

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

Spett.le

**MINISTERO DELLA TRANSIZIONE
ECOLOGICA**

Direzione generale per la crescita
sostenibile e la qualità dello sviluppo
(CreSS)

Divisione IV – Qualità dello sviluppo
Via Cristoforo Colombo, 44
00147 ROMA
cress@pec.minambiente.it

Prot. 461 / 2021 (PEC)
San Martino di Trecate, 25 Agosto 2021

**Oggetto: Raffineria SARPOM srl Trecate – Relazione ex art. 271, comma 7-bis,
del D.Lgs. 152/2006 come modificato dal Dlgs 102/202**

Si trasmette in allegato all'autorità competente la relazione disposta dal Dlgs
102/2020.

Si rimane a disposizione per ogni chiarimento si rendesse necessario,

Distinti saluti,

Il Referente AIA



SARPOM s.r.l.
Ing. Marco Ceriotti

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.

RELAZIONE

**Relazione ex art. 271, comma 7-bis, del D.Lgs.
152/2006 e s.m.i.**

SARPOM S.r.l. - Raffineria di S. Martino di Trecate (NO)

Presentato a:

SARPOM S.r.l.

Via Vigevano, 43
S. Martino di Trecate (NO)

Inviato da:

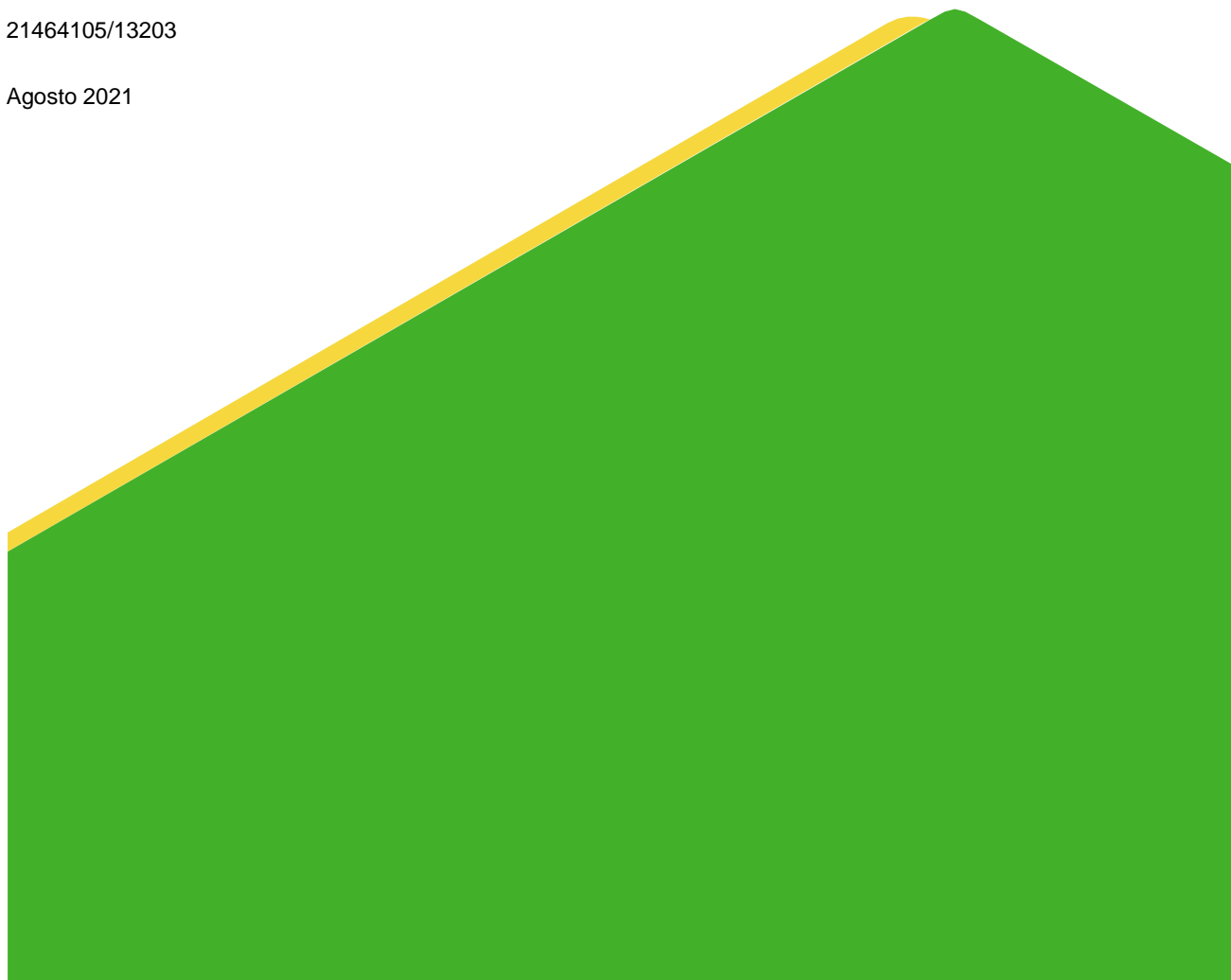
Golder Associates S.r.l.

Via Antonio Banfo 43, 10155 Torino, Italia

+39 011 23 44 211

21464105/13203

Agosto 2021



Lista di distribuzione

SARPOM S.r.l. - Raffineria di S. Martino di Trecate

c.a. Ing. Marco Ceriotti

(documento in formato elettronico)

Indice

1.0	PREMESSA.....	1
2.0	IDENTIFICAZIONE DELLA RAFFINERIA	1
3.0	FASE 1 – INDIVIDUAZIONE SOSTANZE/MISCELE.....	2
3.1	Impianto distillazione atmosferica APS3.....	12
3.2	Impianto di cogenerazione COGEN.....	14
3.3	Emissioni convogliate in atmosfera.....	16
3.4	Emissioni diffuse e fuggitive.....	16
4.0	FASE 2 - VALUTAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ DELLE EMISSIONI.....	16
4.1	Emissioni convogliate in atmosfera.....	16
4.2	Emissioni diffuse e fuggitive.....	17
5.0	FASE 3 - ANALISI DELLE EVENTUALI ALTERNATIVE.....	18
6.0	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	19

TABELLE

Tabella 1:	Elenco delle sostanze/miscele in ingresso agli impianti di Raffineria.....	3
Tabella 2:	Elenco delle sostanze/miscele pericolose in ingresso agli impianti di Raffineria	4
Tabella 3:	Sostanze/miscele oggetto di indagine ex art. 271 c7 bis del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.	11

1.0 PREMESSA

Il D.Lgs. 102/2020 ha apportato alcune modifiche alla Parte V del D.Lgs. 152/2006, inserendo, in particolare, il comma 7-bis dell'art. 271, il quale prevede specifiche disposizioni volte alla limitazione e alla sostituzione delle sostanze caratterizzate da elevati livelli di pericolosità.

