down* per la raccolta di liquidi con una elevata tensione di vapore;
- torcia acida - per la raccolta degli scarichi potenzialmente inquinati da H<sub>2</sub>S.

Le torce idrocarburiche sono dotate di misuratori in continuo della quantità e qualità dei gas inviati.

La torcia acida è dotata di misuratore del flusso in uscita; a riguardo il Gestore sottolinea che nel corso del 2018 sono occorsi alcuni problemi di condensa che hanno comportato l'attivazione di interventi correttivi, ancora in corso alla data di consegna del presente Rapporto Annuale.

In relazione alla composizione del gas inviato in torcia acida, il Gestore ricorda che la qualità del gas è desunta dai dati tecnico-progettuali.

Il sistema di torce idrocarburiche è collegato alla rete gas di Raffineria con varie connessioni predisposte allo scopo di depressurizzare e purgare le attrezzature in occasione delle fermate per manutenzione. Le connessioni sono sezionate da valvole di isolamento che possono essere manovrate all'occorrenza dal personale. Tali dispositivi non sono in grado di garantire perfetta tenuta e pertanto



esiste un minimo flusso di idrocarburi. Nel momento in cui si rileva un aumento significativo del flusso senza motivazione conosciuta, la Raffineria mette in atto una procedura di verifica e controllo di potenziali punti di emissione (valvole di sicurezza che perdono, valvole verso *blow down* non serrate correttamente etc...) verso la torcia o *blow down* dei vari blocchi: se si riscontrano valvole non serrate bene si procede alla loro immediata chiusura adeguata, se si riscontrano valvole che perdono si procede con la richiesta di manutenzione della fonte di rilascio individuata.

Per quanto concerne il periodo di riferimento 1, il Gestore sottolinea il traguardo delle soglie minime di segnalazione di 1.100 kg/h per le torce idrocarburiche e di 15 minuti per la torcia acida e la comunicazione alle A.C. nei casi di eventuale superamento (cfr. richieste di cui alla nota ISPRA 64014/2016 del 03/11/2016).

Per quanto riguarda il periodo di riferimento 2 (più precisamente a far data dal giorno di trasmissione della nota Prot. 472/2018, il 16/10/2018), il Gestore ha provveduto a comunicare alle Autorità i casi in cui il misuratore di portata di ciascuna delle torce autorizzate ha indicato un valore superiore a 5,5 t/giorno di gas (in ottemperanza alla prescrizione 28.2 del DM 277/2018).

Il Gestore sottolinea inoltre che per l'analisi della composizione del gas inviato alle torce idrocarburiche non viene eseguito un campionamento ma viene utilizzato un analizzatore automatico in continuo (gascromatografo).

Nell'**Allegato 11** è riportato il registro di attivazione di ciascuna torcia, contenente i seguenti dati/informazioni:

- data dell'evento;
- durata dell'evento;
- causa dell'evento;
- quantitativo di gas inviato alle torce idrocarburiche e sua composizione;
- quantitativo di SO<sub>2</sub> emesso dalla torcia acida o quantitativo di gas inviato alla torcia acida e relativa percentuale in peso di H<sub>2</sub>S.



Con riferimento alla prescrizione n.28.6 del DM 277/2018 che prevede un'efficienza di rimozione dei COV superiore al 98%, il Gestore ha individuato alcuni interventi migliorativi al fine di poter conseguire il target di rimozione richiesto che sono stati esposti in dettaglio nella relazione trasmessa ad ISPRA con nota 139/2019 del 29/03/2019.

## 5.9 Risultati del monitoraggio delle emissioni fuggitive

In accordo a quanto prescritto nel PMC (rif. punto 3.2 del PMC3), il Gestore ha implementato il piano di controllo delle emissioni fuggitive.

A partire dal 2016, il protocollo LDAR è stato impostato secondo un piano di campagne di monitoraggio trimestrali.

Il Gestore ha commissionato alla ditta Carrara S.p.A. Divisione FERP ("FERP" nel seguito) l'implementazione del programma LDAR presso gli impianti di Raffineria.

Nel seguito è riportata una descrizione sintetica delle attività svolte per il monitoraggio delle emissioni fuggitive nel corso delle quattro campagne di monitoraggio eseguite nel corso del 2018.

Tali campagne rappresentano il monitoraggio annuale dei componenti fisicamente accessibili con tecnica EPA Method 21; la stima emissiva è ottenuta attraverso l'implementazione del protocollo EN15446:2008, derivante da EPA 453/95, utilizzando il modello delle "equazioni di correlazione" *Petroleum Industries*.

L'attività consiste nell'implementare la procedura LDAR presso le unità produttive d'interesse al fine di:

- inventariare e classificare le sorgenti per configurare il database di riferimento (eventuali modifiche/integrazioni);
- accumulare per ogni sorgente raggiungibile una lettura secondo tecnica EPA Method 21;
- segnalare le sorgenti divergenti rispetto alla soglia di perdita di 10.000 ppmv, affinché il Gestore possa avviare su queste un'azione correttiva;
- contabilizzare le emissioni di COV secondo le procedure EN15446:2008, sia in riferimento all'inventario monitorato che a quello censito e non monitorato.



Il censimento e la catalogazione hanno coinvolto tutti i componenti delle linee di processo che sono stati aggregati nei sette gruppi principali indicati dalla EN15446:2008: 1) Agitatori, 2) Compressori, 3) Pompe; 4) Valvole; 5) Valvole di sicurezza; 6) Flange; 7) Fine linea e nei sottogruppi GAS o LIQUID (LL) a seconda della fase dello stream.

Nel seguente schema si sintetizzano i risultati conseguiti nelle diverse campagne di monitoraggio del 2018:

Campagna monitoraggio	Sorgenti emissive in servizio	Sorgenti monitorabili	Sorgenti non monitorabili (isolate/non accessibili)	Sorgenti ispezionate	Perdite in relazione a valore soglia (10.000 ppmv)	Leak Frequency	Sorgenti con emissione <10 ppmv	Emissione COV sorgenti emissive in servizio
Febbraio	90.494	83.002	7.492	386	78	0,09%	71.079 (85,64%)	7,7841 kg/h (68,1889 t/anno)
Giugno-luglio	91.395	83.810	7.585	36.012	131	0,16%	69.595 (83,04%)	7,9095 kg/h (69,2872 t/anno)
Settembre-novembre	90.881	84.376	6.505	84.376	235	0,28%	75.251 (89,19%)	15,3611 kg/h (134,5631 t/anno)
Dicembre	90.885	84.381	6.504	84.381	86	0,10%	75.289 (89,23%)	6,5718 kg/h (57,5688 t/anno)

Alle sorgenti non monitorabili è stato attribuito, in accordo con la EN15446:2008, il fattore emissivo medio calcolato sulla base delle letture disponibili. Per tutte le sorgenti monitorabili ma non ispezionate è stato preso in considerazione, in accordo con la EN 15446:2008, l'ultimo dato raccolto.



Durante la catalogazione sono state anche individuate le sorgenti classificate H350<sup>1</sup> a causa della natura dello *stream* intercettato.

I risultati delle attività condotte e sopra sintetizzate sono riportati integralmente nei documenti tecnici redatti dalla ditta FERP, ai quali si rimanda per i dettagli di merito (**Allegato 12A**).

Le manutenzioni da programma LDAR sono state effettuate da personale stabilmente a disposizione presso la Raffineria.

L'organizzazione delle attività manutentive da programma LDAR viene gestita mediante un apposito software in uso presso la Raffineria.

In tale sistema vengono registrate le seguenti informazioni principali:

- le misurazioni eseguite sui vari punti di controllo;
- le azioni manutentive intraprese;
- gli esiti delle attività manutentive effettuate;
- la pianificazione degli interventi.

In **Allegato 12B** è riportato un estratto del software utilizzato per la gestione delle attività LDAR relativo agli interventi eseguiti nel corso del 2018, per i dettagli delle informazioni contenute in tale software si rimanda al database consultabile presso la Raffineria.

Oltre al suddetto monitoraggio, in ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA, il Gestore ha previsto un programma di ispezione con tecnica OGI (Optical Gas Imaging), effettuato dalla ditta FERP.

L'ispezione OGI evidenzia eventuali deviazioni di efficienza dei componenti di processo, consentendo al Gestore l'eliminazione delle perdite individuate.

Per il monitoraggio è stata utilizzata una tecnologia OGI di tipo passivo.

Il sistema passivo è basato sull'immagine creata dalla riflessione di luce solare nella regione dell'infrarosso del gas sotto analisi. Una nube di gas che assorbe la luce infrarossa riflessa appare più scura. Inoltre, l'immagine in contrasto con il gas viene esaltata dalla differenza di radiazione termica tra la nube di gas e gli oggetti posti dietro la nube (*background*). Nel corso del monitoraggio sono state

---

<sup>1</sup> "Può provocare il cancro - indicazione di pericolo secondo REGOLAMENTO (CE) N. 1272/2008 (Regolamento CLP)"



utilizzate termo camere di tipo *FLIR Gas Find*, dotate di lenti ottiche tarate che selezionano e visualizzano le immagini entro un particolare range di frequenze, filtrando le immagini al di fuori del range richiesto, le quali, pertanto, non vengono visualizzate. Per un determinato design delle lenti, sovrapponendo la luce filtrata alla frequenza che fa visualizzare i VOC su un normale monitor, lo strumento mostra la nube di gas in tempo reale, mettendola a confronto con le apparecchiature di processo circostanti (*background*). L'operatore può così visualizzare un alone di gas che viene emanato da uno specifico componente. L'immagine che viene visualizzata risulta sensibile sia alla concentrazione che alla dimensione dell'emissione. Poiché, però, la concentrazione e la dimensione di una nube di gas dipendono dalle condizioni meteorologiche (ad es. vento, temperatura esterna), per valutare la sensibilità della termo camera si procede effettuando una serie di misure in diverse condizioni. Utilizzando la termo camera ad ampio campo, l'operatore può inoltre individuare perdite relativamente abbondanti anche a distanze di centinaia di metri.

Nel corso del 2018 sono state eseguite le seguenti campagne di monitoraggio mediante tecnica OGI:

- ispezione condotta nel giugno 2018 su 20 apparecchiature di processo appartenenti agli impianti NHF1, NHF2 e PWFCY, la quale ha evidenziato una perdita da flangia di uno scambiatore dell'impianto NHF1;
- ispezione condotta nel luglio/agosto 2018 su 6.316 sorgenti individuate dal programma LDAR come "non monitorabili" (le componenti caratterizzate come isolate non sono state oggetto di ispezione unitamente alle sorgenti fuori servizio o in stato di manutenzione), la quale non ha evidenziato perdite.

Per i dettagli dei rilievi effettuati nelle due campagne di monitoraggio si rimanda all'**Allegato 12C**.

Il Gestore evidenzia inoltre che, nell'ambito del programma di attività di DI&M (*Directed Inspection & Maintenance*), nel mese di dicembre 2018 è stato commissionato alla ditta FERP il monitoraggio di un insieme di valvole sulle linee di collegamento alle torce idrocarburiche per la verifica di tenuta mediante tecnica acustica. In particolare, sono state ispezionate 342 valvole appartenenti ai seguenti impianti: Blocco 64, Blocco 72, Blocco offsite, CTE-COGEN e FCCU. Per ogni valvola accessibile sono state accumulate tre rilevazioni acustiche presso differenti suoi punti mediante *Acoustic Detector*. Dai



risultati del monitoraggio è emerso che soltanto 5 delle 342 valvole oggetto di indagine hanno mostrato segnali di trafilamento (stima emissiva complessiva pari a 153,14 l/min) e sono state pertanto indicate per gli adeguati interventi correttivi.

Per i dettagli dei rilievi effettuati nelle due campagne di monitoraggio si rimanda all'**Allegato 12D**.

Il Gestore ha infine commissionato alla ditta FERP una verifica straordinaria delle perdite di COV dallo scambiatore E-454, appartenente alle linee di processo dell'Unità 450 Isomerizzazione.

L'attività di monitoraggio ha compreso due verifiche: la prima il 30/07/2018, dalla quale è emersa una importante perdita dal "flangione" di testa dello scambiatore E-454, la seconda il giorno 01/08/2018, effettuata a seguito di un intervento manutentivo sull'apparecchiatura oggetto di indagine, la quale ha evidenziato l'ottima riuscita della manutenzione eseguita (per i dettagli si rimanda all'**Allegato 12E**).

## 5.10 Monitoraggio degli odori

Il Gestore ha curato l'esecuzione di un Piano di monitoraggio degli odori volto al controllo degli impatti olfattivi indotti dalle emissioni di sostanze odorigene dai processi produttivi della Raffineria.