Più in dettaglio, il citato comma stabilisce che il gestore di uno stabilimento o di una installazione che utilizza nei cicli produttivi sostanze classificate come cancerogene o tossiche per la riproduzione o mutagene, di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata o classificate estremamente preoccupanti dal Regolamento CE 1907/2006 (REACH) e che danno origine ad emissioni in atmosfera, debba valutare, in via prioritaria, la possibilità di sostituire tali sostanze con altre non classificate, oppure di ridurne o limitarne l'utilizzo.

Nel merito, i gestori sono tenuti a trasmettere periodicamente all'Autorità competente una specifica relazione con la quale si analizza la disponibilità di alternative, se ne considerano i rischi e si esamina la fattibilità tecnica ed economica della sostituzione delle predette sostanze.

La presente Relazione è stata pertanto redatta in conseguenza all'emanazione del citato D.Lgs. 102/2020.

Poiché l'articolo di legge in questione non fornisce ulteriori indicazioni sui contenuti della relazione da redigere, sugli esiti delle valutazioni e, più in generale, sulle modalità di attuazione delle disposizioni in esso contenute, non essendo state fornite indicazioni a riguardo a livello ministeriale attraverso specifici disposti, la presente Relazione è stata redatta tenendo conto di quanto riportato nelle inerenti Linee Guida (LLGG) emanate dalla Regione Lombardia¹, in quanto, rispetto ad altre indicazioni emanate da altrettanti Enti locali, di ordine sia regionale che provinciale o di ambito metropolitano, queste presentano un maggiore approfondimento e una più completa trattazione dei vari aspetti legati alla norma in oggetto.

In linea con le indicazioni delle suddette LLGG, la presente Relazione è stata strutturata per fasi successive, come di seguito specificato.

- Identificazione della Raffineria (Capitolo 2.0);
- Fase 1 - Individuazione sostanze/miscele (Capitolo 3.0);
- Fase 2 - Valutazione della significatività delle emissioni (Capitolo 4.0);
- Fase 3 - Analisi delle eventuali alternative (Capitolo 5.0);
- Considerazioni conclusive (Capitolo 6.0).

2.0 IDENTIFICAZIONE DELLA RAFFINERIA

La raffineria, situata a S. Martino di Trecate (NO) ("Raffineria"), di proprietà SARPOM S.r.l. ("SARPOM" o "Gestore"), ha conseguito l'Autorizzazione Integrata Ambientale ("AIA") con decreto ministeriale n. 15 del 29/01/2015, ad oggi sostituito dal Decreto Ministeriale di riesame n. 277 del 4 ottobre 2018 ("DM 277/2018"), successivamente aggiornato dal Decreto Ministeriale di riesame n. 139 del 14 aprile 2021 ("DM 139/2021").

La Raffineria è autorizzata per una massima capacità bilanciata di lavorazione di grezzo pari a 9.000.000 t/a.

¹ D.G.R. n. XI/4837 del 7 giugno 2021 - Linea guida regionale per l'applicazione degli adempimenti previsti dall'art. 271 c. 7bis del d.lgs. 152/06 ed ulteriori disposizioni per la limitazione delle emissioni in atmosfera delle sostanze pericolose

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.

Nel seguito sono riportate le informazioni identificative della Raffineria.

Ragione Sociale	Sarpom S.r.l.
Sede legale	Viale Castello della Magliana, 25 – Roma
Sede Operativa	Via Vigevano, 43 - Località S. Martino di Trecate – Trecate (NO)
Denominazione impianto	Raffineria SARPOM di S. Martino di Trecate
Tipo di Impianto	Raffineria - Esistente
Codice e Attività Ippc	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
Referente controlli AIA	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: sarpom@actaliscertymail.it

3.0 FASE 1 – INDIVIDUAZIONE SOSTANZE/MISCELE

La Fase 1 consiste nell'individuazione delle sostanze/miscele utilizzate come materie in ingresso al ciclo produttivo e ai relativi impianti di supporto da cui possono avere origine emissioni in atmosfera.

Le materie considerate sono le medesime di quelle rendicontate con i Rapporti Annuali trasmessi regolarmente alle Autorità competenti nell'ambito degli autocontrolli di Raffineria.

Tali sostanze/miscele, di seguito riportate, rappresentano il grezzo (unica materia prima della Raffineria) e le materie ausiliarie, mentre non vengono considerati i prodotti intermedi di lavorazione né i prodotti finali, in linea con le indicazioni fornite dalle LLGG. Oltre alle suddette materie, inoltre, nella presente relazione sono state prese in considerazione anche MTBE e FAME, sostanze che non sono introdotte nel processo di raffinazione ma che entrano nella formulazione finale del prodotto, in miscelazione ai semilavorati, per ottenere i prodotti finiti (ad es. benzine e biodiesel) aventi specifiche caratteristiche prestazionali.

Tabella 1: Elenco delle sostanze/miscele in ingresso agli impianti di Raffineria

Materia prima	Materie ausiliarie
Grezzo	POLYMAX 845BE; POLYMAX 845AE; Quarzo sferico 10/30; Quarzo sferico 20/50; POLYMAX 845E; UOP HPG; ABS BALLS; ACTIVATED ALUMINA; T162 TAB ALUMINA; PMC PR150; CTLST C234; ACIDO SOLFORICO; FOSFATO BISODICO; FOSFATO TRISODICO; IDROSSIDO AMMONIO; SODA CAUSTICA; NALCO ELIMINOX; TOLUOLO; BOILER WATER TREATMENT NALCO 1800; EC1005A 323 OWC; EC1196A 323 OWC; NALCO EC1201A; EC9078A 151 DRUM; EC9150A 151 OWC; MEROX WS CATALYST; DMDS EVOLUTION; ISOFORM ISOMERIZATION GRADE IN FUSTI; ACIDO CLORIDRICO; IDROGENO COMMERCIALE; SODIO IPOCLORITO 20%; MEA PER RAFF. SARPOM TRECATE; AZOTO LIQUIDO; COOLING TOWER NALCO 7330; COOLING TOWER NALCO 8506; COOLING TOWER NALCO 71D5PLUS; WASTEWATER TREATMENT FESO4; Nalco 71458; NALCO EC 9146/A; CLORURO FERRICO; ACIDO FOSFORICO SOL. 75%; CHEMICAL EC2425A DEMULSIFIER SUPPLY; NALCO MICROTREAT 3050S; CAT FLOC 8103 PLUS; 3D TRASAR 3DT449; PERCLOROETILENE; NALCO 71456 61R; NALCO EC2472 61Q; NALCO 3DT120 61R; NALCO 3DT129 61R; COGEN NALCO 73361; NALCO 7313; WASTEWATER TREATMENT N7161 B1001; NALCO EC 3286 61Q; NALCO EC 5202/A; EC1010B in OWC; SCALE INHIBITOR 3DT 449 NALCO; RP TM IIFLOWIMPROVER MORETHEN5000USG; GLICOLE MONOETILENICO PURO; UREA SOLUZIONE 32/33%; REF. JET ADD ANTISTAT STADIS 450; GO ADD MARKER DYE RED PIGMOIL; LPG ADD MARKER GPL; GO ADD MARKER DYE BLUE NYMCO TRV PA; IONOL CP P N 1240; ECOGEL E; MTBE; FAME

Tra le sostanze dell'elenco sopra riportato, sono state escluse quelle non pericolose secondo il regolamento CE n. 1272/2008 ("CLP").