Il Piano di monitoraggio prevede le seguenti macro attività:

- individuazione delle sorgenti di emissione odorigena interne alla Raffineria;
- individuazione dei ricettori sensibili esterni alla Raffineria;
- individuazione dei punti esterni alla Raffineria per la valutazione del fondo odorigeno ambientale;
- esecuzione del Piano Analitico-Olfattometrico, finalizzato alla determinazione dell'impatto odorigeno e alla caratterizzazione dei composti chimici responsabili di tale impatto mediante: campionamenti, analisi olfattometrica e chimica, individuazione dei composti odorigeni maggiormente responsabili dell'impatto olfattivo;
- caratterizzazione della turbolenza atmosferica;

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

- studio della dispersione degli odori in atmosfera - valutazione dell'impatto olfattivo complessivo dovuto a tutte le tipologie di sorgenti emissive della Raffineria e, per ciascuna tipologia di sorgente, valutazione del contributo all'impatto olfattivo complessivo;
- verifica della presenza di composti organici volatili (COV) lungo il perimetro della Raffineria.

Il Piano, iniziato nel 2016, prevede, annualmente, l'esecuzione di due campagne di monitoraggio (estiva ed invernale): gli esiti delle campagne di misure relative al 2018 sono riportati in **Allegato 13**, al quale si rimanda per i dettagli di merito.

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270



## **6. PROGRAMMA INSTALLAZIONE BRUCIATORI**

Al 31 dicembre 2018 la Raffineria risulta dotata di bruciatori a bassa emissione di NO<sub>x</sub> (Low-NO<sub>x</sub>) nelle seguenti unità di processo:

- GHF (Forno Low-NO<sub>x</sub> F901);
- LSADO (Forno Low-NO<sub>x</sub> F5501);
- Scanfiner (Forno Low-NO<sub>x</sub> F7001);
- COGEN (Turbogas Low-NO<sub>x</sub> GTG2050);
- NHF2 (Forno Low-NO<sub>x</sub> F3201);
- PWF-SR (Forni Low-NO<sub>x</sub> F301, F302, F303);
- unità CTE (caldaia SG2001).

Il Gestore prevede il seguente cronoprogramma per l'installazione di nuovi bruciatori Low-NO<sub>x</sub>:

- unità PWF-CY (Forni F304, F305, F306) - entro ottobre 2019;
- unità APS3 (Forno F3101) e VPS (Forno 23F660) - entro giugno 2021.

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**



## 7. EMISSIONI IN ACQUA

La Raffineria è provvista dei seguenti punti di scarico finali:

Tabella 16: Scarichi idrici

Scarico	Tipologia	Corpo recettore/impianto ricevente	Coordinate (WGS-84)	
			Latitudine	Longitudine
SF1	Acque provenienti dalla fognatura acque oleose in uscita dall'impianto di trattamento biologico LURGI e acque provenienti dalla fognatura acque chiare in uscita dal Bacino di calma	Naviglio Langosco	45° 26' 13.6346"	8° 47' 55.7409"
		Canale Sforzesco	45° 26' 06.2801"	8° 48' 02.1098"
SF2	Servizi igienici, spogliatoi, mensa, Acque meteoriche	Impianto consortile	45° 26' 26.1779"	8° 47' 13.9603"
SF2bis	Servizi igienici (palazzine area spedizioni)	Impianto consortile	45° 26' 41.0549"	8° 47' 20.0896"

Con riferimento ai punti di scarico SF3-SF8, il Gestore sottolinea che gli interventi di dismissione sono stati conclusi entro il mese di marzo 2018.

### 7.1 Risultati delle analisi di controllo di ogni inquinante monitorato per ciascuno scarico – Periodo di riferimento 1

Con riferimento al monitoraggio di SF1 ai punti di controllo previsti dal PMC3 (tabella pag. 33-37), fatta eccezione per i punti denominati scarico finale, ingresso/uscita Lurgi e ingresso/uscita bacino di calma, il Gestore ricorda che ha effettuato il monitoraggio delle acque industriali oleose secondo i punti della griglia approvata da ARPA e ISPRA (Prot. ISPRA 35754 del 06/08/2015).

Inoltre, con riferimento alle acque fognarie di natura civile (scarico SF2) e alla prescrizione B.34 del DM 170/2016, secondo la quale è richiesto il rispetto di "limiti conformi alle specifiche di accettabilità dell'impianto di depurazione", il Gestore ricorda che ha richiesto lo stralcio di tale prescrizione in quanto non esistono limiti specifici per lo scarico nella fogna consortile per i reflui provenienti da



scarichi civili (servizi igienici palazzine uffici), né sussiste alcun provvedimento autorizzativo antecedente al Decreto che contempra il monitoraggio di tale reflu.

Stanti le suddette considerazioni, lo scarico SF2 non è stato oggetto di campionamento.

Con riferimento ai parametri oggetto di monitoraggio previsti dal PMC3, il Gestore ribadisce la richiesta in merito alla opportunità di eliminare i parametri non significativi nelle analisi sulle acque industriali (es. *Escherichia Coli* nelle acque industriali) e nelle acque civili, dopo un primo monitoraggio conoscitivo.

Il Gestore ricorda infine che il DM 170/2016 non prevede limiti emissivi alle uscite dei trattamenti (uscita Lurgi e uscita bacino di calma); pertanto, pur inviando agli Enti di controllo le comunicazioni relative ai casi in cui vengano riscontrate concentrazioni superiori ai valori limite, il monitoraggio sui due scarichi parziali viene considerato solo a fini di "misura conoscitiva", mantenendo il rispetto dei limiti per la protezione delle acque superficiali esclusivamente per lo scarico SF1 finale, in quanto unico scarico effettivo in corpo idrico superficiale (il MATTM, con nota DVA 2018-0008712, ha indicato che le prescrizioni A.46, A.47 e B.32 del DM 170/2016 non obbligano il Gestore al rispetto dei valori limite agli scarichi parziali ai sensi del D.Lgs, 152/2006 e s.m.i.).

Negli **Allegati 14A/B/C/D/E** si riportano le tabelle con i risultati delle analisi di controllo degli inquinanti monitorati allo scarico SF1 (scarico finale) e ad ingressi/uscite dei trattamenti (ingresso/uscita LURGI e ingresso/uscita Bacino di calma). Si precisa che negli allegati sono specificati i dati provenienti dalle analisi eseguite dal laboratorio esterno (codifica "E") e quelle provenienti dal laboratorio interno (codifica "I"). Il Gestore sottolinea che le analisi condotte dal laboratorio esterno previste per l'ultima settimana di dicembre non sono state eseguite.

Il Gestore sottolinea la mancanza di monitoraggio sulla rete delle acque reflue rispetto a quanto previsto dal PMC3 per i seguenti parametri:

- scarico SF1: conducibilità elettrica (misura discontinua), temperatura (registrata nel database di Raffineria ad ogni turno, quindi ogni 8 ore);
- Ingresso Lurgi: temperatura (parametro non monitorato);



- Uscita Lurgi: conducibilità elettrica (misura discontinua), pH (registrata nel database di Raffineria ad ogni turno, quindi ogni 8 ore);
- Ingresso Bacino di calma: temperatura e portata (parametri non monitorati);
- Uscita Bacino di calma: temperatura e portata (parametri non monitorati), conducibilità elettrica (misura discontinua), pH (registrata nel database di Raffineria ad ogni turno, quindi ogni 8 ore).

Dai risultati delle analisi eseguite emerge il rispetto dei limiti previsti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per tutti i parametri considerati e del limite previsto dal decreto AIA per il parametro MTBE, in tutti i campionamenti eseguiti sullo Scarico SF1.

Il Gestore ha inoltre effettuato comunicazioni circa i risultati delle rilevazioni condotte presso le uscite dei trattamenti, in particolare:

- Uscita Lurgi:
  - per il parametro azoto nitrico sono stati riscontrati valori superiori a quello di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (pari a 20 mg/l) nei campionamenti eseguiti in data 16/04/2018 (concentrazioni pari a 20,8 mg/l e 21,4 mg/l).

Si sottolinea che ulteriori rilevazioni delle concentrazioni non indicate nell'elenco sopra esposto ma evidenziate negli allegati relativi alle uscite dei trattamenti (uscita Lurgi e uscita bacino di calma) si riferiscono a misure eseguite in condizioni di ricircolo dell'impianto.

Negli **Allegati 15A** e **15B** si riportano, rispettivamente, i risultati delle analisi di controllo trimestrale degli inquinanti monitorati ai pozzetti delle acque industriali oleose (n.11 pozzetti) e non oleose (pozzetto chiare=scarico DEMI, scarico CT1400), quali rimanenti punti di controllo di SF1 previsti dal PMC3. Con riferimento all'**Allegato 15A**, si precisa che risultano mancanti le analisi per i seguenti pozzetti, in quanto all'atto del campionamento gli stessi sono risultati asciutti:

- pozzetti 5 e 6 (campionamento di marzo);
- pozzetto 6 (campionamento di settembre).

## 7.2 Risultati delle analisi di controllo di ogni inquinante monitorato per ciascuno scarico – Periodo di riferimento 2

La prescrizione n. 35 del DM 277/2018 prevede, per lo scarico finale SF1 e gli scarichi parziali uscita Lurgi e uscita Bacino di calma, il rispetto dei seguenti limiti in concentrazione.

Tabella 17: Limiti in concentrazione media annua per SF1, uscita Lurgi e uscita Bacino di calma

Parametro	Concentrazione media annua (mg/l)*	Frequenza di monitoraggio
HOI	2,5	giornaliera
TSS	25	giornaliera
COD	125	giornaliera
BOD5	40	settimanale
N totale	25	giornaliera
Pb	0,030	trimestrale
Cd	0,008	trimestrale
Ni	0,100	trimestrale
Hg	0,001	trimestrale
V	0,100	trimestrale
Fenoli	0,500	mensile
Benzene	0,050	mensile
Toluene, Etilbenzene, Xilene	0,050	mensile
MTBE	40	mensile

\* La media annua è da intendersi come la media di tutti i valori medi giornalieri (media giornaliera) ottenuti nell'arco di un anno con le frequenze indicate nella tabella e secondo quanto indicato nel PMC, ponderata in ragione dei flussi giornalieri. La media giornaliera è da intendersi come la media su un periodo di campionamento di 24 ore, con prelevamento di un campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale al tempo.

Inoltre, per i medesimi scarichi, la prescrizione n. 36 del DM 277/2018 prevede il rispetto dei limiti allo scarico in acque superficiali stabiliti alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. e indicati nella tabella seguente. I parametri NO<sub>2</sub> e NO<sub>3</sub> devono rispettare, rispettivamente, i limiti di 1,0 mg/l e 30 mg/l agli scarichi parziali uscita Lurgi, uscita Bacino di calma e i limiti di 1,0 mg/l e 20



mg/l allo scarico finale SF1. Il pH dello scarico SF1 deve rientrare nel range 5,5-9,5 e la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione dello scarico SF1 non deve superare i 3°C.

*Tabella 18: Limiti in concentrazione per SF1, uscita Lurgi e uscita Bacino di calma previsti dal D.Lgs. 152/06*

Parametro	VLE (mg/l)*
Hg	0,005
Cd	0,02
Se	0,03
Cu, Solventi organici azotati	0,1
Cr VI, Pb, Cl attivo libero, Solventi organici aromatici	0,2
As, Zn, Cianuri totali (come CN), Fenoli	0,5
Al, Solfuri (come H <sub>2</sub> S), Solfiti (come SO <sub>3</sub> ), Aldeidi, Solventi clorurati	1
B, Cr totale, Fe, Mn, Ni, Tensioattivi totali	2
Idrocarburi totali	5
Fluoruri	6
Sn, Fosforo totale (come P)	10
Azoto ammoniacale (come NH <sub>4</sub> )	15
Ba, Azoto nitrico (come N)	20
BOD5	40
TSS	80
COD	160
Solfati (come SO <sub>4</sub> )	1.000
Cloruri	1.200

\* Il controllo di conformità è riferito ad un campione medio prelevato nell'arco di tre ore

Differentemente, la prescrizione n. 38 del DM 277/2018 prescrive, per gli scarichi SF2 e SF2 bis, recapitanti nella fognatura consortile, il rispetto delle specifiche di accettabilità dell'impianto di depurazione consortile stabilite nel Regolamento del Consorzio Acque Novara VCO.

Pertanto il PMC7 prevede il monitoraggio di inquinanti secondo specifica frequenza ai seguenti punti di controllo (tabella a pag. 38-39):

- SF1;
- uscita Lurgi e uscita bacino di calma;
- SF2 e SF2 bis.