Per le sostanze/miscele rimanenti (pericolose) sono riportate le seguenti informazioni, tratte dalle Schede di Sicurezza - SdS – aggiornate e disponibili in Raffineria:

- nome commerciale;
- n. di CAS;
- identificazione sostanza/componenti della miscela;
- indicazioni di pericolo;
- caratteristiche di tossicità/cumulabilità (Sostanze Persistenti, Bioaccumulabili e Tossiche – PBT – o molto Persistenti, molto Bioaccumulabili – vPvB, come definite secondo i criteri dell'Allegato XIII del Regolamento n. 1907/2006 REACH);
- individuazione sostanze estremamente preoccupanti (SVHC), ai sensi dell'art. 59 del regolamento CE n. 1907/2006 (REACH)².

² Elenco aggiornato dall'ECHA (European Chemical Agency) disponibile al link: <https://echa.europa.eu/it/candidate-list-table>

Tabella 2: Elenco delle sostanze/miscele pericolose in ingresso agli impianti di Raffineria

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
Grezzo	Crude oil	8002-05-9	benzene; cicloesano; n-esano; naftalene; toluene; xilene	H225; H304; H319; H336; H350 ; H373; H411; EUH066	NO	NO
POLYMAX_845BE	POLYMAX® 845BE EXTR 6.4 US	-	ortofosfato di silicio; acido fosforico	H318	NO	NO
POLYMAX_845AE	POLYMAX® 845AE EXTR 6.4 US	-	ortofosfato di silicio; acido fosforico	H318	NO	NO
POLYMAX_845E	POLYMAX® 845E EXTR 6.4 US	-	ortofosfato di silicio; acido fosforico	H318	NO	NO
CTLST_C_234	CRITERION 234 CATALYST	-	ossido di cobalto; ossido di molibdeno	H302; H317; H319; H335; H351; H400; H410	NO	NO
ACIDO_SOLFORICO	Acido solforico 98%	7664-93-9	acido solforico	H314	NO	NO
FOSFATO_TRISODICO	SODIO FOSFATO TRISODICO *12H2O	10101-89-0	sodio fosfato trisodico	H315; H319; H335	NO	NO
IDROSSIDO_AMMONIO	Soluzione idrossido di ammonio	1336-21-6	idrossido di ammonio	H314; H335; H400	NO	NO
SODA_CAUSTICA	Idrossido di sodio soluzione 20-50%	1310-73-2	idrossido di sodio	H314	NO	NO
NALCO_ELIMINOX	NALCO ELIMIN-OX®	-	carboidrazide	H317	NO	NO
TOLUOLO	Toluene	108-88-3	toluene	H225; H304; H315; H336; H361; H373; H401	NO	NO
BOILER_WATER_TREATMENT_NALCO_1800	Tri-ACT™ 1800	-	etanolammina; metossiopropilammina; cicloesilammina	H226; H302; H312; H314; H317; H335; H361f	NO	NO
EC1005A_323_OWC	NALCO® EC1005A	-	etanolammina; metossiopropilammina	H302; H332; H314; H317; H335	NO	NO

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
EC1196A_323_OWC	PATHFINDER™ EC1196A	-	morfolina	H314; H318	NO	NO
NALCO_EC1201A	EC1201A	-	quaternary ammonium compounds, benzyl-C12-14 (even-numbered)-alkyldimethyl, chlorides; glicol etilenico; alcool isopropilico; dipropilenglicole monometil etere	H226; H302; H314; H373; H410	NO	NO
EC9150A_151_OWC	FLEXSORB™ SE EC9150A	87787-67-5	etossietanol-t-butilammina	H302; H314; H318	NO	NO
MEROX_WS_CATALYST	MEROX WS-2 CATALYST	-	glicol etilenico; etilen glicol; composto di ftalocianina sulfonato di cobalto	H319; H332; H373	NO	NO
DMDS_EVOLUTION	DMDS EVOLUTION® E2	624-92-0	disolfuro di dimetile	H225; H302; H317; H319; H331; H335; H410	NO	NO
ISOFORM_ISOMERIZATION GRADE_IN_FUSTI	ISOFORM™ Isomerization Grade Perchloroethylene	127-18-4	tetracloroetilene	H315; H317; H319; H336; H351; H411	NO	NO
ACIDO_CLORIDRICO	Acido Cloridrico ≥25 % Soluzione acquosa	7647-01-0	cloruro di idrogeno	H290; H314; H335	NO	NO
IDROGENO_COMMERCIALE	Idrogeno	7647-01-0	idrogeno	H220; H280	NO	NO

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/ miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
SODIO_IPOCLORITO_20_per_cento	SODIO IPOCLORITO 5% VOL.(SOD146)- SODIO IPOCLORITO 9-11%VOL.(SOD147) SODIO IPOCLORITO 10/12%VOL.(SOD1461)- SODIO IPOCLORITO 12/13%VOL.(SOD138)- SODIO IPOCLORITO 13/14%VOL. (SOD139)- SODIO IPOCLORITO 14/15%VOL.(SOD141)- SODIO IPOCLORITO 15/16%VO.(SOD142)- SODIO IPOCLORITO 16/17%VOL. (SOD143)- SODIO IPOCLORITO 18/19%VOL.(SOD145)	7681- 52 - 9	ipoclorito di sodio	H290; H314; H400; H411; EUH031	NO	NO
MEA PER_RAFF_SARPO M_TRECAT E	Monoethanolamin pura	141-43-5	2-aminoetanolo, etanolamina	H302; H312; H314; H332; H335; H412	NO	NO
AZOTO_LIQUIDO	Azoto (liquido refrigerato)	7727-37-9	azoto	H281	NO	NO
COOLING_TOWER_NALCO_7330	NALCO® 7330	-	nitrato di magnesio; miscela di: 5-cloro-2-metil-2H-isotiazol-3-one [EC NO 247-500-7]; 2-metil-2H-isotiazol-3-one [EC NO 220-239-6] (3:1); cupric nitrate trihydrate	H290; H314; H317; H318; H400; H410	NO	NO

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
COOLING_TOWER_NALCO_71 D5PLUS	NALCO® 71D5 PLUS	-	hydrocarbons, C15-C20, n-alkanes, isoalkanes, cyclics, < 0.03% aromatics; drocarburi, C13-C16, n-alcani, isoalcani, ciclici, < 0.03% aromatici; 1-ottanolo; acido stearico; cera di paraffina e cere di idrocarburi	H304; H411	NO	NO
WASTE_WATER_TREATMENT_FESO4	FERRO SOLFATO EPTAIDRATO	7782-63-0	solfo di ferro	H302; H315; H319	NO	NO
NALCO_EC_9146_A	NALCO® EC9146A	-	alcol metilico; trietanolamine phosphate; dietanolamina; pentossido di antimonio; trietanolamina	H226; H302; H319; H371; H411	NO	NO
CLORURO_FERRICO	FERRO CLOR.ICO SOL. 40/41%	7705-08-0	tricloruro di ferro	H290; H302; H315; H317; H318	NO	NO
ACIDO_FOSFORICO_SOL_75_per_cento	AC. FOSFORICO SOL. ≥25%	7664-38-2	acido fosforico	H314	NO	NO
CHEMICAL_EC2425A_DEMULS IFIER_SUPPLY	RE-SOLV™ EC2425A	-	idrocarburi, C10, aromatici, >1% naftalene; cherosene; 2-etilesanolo	H226; H315; H319; H336; H351; H411	NO	NO
NALCO_MICROTREAT_3050S	NALCO® MICROTREAT 3050S	-	clorito sodico	H302; H318; H373; H410; EUH032	NO	NO

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
CAT_FLOC_8103_PLUS	CAT-FLOC™ 8103 PLUS	-	poly(diallyl-dimethyl-ammonium chloride)	H412	NO	NO
PERCLOROETILENE	PERCLOROETIL. CATALYST GRADE	7664-38-2	tetracloroetilene	H315; H317; H319; H336; H351; H411	NO	NO
NALCO_EC2472_61Q	RESOLV™ EC2472A	-	idrocarburi, C10, aromatici, >1% naftalene; cherosene	H226; H315; H336; H351; H411	NO	NO
NALCO_3DT129_61R	3D TRASAR™ 3DT129	-	acido fosforico; cloruro di zinco	H314; H318; H335; H411	NO	NO
COGEN_NALCO_73361	NALCO 73361	-	tetraborato disodico ; sodio idrossido; sodiocarbonato; molibdato di sodio	H290; H314; H318	NO	SI
NALCO_7313	NALCO® 7313PLUS	-	glicol esilenico; 2-butossietanolo; alcool grasso etossilato	H315; H319	NO	NO
NALCO_EC_3286_61Q	EC3286A	-	idrocarburi, C10, aromatici, >1% naftalene; isobutanolo	H226; H304; H319; H336; H351; H411; EUH066	NO	NO
NALCO_EC_5202_A	NALCO® EC5202A FUEL ANTIOXIDANT	-	N,N'-di-sec-butyl-1,4-fenilendiammina; idrocarburi, C10, aromatici, >1% naftalene	H302; H304; H312; H314; H317; H318; H331; H336; H351; H373; H400; H410	NO	NO

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
EC1010B_in_OWC	EC1010B	-	idrocarburi, C10, aromatici, >1% naftalene; xilene; amidi, acidi grassi insaturi C18, prodotti di reazione con tetraetilenepentamina; etilbenzene; toluene	H226; H304; H314; H317; H318; H336; H351; H411	NO	NO
RP_TM_IIFLOWIMPROVER_M ORETHEN5000USG	RP™ II	-	1-ottanolo; alcoli, C7-9-iso-, ricchi di C8; 1,2-glicole propilenico	H319; H412	NO	NO
GLICOLE_MONOETILENICO_PURO	Glicole mono-etilenico	107-21-1	etan-1,2-diolo (etilenglicole)	H302; H373	NO	NO
REF_JET_ADD_ANTISTAT_STADIS_450	Stadis (R) 450	-	toluene; nafta solvente (petrolio), aromatica pesante; naphthalenesulfonic acid, dinonyl-propan-2-olo; composto di ammonio quaternario; metanolo; naftalene; 1,2,4-trimetilbenzene	H225; H304; H318; H336; H361d; H373; H412; EUH066	NO	NO
GO_ADD_MARKER_DYE_RED_PIGMOIL	NYMCORED CH	-	hydrocarbons, C10, aromatics, >1% naphthalene; N-etil-N-[2-[1-(2-metilproossi)etossi]etil]-4-(fenilazo)anilina; Solvent naphtha(petroleum), heavy arom; N-(2-ethylhexyl)-1-[[2-methyl-4-[(2-methylphenyl)azo]phenyl]azo]naphthalen-1-amine	H315; H317; H319; H336; H351; H373; H411; EUH066	NO	NO

Materia considerata (sostanza/miscela) in uso presso la Raffineria	Nome commerciale sostanza/miscela	N. CAS sostanza/miscela	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza/miscela	Sostanza/miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (SI/NO)	Sostanze estremamente preoccupanti (SI/NO)
LPG_ADD_MARKER_GPL	NYMCO MISCELA GPL NEW	-	acetilacetone; alcool isobutilico	H226; H302; H311; H315; H318; H331; H335; H336	NO	NO
GO_ADD_MARKER_DYE_BLUE_NYMCO_TRV_PA	NYMCO MISCELA TRV PA/1	-	idrocarburi, C10, aromatici, >1% naftalene; 9,10-anthracenedione, 1,4-diamino-, N,N'-bis(4-C7-17-branched alkylphenyl)deriv; hydrocarbons, C10-C13, aromatics,<1% naphthalene; N-etil-N-[2-[1-(2-metilproossi)etossi]etil]-4-(fenilazo)anilina; naftalene	H304; H315; H317; H319; H336; H351; H411	NO	NO
IONOL_CP_P_N_1240	IONOL CP	128-37-0	2,6-di-tert-butyl-p-cresol	H400; H410	NO	NO
ECOGEL_E	ECOGEL E	107-21-1	glicol etilenico	H302; H373	NO	NO
MTBE	METHYL-TERT-BUTYL-ETHER	1634-04-4	metil ter-butil etere	H225; H315	NO	NO

Tra le sostanze/miscele pericolose sopra individuate, nella tabella successiva vengono riportate solo quelle previste dall'art. 271, comma 7-bis, del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., ossia quelle sostanze/miscele pericolose che presentano le seguenti caratteristiche:

- sostanze/miscele classificate come Cancerogene o tossiche per la Riproduzione o Mutagene (H340, H350, H360 – le cosiddette “CMR” – classificate nelle categorie di pericolo 1A o 1B ai sensi del Regolamento CLP);
- sostanze/miscele di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata (PBT / vPvB);
- sostanze estremamente preoccupanti (SVHC).