Negli **Allegati 14A/C/E** si riportano le tabelle con i risultati delle analisi di controllo degli inquinanti previsti per il periodo di riferimento 2 (cfr. *Tabella 18*) e monitorati allo scarico SF1 (scarico finale) e alle uscite dei trattamenti (uscita LURGI e uscita bacino di calma).

Dai risultati delle analisi eseguite emerge il rispetto dei limiti previsti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per tutti i parametri considerati e del limite previsto dal decreto AIA per il parametro MTBE, in tutti i campionamenti eseguiti sugli scarichi SF1, uscita Lurgi ed uscita Bacino di Calma.

Per quanto riguarda il rispetto dei limiti in concentrazione media annua previsti dalla citata prescrizione n. 35 del DM 277/2018 (cfr. *Tabella 17*), il confronto non è stato eseguito tenuto conto dell'estensione temporale del periodo di riferimento (ottobre-dicembre 2018).

### 7.3 Quantità emessa di ogni inquinante monitorato

In **Allegato 16** sono riportate la quantità annua emessa allo scarico finale SF1 per ogni singolo inquinante monitorato.

Per il calcolo dei chilogrammi annui emessi è stata utilizzata la formula indicata dal PMC (rif. § 12.2 del PMC3):

$$Q = (C_{\text{anno}} \times F_{\text{anno}}) \times 10^{-6}$$

dove:

Q	=	quantità emessa [kg/anno]
C <sub>anno</sub>	=	concentrazione media annua [mg/l]
F <sub>anno</sub>	=	flusso medio annuo scaricato [l/anno]

Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali  
S.A.R.P.O.M. S.r.l.  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270



## 8. ESITI DELLE VERIFICHE SULLE CONDOTTE FOGNARIE

I sistemi fognari di Raffineria sono costituiti in genere da tubazioni interrato in acciaio/cls/PVC, canalette in cls e pozzetti/caditoie in cls.

Nella planimetria dell'**Allegato 17** si riporta lo stato avanzamento lavori delle attività di ispezione e manutenzione dei tratti di rete fognaria afferenti ai diversi impianti di Raffineria.

In particolare, la planimetria riporta:

- i pozzetti ispezionati;
- i pozzetti risanati;
- le linee ispezionate;
- le linee ispezionate e risanate.

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**



## 9. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

La Raffineria produce differenti tipologie di rifiuti. Le principali categorie di rifiuti prodotti sono:

- rifiuti solidi assimilabili agli urbani (connessi alle attività civili, di servizi e di ufficio);
- rifiuti speciali non pericolosi (ad esempio, materiali di risulta e terre da scavo, derivanti da lavori civili e di costruzione);
- rifiuti speciali pericolosi (ad esempio, fanghi, fondami di serbatoi, catalizzatori esausti).

I rifiuti prodotti, in base alla loro tipologia, sono smaltiti contestualmente alla produzione o mantenuti in deposito temporaneo in aree di stoccaggio dedicate, in attesa di caratterizzazione e successivo smaltimento presso idonei impianti autorizzati.

Il deposito temporaneo dei rifiuti prodotti in Raffineria è gestito nel rispetto di quanto disposto all'art. 183, comma 1, lettera bb, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

La gestione dei rifiuti è regolata inoltre da una specifica procedura interna, denominata PTS 1038 "movimentazione e smaltimento dei rifiuti prodotti in Raffineria".

Nell'**Allegato 18** si riporta la tabella con i codici, la descrizione qualitativa e quantitativa dei rifiuti prodotti nel periodo di riferimento e il loro destino. In tale periodo, la Raffineria ha prodotto 6.680.321 kg di rifiuti.

Inoltre, nello stesso allegato, è riportata sia la "produzione specifica di rifiuti" intesa come i chilogrammi annui di rifiuti prodotti / tonnellate di prodotto sia la "produzione specifica di rifiuti pericolosi" intesa come i chilogrammi di rifiuti pericolosi prodotti / tonnellate di greggio lavorato e l'indice annuo di recupero rifiuti, espresso in percentuale e inteso come i kg annui di rifiuti inviati a recupero rispetto ai kg annui di rifiuti prodotti.

Nell'**Allegato 19** si riporta la tabella con il monitoraggio mensile delle aree di deposito rifiuti, in cui si evidenzia, per ciascun codice CER, le quantità presenti e la relativa area di stoccaggio.

Il Gestore comunica che il criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per il 2018 è quello di tipo temporale.

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

Il Gestore sottolinea che alcune categorie di rifiuto, durante la loro raccolta/caratterizzazione, possono essere ubicate al di fuori delle relative aree di stoccaggio temporaneo, come di seguito specificato:

- fusti da pulizia serbatoi: le morchie derivate dalla pulizia dei fondi serbatoi, a valle del trattamento di disoleazione, sono disposte in fusti stagni ubicati presso il bacino di contenimento dei serbatoi medesimi;
- fusti catalizzatori spenti: i catalizzatori spenti non contenenti metalli preziosi sono depositati presso l'impianto. Differentemente, i catalizzatori contenenti metalli preziosi sono stoccati a magazzino al fine di custodire il rifiuto che viene inviato a pre-trattamento per recupero metalli preziosi o nobili.

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Artuno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**

## 10. MONITORAGGIO DEL RUMORE

Il Gestore ha predisposto il Piano di Risanamento Acustico, individuando le caratteristiche e l'entità dei rumori generati in relazione alle attività svolte e alle sorgenti sonore utilizzate, gli effetti acustici provocati nelle aree circostanti i ricettori presenti, gli obiettivi e le modalità di risanamento e la tipologia degli interventi da effettuare per il risanamento acustico.

Il documento, presentato all'Autorità Competente in data 13/07/2015 con Prot. 213/2015, così come modificato con Prot. 84/2018 del 22/02/2018, prevede le seguenti tre fasi successive di realizzazione:

- 1° fase: completamento entro 13/01/2017;
- 2° fase: completamento entro 13/07/2018;
- 3° fase: completamento entro 13/07/2020.