Per tali sostanze/miscele, nella tabella vengono inoltre riportate le seguenti informazioni:

- fase/impianto di utilizzo;
- quantitativo annuo utilizzato alla massima capacità produttiva;
- presenza/assenza in emissione;
- tipologia dell'eventuale emissione associata.

In base all'analisi eseguita, le sole sostanze/miscele oggetto di indagine risultano:

- il grezzo, unica materia prima della Raffineria, in ingresso all'impianto di distillazione primaria della Raffineria (APS3), a causa di una indicazione di pericolo H350 (“può provocare il cancro”);
- il NALCO 73361, miscela ausiliaria utilizzata per il trattamento delle acque di raffreddamento a circuito chiuso dell'impianto di cogenerazione della Raffineria (COGEN), a causa della presenza di un componente della miscela (tetraborato disodico), ricadente tra le sostanze individuate come estremamente preoccupanti dal Regolamento REACH.

Degli impianti sopra menzionati viene fornita una descrizione nei paragrafi seguenti.

Tabella 3: Sostanze/miscele oggetto di indagine ex art. 271 c7 bis del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

Sostanza/miscela in uso presso la Raffineria	Fase / impianto di utilizzo	Indicazione di pericolo sostanza /miscela	Sostanza/ miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata	Sostanze estremamente preoccupanti	Quantitativo annuo utilizzato alla massima capacità produttiva (kg)	Sostanza/ miscela presente in emissione	Emissione associata (convogliata - C diffusa - D fuggitiva - F)
Grezzo	APS3 (<i>Atmospheric PipeStill 3</i>) Dissalazione e distillazione atmosferica del greggio	H350 (componente benzene, presente nella miscela nell'intervallo 1-5% in peso)	No	Non presenti	6.670.888.920 ³	Si	D - F

³ Dato indicato nella documentazione integrativa di riesame complessivo di AIA, febbraio 2017

Sostanza/miscela in uso presso la Raffineria	Fase / impianto di utilizzo	Indicazione di pericolo sostanza /miscela	Sostanza/ miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata	Sostanze estremamente preoccupanti	Quantitativo annuo utilizzato alla massima capacità produttiva (kg)	Sostanza/ miscela presente in emissione	Emissione associata (convogliata - C diffusa - D fuggitiva - F)
NALCO 73361	COGEN Centrale di cogenerazione con turbina a gas e caldaia a recupero (sistema di raffreddamento)	Nessuna	No	Tetraborato disodico (presente nella miscela in concentrazione pari a 3-4,5%)	100 ⁴	No	Non applicabile

3.1 Impianto distillazione atmosferica APS3

L'impianto di distillazione atmosferica attualmente in esercizio (APS3, in quanto l'impianto APS2 è in stato di conservazione) consente la separazione, attraverso distillazione e strippaggio con vapore, dei componenti idrocarburi presenti nel grezzo, in frazioni di prodotti intermedi caratterizzati da specifici intervalli della temperatura di ebollizione.

La carica di grezzo alla massima capacità produttiva dell'APS3 ammonta a 6.670.888.920 kg (si ricorda che la Raffineria ha una massima capacità autorizzata pari a 9.000.000 t/anno).

Prima fase - Vaporizzazione

Il primo stadio della lavorazione del greggio è sempre lo stesso, qualunque sia lo schema operativo di una raffineria; esso consiste nelle due operazioni combinate di *flash*, per far evaporare dalla miscela grezza tutti i componenti che si intendono ottenere come distillati, e di distillazione frazionata, per distribuire le frazioni vaporizzate secondo i loro intervalli di ebollizione e ricuperarle allo stato liquido e gassoso.

L'alimentazione liquida viene preriscaldata in una batteria di scambiatori di calore, dove il greggio assorbe calore sensibile proveniente dai prodotti caldi uscenti dall'impianto e attraversa, quindi, un forno tubolare dove comincia a vaporizzare. Il vapore formato nel processo di evaporazione resta in contatto con il liquido fino all'uscita del forno; all'uscita da questo, la miscela liquido-vapore entra in una colonna in cui l'ulteriore caduta di pressione provoca la formazione di una certa quantità supplementare di vapore a spese del calore contenuto nella miscela uscente del forno.

Seconda fase - Distillazione atmosferica

Una volta entrato in colonna nella zona flash, il greggio parzialmente vaporizzato subisce un processo di distillazione frazionata; la porzione rimasta liquida fluisce verso il fondo, mentre la parte vaporizzata sale verso la testa della colonna; le varie frazioni che compongono i vapori vengono raffreddate e prelevate allo stato liquido.

Il frazionamento è realizzato mediante l'asportazione intermedia del calore estraendo un prodotto pesante ad una certa altezza della colonna, raffreddandolo esternamente e riportandolo in colonna alcuni piatti sopra a quello di estrazione ("*pumparound reflux system*").

⁴ Il quantitativo indicato è riferito al riempimento da zero del sistema di raffreddamento della COGEN

La rimozione di calore nei refrigeranti laterali fa sì che si possa ridurre il riflusso di testa. Le estrazioni vengono di solito effettuate in un punto basso (BPA) e in uno intermedio della colonna (TPA), cosicché si ha calore disponibile a due diverse temperature per lo scambio con la carica.

Questo sistema, oltre a stabilizzare il flusso di vapore e di liquido nella sezione interessata, riduce il movimento di vapore e di liquido attraverso l'intera colonna.

Descrizione del processo

Il greggio, stoccato nei serbatoi TK1054, TK1060, TK1061 e TK2266, viene pompato in aspirazione alle pompe di carica.

Il flusso di greggio dalla mandata delle pompe di carica giunge in parallelo agli scambiatori dove scambia calore, rispettivamente, con il gasolio desolfurato proveniente dall'impianto GHF e con il riflusso intermedio alto (TPA) o con il 3° e 4° taglio.

Dopodiché, ancora in parallelo, arriva ad altri scambiatori dove scambia calore, prima con il residuo di fondo colonna e poi con il 3° e 4° taglio.

Il flusso passa quindi in ulteriori scambiatori, dove, dapprima si riscalda condensando parzialmente i vapori di testa colonna, e, successivamente, scambia calore con il riflusso intermedio alto (TPA).

All'uscita da tali scambiatori, il greggio entra nell'unità di dissalazione: tale operazione consiste in un'azione di lavaggio in cui il greggio e l'acqua (proveniente dal fondo colonna dell'impianto SWS o dalla rete di acqua pozzi di Raffineria) sono volutamente emulsionati affinché le goccioline di acqua salata e i solidi contenuti nel grezzo vengano a contatto e si diluiscano con l'acqua di lavaggio.

Il greggio in uscita dalla parte superiore del Desalter, preriscaldato dopo un serie di scambi di calore con differenti flussi, all'ingresso del forno viene diviso in 10 passi paralleli ed inviato alla sezione convettiva e quindi alla sezione radiante. I dieci passi, ricomponendosi all'uscita della sezione radiante del forno, danno origine ad una sola linea di trasferimento, attraverso la quale il greggio viene inviato alla colonna di distillazione atmosferica.

Il greggio, parzialmente vaporizzato, entra tangenzialmente nella colonna di distillazione atmosferica nella quale viene separato nelle seguenti frazioni o tagli, dipendenti dal campo di ebollizione:

- residuo di fondo;
- 5 tagli laterali;
- prodotto di testa.

La rimozione di calore è ottenuta mediante:

- riflusso intermedio basso (BPA);
- riflusso intermedio alto (TPA);
- riflusso di testa colonna.

Il calore necessario alla distillazione è fornito tramite:

- scambio termico del grezzo con prodotti in uscita;
- forno F-3101.

Il Residuo di fondo colonna è inviato all'impianto di distillazione sotto vuoto (VPS) per un'ulteriore frazionamento e all'impianto FCCU come carica. L'eccedenza è inviata a stoccaggio come combustibile o come carica FCCU/VPS.

Il 5° Taglio laterale, strappato con vapore, è inviato in carica all'impianto di distillazione sotto vuoto (VPS), ma può essere inviato anche in carica all'impianto FCCU. L'eccedenza è stoccata in serbatoio.

Il 4° Taglio laterale, strappato con vapore, è un gasolio pesante che può essere inviato sia in carica agli impianti di desolforazione (GHF/LSADO) sia a stoccaggio come prodotto *sour* semilavorato.

Il 3° Taglio laterale, strappato con vapore, è un gasolio leggero che è in genere tutto inviato alla desolforazione (GHF/LSADO). Eventuale eccedenza può essere stoccata come prodotto *sour* semilavorato insieme al 4° taglio.

Il 2° Taglio laterale, strappato con vapore, è un kerosene che viene in genere inviato, per la massima parte, all'impianto di desolforazione del kerosene (KHS). Eventuale eccedenza viene stoccata come prodotto *sour* semilavorato.

Il 1° Taglio laterale, strappato mediante un ribollitore, è una benzina pesante (HVN) che può essere inviata:

- a) con il 2° taglio laterale, alla desolforazione del kerosene (KHS);
- b) con il 2° taglio, come prodotto *sour* semilavorato;
- c) con la benzina di testa, all'impianto di desolforazione NHF-1.

Il distillato di testa, dopo il ricontatto per il recupero degli LPG, viene inviato agli impianti di desolforazione NHF-1 / NHF-2 per i successivi trattamenti.

Il gas di testa, proveniente dall'accumulatore D-3102, dopo essere stato compresso, viene inviato, ricontattandolo con la benzina, al D-3201. I gas incondensabili dal pallone vengono poi inviati al forno F-3101 come gas combustibile.

3.2 Impianto di cogenerazione COGEN

L'impianto di cogenerazione consente di produrre vapore ad alta pressione ed energia elettrica bruciando gas di Raffineria (fuel gas) proveniente dall'impianto di cracking catalitico ed è costituito dai seguenti elementi:

- gruppo turbogas, costituito da turbina a gas (GTG-2050) e relativi ausiliari con accoppiato un generatore di energia elettrica;
- caldaia a recupero (SG-2050) per la produzione di vapore;
- compressore di gas di Raffineria.

La potenza nominale della COGEN è pari a: 143 MWt e 47,5 MWe.

La turbina a gas è un Modello General Electric PG6551B e comprende tutti gli ausiliari fondamentali necessari per garantirne il buon funzionamento, quali:

- sistema iniezione di vapore in camera di combustione per l'abbattimento delle emissioni di NOx (il rapporto massico tipico tra vapore di iniezione e gas combustibile è di circa 1,5); inoltre, è prevista una seconda linea di vapore di iniezione in macchina utilizzata per massimizzare la potenza generata;
- sistema di olio lubrificante della macchina e depuratore elettrostatico;
- sistema separatore vapori d'olio;

- filtri sull'ingresso dell'aria;
- filtri ingresso del gas;
- sistema di lavaggio ad acqua (on e off line);
- sistema di controllo alimentazione a metano ed esclusione blocco da FCCU;
- motore elettrico di avviamento (lancio turbina);
- sistema di controllo parametri di marcia;
- sistema di regolazione del gas di alimentazione;
- sistema di raffreddamento ad acqua;
- sistema spurgo N₂;
- sistema antighiaccio per filtro ad aria.

La turbina a gas è in grado di funzionare utilizzando come alimentazione sia off-gas di FCCU (fuel gas) che metano. Il primo è utilizzato nella modalità di funzionamento normale, mentre il metano viene impiegato particolarmente nelle fasi di avviamento e di fermata della macchina e come combustibile di emergenza, quando la riduzione di pressione dell'off-gas fa aprire l'integrazione da rete metano verso l'aspirazione del compressore K-2050.

Con specifico riferimento al sistema di raffreddamento previsto per le parti calde di turbina e generatore, questo è a circuito chiuso e il fluido è costituito da una miscela di acqua, glicole e anticorrosivo. Il raffreddamento dell'acqua viene realizzato tramite uno scambiatore ad aria (*air fin cooler*). In caso di insufficienza di acqua al sistema di raffreddamento, si attiva un allarme di bassa pressione nel circuito e la turbina va in blocco automatico quando si verificano le condizioni di alta temperatura turbina/generatore.

Il generatore, accoppiato alla turbina a gas, è collegato, mediante apposito trasformatore, alla sottostazione AT da 132 kV che provvede sia al collegamento con la rete nazionale sia alla distribuzione di energia ai carichi di Raffineria.

La caldaia di recupero calore è del tipo a flusso di fumi orizzontale con circolazione naturale nella sezione di generazione vapore. I fumi incontrano nel loro fluire i seguenti serpentine di scambio:

- surriscaldatore del vapore;
- vaporizzatore;
- economizzatore.