Il Gestore sottolinea che la situazione, alla data di consegna del presente Rapporto Annuale, è la seguente:

- prima fase: completata - prevedeva l'insonorizzazione di numerose pompe/motori a servizio degli oleodotti da attuare mediante molteplici soluzioni realizzative;
- seconda fase: prevedeva l'insonorizzazione della sezione catalitica dell'impianto FCCU e, nel contempo, sono stati effettuati ulteriori rilievi fonometrici ed elaborate alcune soluzioni progettuali. Nel corso dell'autunno 2017 il Gestore ha proseguito nello sviluppo del piano di "mitigazione impatto acustico". In tale occasione sono emerse alcune problematiche connesse con l'evacuazione del calore trattenuto dai pannelli insonorizzanti e con la creazione di uno "spazio confinato". Come intervento integrativo atto a sopperire a parte della mitigazione non ottenibile con la parziale insonorizzazione dell'impianto FCCU sono stati individuati i seguenti ulteriori interventi di insonorizzazione di componenti di altri impianti:
  - scarichi di condensa e gruppi di valvole della CTE (incluse le valvole V1 e V2, quali laminatrici HP/MP);
  - due scarichi di vapore della turbina della COGEN.

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

Il Gestore comunica che è stata aggiudicata la gara d'appalto per la realizzazione della 2° fase e che gli interventi di insonorizzazione previsti per le componenti degli impianti CTE e COGEN saranno realizzati entro luglio 2019, mentre l'intervento previsto sull'aspirazione del compressore K772 dell'impianto FCCU, maggiormente complesso, entro dicembre 2019;

- terza fase: i tempi di attuazione dipenderanno dalla realizzazione delle prime due fasi.

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**



## 11. MONITORAGGIO DELLE ACQUE SOTTERRANEE

Le acque di falda sottostanti il sito sono da tempo oggetto di monitoraggio nell'ambito dell'iter di bonifica del polo industriale di S. Martino di Trecate.

Come previsto dal Piano di Monitoraggio approvato, sui campioni di acqua sotterranea vengono condotte analisi per i seguenti parametri:

- idrocarburi totali;
- composti organici aromatici;
- MTBE;
- metalli (As, Ni, Cr VI);
- idrocarburi policiclici aromatici (Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g,h,i)perilene, Crisene, Dibenzo(a,h)antracene, Indeno(1,2,3-c,d)pirene, Pirene, Naftalene).

I piezometri oggetto di monitoraggio siti in area SARPOM sono di seguito elencati:

- MP22, B6, B8, MP16, MP17(\*), MP46, MP27, MP4, MP32, MP30, MP5, MP39, MP23, in corrispondenza dei quali viene ricercato il set completo dei parametri;
- MP18, MP19, MP20, MP21, MP49, MP35, MP28, POZZO14, MP10, MP9, MP8, MP13, MP48, MP26, MP37, MP7, presso i quali viene determinato il set completo ad esclusione dei metalli;
- MP25, MP11, MP12, in corrispondenza dei quali vengono determinati unicamente i BTEX.

I piezometri MP18, MP19, MP20, MP21, MP49 sono posti a valle della barriera SARPOM.

Il monitoraggio è trimestrale (aprile, giugno, settembre, dicembre) per i piezometri MP17 e MP21, semestrale (aprile e settembre) per tutti gli altri.

Il livello statico della falda viene rilevato prima di ciascuna operazione di campionamento mediante freatimetro con sonda interfaccia acqua/olio, la quale permette di rilevare la presenza di un'eventuale fase oleosa surnatante.



Nella campagna di monitoraggio di aprile 2018 è stata rilevata la presenza di prodotto surnatante in falda all'interno del piezometro MP37, il problema non è stato riscontrato nella successiva campagna di settembre.

Inoltre, in corrispondenza di ciascun piezometro, sono stati rilevati con strumentazione analitica da campo: temperatura, pH, ossigeno disciolto, potenziale REDOX, conducibilità elettrica.

Nelle campagne di monitoraggio 2018 sono stati riscontrati, per i parametri analizzati, i seguenti superamenti delle Concentrazioni Soglia di Contaminazione di cui al D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

■ **Idrocarburi totali:**

- B6 (aprile);
- MP19 (settembre);
- MP37 (settembre).

■ **Composti organici aromatici:**

- B6: benzene (settembre), toluene (settembre), m,p-xilene (settembre);
- B8: benzene (aprile),
- MP9: benzene (aprile);
- MP16: m,p-xilene (settembre);
- MP25: benzene (aprile), m,p-xilene (aprile);
- MP26: benzene (aprile e settembre), etilbenzene (aprile e settembre), m,p-xilene (aprile e settembre), toluene (settembre);
- MP37: benzene (settembre);



- MP39: benzene (aprile e settembre), m,p-xilene (settembre).

Per quanto riguarda la contaminazione da composti aromatici, da circa quattro anni SARPOM ha avviato un monitoraggio più approfondito e un procedimento amministrativo separato che interessa direttamente l'area di Raffineria.

■ MTBE<sup>2</sup>:

- B6 (settembre);
- B8 (aprile);
- MP39 (aprile e settembre).

Come per la contaminazione da composti aromatici, anche la situazione al parametro MTBE risulta oggetto di uno specifico procedimento amministrativo per l'area di Raffineria.

■ Metalli:

- B8: arsenico (aprile);
- MP4: nichel (settembre);
- MP22: nichel (settembre);
- MP39: arsenico (aprile e settembre).

Per i dettagli dei risultati del monitoraggio delle acque sotterranee nel periodo di riferimento si rimanda all'**Allegato 20**. Il Gestore, anche con riferimento alla prescrizione A.48 del DM 170/2016,

---

<sup>2</sup> Per il parametro MTBE, per il quale il D.Lgs. 152/2006 non prevede CSC, il limite proposto dall'ISS per MTBE nelle acque di falda (Parere del 12/09/2006 n. 45848) è pari a 40 µg/l

**Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali**  
**S.A.R.P.O.M. S.r.l.**  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

evidenzia che in Raffineria è in funzione un sistema di trattamento delle acque di falda costituito da 2 skid di Air Sparging (AS) e 2 skid di Soil Vapor Extraction (SVE).

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA: IT 00890371008

Costiero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Artuno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di **Esso Italiana S.r.l.**



## 12. ULTERIORI INDAGINI

Alla luce di quanto richiesto del PMC (rif. § 9 del PMC3) *“Qualora nell’area di proprietà dovessero essere effettuate ulteriori indagini di caratterizzazione delle matrici suolo e sottosuolo, il primo rapporto annuale successivo alla conclusione delle suddette attività dovrà contenere una sintesi delle attività effettuate e dei relativi risultati”*, il Gestore dichiara che, con nota prot. 25/2018 del 18/01/2018, è stata inoltrata alle Autorità competenti una comunicazione relativa ad una potenziale contaminazione riscontrata nel corso della realizzazione di pozzetti esplorativi per la verifica della qualità del terreno interessato dal progetto di pavimentazione dei bacini di contenimento di alcuni serbatoi della Raffineria.