L'acqua di alimento della caldaia ha una temperatura di circa 125°C e una pressione di 50/60 barg. Una piccola parte di questa viene utilizzata per attemperare, in caso di necessità, il vapore inviato alla Raffineria, la restante parte è inviata all'economizzatore e di seguito alla sezione di vaporizzazione. Il vapore così prodotto è quindi surriscaldato e inviato alle utenze.

Il compressore del gas di Raffineria, di tipo centrifugo, a singolo stadio, è equipaggiato con un sistema di controllo antipompaggio. Sull'aspirazione del compressore è installato un K.O. drum, D-2050, allo scopo di abbattere eventuali trascinalenti di liquido del gas di Raffineria. La diminuzione della pressione del gas di Raffineria fa intervenire le valvole di integrazione automatica (da gas di Raffineria a metano).

I fumi di combustione dell'impianto di cogenerazione sono convogliati al camino E23 e sono monitorati in tempo reale tramite analizzatori continui (SME) di NO₂, SO₂, polveri e CO installati a camino.

3.3 Emissioni convogliate in atmosfera

Le emissioni convogliate in atmosfera afferenti agli impianti che utilizzano le materie oggetto di indagine sopra individuate sono:

- camino E1, associato al forno di processo F-3101 dell'APS3;
- camino E23, associato ai fumi derivanti dalla combustione della COGEN.

A riguardo si ribadisce che i suddetti impianti utilizzano come combustibile principale fuel gas di Raffineria e, secondariamente, metano, approvvigionato dalla rete nazionale SNAM e miscelato al fuel gas.

3.4 Emissioni diffuse e fuggitive

Nel presente paragrafo vengono individuate le potenziali sorgenti di emissioni di tipo diffuso/fuggitivo associate alle materie oggetto di indagine (grezzo e NALCO 73361).

Il grezzo viene approvvigionato mediante oleodotto interrato dal deposito costiero di Quiliano (SV) e stoccato in appositi serbatoi situati nell'area ovest della Raffineria (TK1054, TK1060, TK1061 e TK2266, a tetto galleggiante). La ricezione avviene in un serbatoio alla volta.

Il grezzo viene successivamente convogliato dai suddetti serbatoi di stoccaggio all'impianto APS3 mediante pipeline fuori terra dedicate.

Pertanto, le emissioni fuggitive di VOC sono associabili a punti di potenziale rilascio in atmosfera (ad esempio, agitatori, compressori, pompe, valvole, valvole di sicurezza, flange, fine linea) presenti lungo le pipeline di trasferimento del grezzo dall'area di stoccaggio all'impianto APS3 e all'interno del medesimo impianto.

Differentemente, le emissioni diffuse sono associabili agli eventuali rilasci in atmosfera dai serbatoi di stoccaggio del grezzo.

Per quanto concerne il NALCO 73361, il Gestore evidenzia che la miscela contenente tale componente viene approvvigionata in Raffineria mediante fusto da 200 kg, che viene utilizzato per il riempimento da zero del sistema di raffreddamento della COGEN (circa 100 litri) e successivamente per eventuali rabbocchi (nell'ordine di pochi litri/anno). La miscela, come per altri ausiliari, viene ricevuta e stoccata nell'area adiacente al magazzino di Raffineria e successivamente trasportata in impianto.

4.0 FASE 2 - VALUTAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ DELLE EMISSIONI

4.1 Emissioni convogliate in atmosfera

Facendo riferimento alle indicazioni fornite dalle citate LLGG, la valutazione è stata rivolta alle sostanze la cui presenza in emissione è correlata all'utilizzo delle materie oggetto di indagine e non alle categorie di sostanze la cui eventuale presenza in emissione è dovuta esclusivamente a processi/trasformazioni chimiche quali, ad esempio, la combustione.

A riguardo, il Gestore riporta comunque nel seguito gli esiti del monitoraggio eseguito sui fumi emessi dal camino E1, precedentemente individuato (associato all'impianto di distillazione primaria APS3). L'AIA vigente,

infatti, prevede per tale punto emissivo un monitoraggio con frequenza annuale dei composti aromatici, tra cui il benzene.

Le analisi eseguite negli ultimi 3 anni – 2018÷2020 – hanno mostrato concentrazioni di benzene molto basse, spesso inferiori al limite di rilevabilità strumentale e concentrazioni comprese tra valori inferiori a 0,0998 mg/Nm³ e 0,389 mg/Nm³.

I risultati dei monitoraggi delle emissioni convogliate sono comunicati annualmente da SARPOM agli Enti di Controllo AIA (ISPRA, ARPA) per mezzo del Rapporto Annuale.

Per quanto riguarda il NALCO 73361, il Gestore ribadisce che tale miscela viene utilizzata per il trattamento delle acque di raffreddamento a circuito chiuso nell'impianto COGEN, pertanto, non si ravvisano condizioni tali da determinare emissioni convogliate in atmosfera legate all'uso di tale miscela.

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, si ritiene che non vi siano emissioni convogliate direttamente collegate all'utilizzo delle materie in oggetto nei pertinenti impianti di Raffineria.

4.2 Emissioni diffuse e fuggitive

Il Gestore ha attuato nel corso degli anni **interventi significativi per ridurre le emissioni fuggitive e diffuse di COV (e quindi anche di benzene).**

Le attività che hanno consentito tale miglioramento sono descritte nel seguito.

Per la riduzione dell'emissione di COV dai serbatoi a tetto galleggiante contenenti il grezzo, l'intervento eseguito a suo tempo ha previsto la copertura dei tubi di campionamento (che, essendo forati, consentono la fuoriuscita di vapori) mediante l'installazione di guaine del tipo "Guaine Flessibili per Tubi Guida e Tubi di Calma". Le guaine sono state realizzate in doppio strato: internamente con tessuto di vetro teflonato da entrambi i lati ed esternamente con tessuto di vetro siliconato da entrambi i lati con ritardante di fiamma, rinforzato esternamente con spirale metallica. Lo strato interno è idoneo per resistere ad idrocarburi e prodotti molto aggressivi ed alle alte temperature, quello esterno è idoneo per resistere agli agenti atmosferici (colore chiaro) e alle alte temperature.

Dal punto di vista del contenimento delle emissioni diffuse di COV da sorgenti puntuali (emissioni fuggitive), il Gestore ha implementato da anni il programma LDAR, con il quale viene eseguito il monitoraggio di tutte le sorgenti accessibili, mediante analizzatori di tipo FID e secondo tecnica EPA Method 21, per l'individuazione delle perdite, il calcolo delle emissioni di COV e le successive manutenzioni, effettuate da personale stabilmente a disposizione presso la Raffineria. I componenti ispezionati consistono in: agitatori, compressori, pompe, valvole, valvole di sicurezza, flange, fine linea. Le campagne LDAR sono eseguite con cadenza trimestrale. La costante applicazione del programma LDAR ha contribuito a una sostanziale diminuzione delle emissioni di COV in atmosfera, passando da circa 181 t nel 2016 a circa 135 t nel 2020 (con una riduzione dell'ordine del 25%).