In particolare, nell’area del bacino di contenimento del serbatoio TK224 è stata rinvenuta la presenza di terreno avente colorazione nerastra ed evidenza organolettica di idrocarburi sino alla profondità di circa 0,9 m da p.c.

Non essendo noti episodi recenti di sversamento accidentale di prodotti idrocarburici all'interno del bacino suddetto serbatoio, il Gestore ritiene che tali evidenze siano riconducibili ad un evento pregresso (avendo contenuto fuel oil sino al 1978). Al fine di valutare l'estensione dell'area interessata dal prodotto sono stati realizzati alcuni pozzetti esplorativi finalizzati alla caratterizzazione del sito ed ha trasmesso il Piano della Caratterizzazione con prot. n. 72/2018 del 16/02/2018, approvato dalla CdS del 24/05/2018. Successivamente, con prot. n. 349/2018 del 25/07/2018 il Gestore ha trasmesso il documento di analisi di rischio ai sensi dell’art. 242 comma 4 del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., includendo nel medesimo sia i risultati delle indagini previste dal Piano della Caratterizzazione, sia quelli relativi alle indagini eseguite sull’area del bacino del serbatoio TK225 (cfr. **Allegato 21**).

Con riferimento al monitoraggio dei corpi idrici recettori, il Gestore ha eseguito il monitoraggio delle acque del naviglio Langosco, della Roggia Molinara e della zona umida in località Casa delle Fontane. Le evidenze delle suddette attività di monitoraggio sono riportate in **Allegato 22**.

### 13. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

Il Gestore comunica che, come richiesto dal PMC (rif. § 8 del PMC3 e § 9 del PMC7), ha predisposto l'elenco delle apparecchiature critiche dal punto di vista ambientale.

Tale elenco è stato predisposto dal Gestore secondo i criteri di seguito descritti:

- Generatori di rischio (impianti e apparecchiature critiche): sono considerati esclusivamente i serbatoi e le pipe-ways di interconnessione *off site*. Per quanto riguarda gli aspetti specifici degli esiti dei controlli e delle manutenzioni dei serbatoi e delle pipe-ways si rimanda al successivo capitolo del presente Rapporto Annuale.
- Controllori del rischio: sono gli strumenti di monitoraggio (CEMS, analizzatori acque, *flow meters* e altra strumentazione) oppure di allarme, che permettono, rispettivamente, di prevenire e di rendicontare gli impatti ambientali. Essi rappresentano un sistema parzialmente interconnesso con i sistemi critici da Rischio di Incidente Rilevante (RIR) e da Sistema di Gestione Sicurezza (SGS). Gli strumenti di monitoraggio/allarme considerati quali controllori del rischio sono riportati in **Allegato 23**. L'elenco sarà soggetto a modifiche e integrazioni a seguito degli adeguamenti in corso agli impianti per consentire il monitoraggio dei VLE e degli altri parametri di esercizio rilevanti ai fini ambientali. La documentazione attestante gli esiti delle verifiche eseguite su tali strumenti sono disponibili presso la Raffineria.

## 14. GESTIONE SERBATOI E PIPE-WAYS

In relazione alle prescrizioni AIA del DM 15/2015, del DM 170/2016, del DM 277/2018 e a quanto richiesto ai capitoli 8 e 9 del PM3, il Gestore evidenzia quanto segue.

■ Programma di controllo dei serbatoi.

Il Gestore ha inviato alle Autorità Competenti (cfr. Prot. 139/2015) una relazione tecnica al fine di illustrare le attività di verifica strutturale dei mantelli e dei fondi dei serbatoi contenenti oli minerali unitamente al cronoprogramma delle attività di ispezione e manutenzione degli stessi. In **Allegato 24A** è riportato l'aggiornamento del suddetto cronoprogramma.

Con specifico riferimento ai serbatoi a doppio fondo, il Gestore sottolinea che il doppio fondo viene realizzato in occasione del fuori servizio tramite applicazione di vernice epossifenolica; tale tecnologia garantisce l'integrità del secondo contenimento per 20 anni, conformemente alla frequenza di ispezione raccomandata dalla prescrizione (rif. Prot. 42/2019 del 31/01/2019).

Il Gestore adotta la tecnica RBI (*Risk Based Inspection*), rielaborata da *ExxonMobil Research & Engineering*, per la programmazione dei controlli sui serbatoi, sulle pipe-ways e sugli item di impianto.

Nel seguito si sintetizzano le verifiche previste al fine di garantire l'integrità dei serbatoi di Raffineria.

Le fasi di controllo e manutenzione si articolano generalmente in tre fasi:

- controllo di routine (ispezione visiva);
- ispezione tecnica con eventuale controllo non distruttivo (controllo spessimetrico esterno di tetto e mantello);
- ispezione interna in concomitanza delle attività manutentive (controllo spessimetrico dei fondi).



Gli esiti dei controlli eseguiti su tutti i serbatoi sono riportati in uno specifico database, ove vengono registrati anche tutti gli interventi di manutenzione/riparazione (i dati sono disponibili in Raffineria).

Come evidenziato in precedenza, la pianificazione degli interventi manutentivi sui serbatoi è programmata mediante analisi di rischio RBI, eventualmente supportata dalla tecnica di emissione acustica.

Il programma di controllo predisposto dal Gestore, nel corso del 2018, prevedeva le verifiche sui seguenti serbatoi:

- ispezione esterna: 1N, 2N, 112, 213, 232, 235, 243, 311, 312, 504, 1001, 1004, 1007, 1010, 1012, 1035, 1043, 1048, 1052, 1053, 1055, 1056, 2260;
- ispezione interna: 101, 213, 243, 1004, 1055.

I controlli eseguiti nel periodo di riferimento hanno compreso tutti i serbatoi previsti da programma, ad eccezione dei seguenti:

- ispezione esterna: 1007, 1035; differentemente, non previsto da programma, sono stati ispezionati i serbatoi 7D17, 531, 607, 1003, 1071, 2304.

Gli esiti dei controlli sono riportati in **Allegato 24B**.

- Impermeabilizzazione dei bacini di contenimento dei serbatoi.

Con riferimento alla prescrizione n. 7 del DM 277/2018, il Gestore sottolinea che ha proceduto con il completamento delle opere necessarie a garantire le impermeabilizzazioni dei bacini dei serbatoi contenenti "BHC" (TK 224 e TK 225), in aggiunta a quelle dei bacini dei serbatoi TK 322, TK 323 e TK 331 (contenenti "MTBE") (rif. Prot. 590/2018 del 29/12/2018). Inoltre, è stata trasmessa la documentazione in riscontro alla prescrizione mediante Prot. 43/2019 del 31/01/2019 (riportante l'analisi del rischio di contaminazione del terreno e/o della falda



sottostante il parco stoccaggi di Raffineria e il cronoprogramma delle dismissioni previste per i serbatoi in conservazione).

■ Controllo delle pipe-ways.

Il Gestore ha inviato, in data 29/07/2015 (Prot. 233/2015), il progetto relativo ai sistemi di controllo dei rilasci dalle pipe-ways di Raffineria e relative componenti. Tale progetto consiste in una modifica gestionale in senso migliorativo delle attività di monitoraggio e controllo volte a prevenire la perdita di integrità meccanica delle tubazioni ed è stato inviato anche al CTR del Piemonte.

Nel corso del 2018, sono state eseguite ispezioni visive esterne sulle seguenti pipe-ways (**Allegati 25A, 25B, 25C**):

- linea benzine;
- linea GPL;
- linea slop.

Per quanto riguarda gli attraversamenti, il Gestore sottolinea che nel corso del 2018 non sono stati eseguiti interventi (sostituzioni/messe fuori servizio), mentre sono previsti per il 2019 6 interventi.



## 15. PROBLEMI DI GESTIONE DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

All'interno del presente capitolo il Gestore intende evidenziare i problemi di attuazione del PMC3, nel corso dei relativi periodi di riferimento, nonché le eventuali modalità alternative di applicazione, evidenziandone le eventuali modifiche concordate con l'Ente di Controllo (ISPRA).

Frequenza settimanale di annotazione del greggio (cfr. tabella a p. 6 del § 1.1 del PMC3): è stata concordata con ISPRA la modifica a frequenza mensile (cfr. verbale riunione ISPRA del 05/10/2015).

Consumo e caratteristiche del coke (cfr. tabella a p. 13 del § 1.2 e tabella a p. 15 del § 1.3 del PMC3): Non sono riportati i dati giornalieri di consumo di coke, bensì i dati mensili ed è stata concordata con ISPRA la non applicabilità dell'analisi delle caratteristiche del coke (cfr. verbale riunione ISPRA del 05/10/2015)

Analisi delle caratteristiche del kerosene (cfr. tabella a p. 14 del § 1.3 del PMC3): concordata con ISPRA l'eliminazione della viscosità tra i parametri da analizzare (cfr. verbale riunione ISPRA del 05/10/2015).

Metodi analitici per il monitoraggio delle emissioni in atmosfera – parametri portata e velocità (cfr. tabella pp. 48-49 del § 11.2 del PMC3): il Gestore evidenzia che, diversamente da quanto richiesto dal PMC e da quanto previsto nell'allegato G della nota ISPRA n. 0018712 del 01/06/2011 "Metodi di riferimento per le misure previste nelle Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) statali", per i parametri suddetti è applicato il metodo UNI EN ISO 16911-1:2013, tale metodo ha di fatto sostituito quello richiesto dal PMC (UNI EN 10169:2001).

Parametri e frequenze del monitoraggio delle emissioni in acqua – scarico SF1 (tabelle p. 32 e pp. 33-37 del capitolo 4 del PMC3): con riferimento al monitoraggio di SF1 ai punti di controllo previsti dal PMC, fatta eccezione per i punti denominati scarico finale, ingresso/uscita Lurgi e ingresso/uscita bacino di calma, ISPRA ha preso atto che il Gestore ha effettuato il monitoraggio delle acque industriali oleose secondo i punti della griglia approvata da ARPA e ISPRA (Prot. ISPRA 35754 del 06/08/2015).

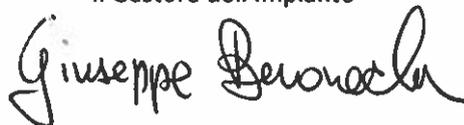
Società a responsabilità limitata Raffineria Padana Olii Minerali  
S.A.R.P.O.M. S.r.l.  
Raffineria: Via Vigevano, 43  
Frazione San Martino - 28069 Trecate (NO)  
Tel. +39 0321 705111  
Fax +39 0321 705270

**SARPOM**

Metodi analitici per il monitoraggio delle emissioni in acqua (cfr. tabella pp. 50-53 del § 11.3 del PMC3): il Gestore evidenzia che per alcuni parametri sono utilizzati metodi analitici differenti rispetto a quelli previsti dal PMC o dall'Allegato G della Nota ISPRA 001872 del 01/06/2011: per tali parametri ha predisposto le rispettive relazioni di equivalenza dei metodi utilizzati secondo quanto previsto dalla nota ISPRA n. 13053 del 28/03/2012 e s.m.i.

Oltre a quanto sopra espressamente esposto, il Gestore ricorda che, a seguito del ricorso presentato e notificato in data 3/12/2018 il TAR Piemonte, con Ordinanza n.01074/2018 REG.RIC., ha sospeso l'efficacia delle prescrizioni n. 17, 19, 26 e 44 del nuovo Decreto n. 277 del 04/10/2018.

Il Gestore dell'Impianto



**SARPOM s.r.l.**

**RAFFINERIA PADANA OLII MINERALI**

*Il Direttore di Raffineria*

Sede Legale: Viale Castello della Magliana, 25 - 00148 Roma  
Capitale Sociale Euro 38.447.888 int. versato  
Cod. Fisc. e Iscr. Reg. Imprese di Roma N. 00431320589 - Part. IVA; IT 00890371008

Cosliero: Via S. Torcello, 1 - 17040 Quiliano (SV) - Tel. +39 019 200041 - Fax +39 019 20004225  
Deposito: S.P. 34 per Turbigo - 20010 Arluno (MI) - Tel. +39 02 9017003 - Fax +39 02 90377114

Società soggetta all'Attività di Direzione  
e Coordinamento di Esso Italiana S.r.l.