Con specifico riferimento all'impianto APS3, le divergenze delle sorgenti di COV monitorate rispetto alla soglia di 10.000 ppmv, riscontrate negli anni 2016÷2020, sono risultate comprese tra 0,04% (2018) e 0,26% (2016 e 2017).

Al fine di ridurre le emissioni di COV (e, in particolare, quelle di benzene) il Gestore adotta le **migliori tecniche disponibili (BAT) pertinenti** (cfr. BAT n. 49 delle BAT Conclusions di cui alla Decisione UE n. 2014/738 "Raffinazione di petrolio e di gas"), in quanto, al fine di contenere le emissioni diffuse dai serbatoi contenenti

sostanze volatili (tra cui il benzene), i serbatoi a tetto galleggiante contenenti grezzo sono dotati di tenuta secondaria ad alta efficienza.

Al fine di **monitorare le emissioni diffuse/fuggitive di COV (e quindi anche di benzene)**, il Gestore adotta le seguenti tecniche, previste dalla BAT n. 6 delle BAT Conclusions di cui alla Decisione UE n. 2014/738 "Raffinazione di petrolio e di gas":

- metodi di sniffing (i): attuazione programma LDAR tramite tecnica sniffing;
- tecniche ottiche di gas imaging (ii): attuazione programma LDAR con integrazione di tecnica OGI;
- calcoli delle emissioni croniche basati su fattori di emissione (iii): computo emissioni diffuse provenienti da serbatoi mediante utilizzo di fattori di emissione e apposito software di calcolo sviluppato dall'EPA ("Tanks" versione 4.09d).

I risultati dei monitoraggi delle emissioni diffuse e fuggitive di COV sono comunicati annualmente da SARPOM agli Enti di Controllo AIA (ISPRA, ARPA) per mezzo del Rapporto Annuale.

Per quanto concerne la potenziale emissione in atmosfera di tipo diffuso di tetraborato disodico, si ritiene che questa non sussista tenuto conto delle modalità di stoccaggio della miscela contenente tale componente (consegnata in apposito fusto e conservato chiuso in magazzino), dei quantitativi di utilizzo relativamente limitati di tale miscela (qualche kg/anno per eventuale necessità di rabbocco del sistema), nonché della bassa concentrazione del componente in esame sul totale della miscela (<4,5%).

Sulla base delle considerazioni sopra riportate, si ritiene che siano già state messe in atto le migliori tecniche disponibili al fine di limitare le emissioni diffuse/fuggitive di benzene in atmosfera correlate allo stoccaggio e all'utilizzo del grezzo.

5.0 FASE 3 - ANALISI DELLE EVENTUALI ALTERNATIVE

Tenuto conto delle fasi di valutazione previste dalle LLGG considerate per la stesura della presente Relazione, **dal momento che:**

- **la Raffineria non presenta emissioni convogliate delle miscele/sostanze in oggetto direttamente collegate all'utilizzo di tali materie nei pertinenti impianti;**
- **le emissioni di tipo diffuso/fuggitivo del benzene correlate allo stoccaggio e all'utilizzo del grezzo sono contenute grazie all'adozione delle migliori tecniche disponibili;**

non si ritiene necessario procedere con la successiva fase di valutazione, inerente all'analisi delle eventuali alternative disponibili per la sostituzione di tali materie.

A riguardo, comunque, il Gestore sottolinea quanto segue.

- per quanto riguarda il grezzo, tale materia prima è ovviamente essenziale per l'esercizio della Raffineria. Il componente benzene (sostanza H350 cancerogena presente nella miscela) contenuto nel grezzo è comunque inferiore al 5% in peso;

- per quanto concerne la materia ausiliaria NALCO 73361, è prevista la sua sostituzione alla prossima fornitura con una miscela non pericolosa (ad oggi individuata nel prodotto Nalco TRASAR TRAC104), della quale si riportano le principali caratteristiche nella tabella seguente:

Sostanza/miscela in uso presso la Raffineria	Fase / impianto di utilizzo	Sostanza/ componente miscela	Indicazione di pericolo sostanza /miscela	Sostanza/ miscela di tossicità e cumulabilità particolarmente elevata	Sostanze estremamente preoccupanti
Nalco TRASAR TRAC104	COGEN Centrale di cogenerazione con turbina a gas e caldaia a recupero (sistema di raffreddamento)	Molibdato di sodio (5-10%)	Nessuna	No	No

6.0 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

In conclusione, l'unica materia prima individuata come rilevante ai fini del presente studio risulta essere il grezzo di petrolio utilizzato nell'impianto di distillazione atmosferica di Raffineria (APS3), classificata "H350" per il contenuto di benzene. E' noto come il benzene costituisca un composto chimico che richiede particolari cautele e standard adeguati alle sue caratteristiche di tossicità e nocività. L'utilizzo del grezzo viene gestito in linea con le migliori tecniche disponibili e nel pieno rispetto dell'Autorizzazione Integrata Ambientale vigente, al fine di limitare le possibili emissioni diffuse e fuggitive di benzene in atmosfera.

Il grezzo di petrolio risulta indispensabile per il processo di lavorazione della Raffineria ed, al momento, non sostituibile anche in relazione alle caratteristiche dei prodotti finiti richiesti dal mercato (ad esempio le benzine per autotrazione).

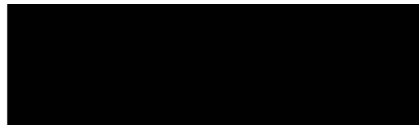
Per quanto riguarda la materia ausiliaria pericolosa ad oggi impiegata nel sistema di raffreddamento dell'impianto di cogenerazione e contenente tetraborato disodico, pur avendo valutato l'assenza di correlate emissioni in atmosfera, il Gestore ha effettuato una ricerca di mercato e individuato una materia alternativa non pericolosa, che sarà utilizzata alla prima occasione utile in sostituzione dell'attuale ad esaurimento del limitato residuo presente in magazzino.

Pagina delle firme

Golder Associates S.r.l.



Dott. Andrea Longo
Project Manager



Dott.ssa Livia Manzone
Project Director

C.F. e P.IVA 03674811009
Registro Imprese Torino
R.E.A. Torino n. TO-938498
Capitale sociale Euro 105.200,00 i.v.
Società soggetta a direzione e coordinamento di Enterra Holding Ltd. ex art. 2497 c.c.



golder.com