



**ENI SPA**  
**RAFFINERIA DI VENEZIA**  
**ASSETTO "GREEN"**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**

**Modifica del DM (AIA) n. 284 del 15-10-2018**

**Adeguamento alla Dec. Esec. UE 2016/902 "BATC-CWW"**

**(Riesame DM AIA DVA-DEC-217 del 07-08-2017 "Assetto Green")**

(Avvio Procedimento: prot. DVA/7175 del 21/03/2019)

Gestore	ENI SpA –Raffineria di Venezia
Località	Porto Marghera (VE)
Gruppo Istruttore	Prof. Antonio Mantovani – Referente
	Dott. Mauro Rotatori
	Dott. Paolo Ceci
	Prof. Paolo Bevilacqua
	Dott. Antonio Fardelli
	Ing. Anna Lando – Regione Veneto
	Dott. Massimo Gattolin – Città Metropolitana di Venezia
	Dott.a Cristina Zuin – Comune Venezia



## SOMMARIO

1	DEFINIZIONI .....	3
2	INTRODUZIONE .....	5
2.1	Atti presupposti.....	5
2.2	Atti normativi.....	5
2.3	Attività istruttorie.....	5
2.4	Riepilogo dei procedimenti istruttori dal rilascio della prima AIA.....	7
3	IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC .....	8
4	PREMESSA.....	9
4.1	Considerazioni preliminari del gestore.....	9
4.2	Inquadramento del G.I. dell'assetto produttivo e autorizzativo dell'installazione.....	10
4.2.1	Quadro prescrittivo del DM 217/2017, sostituito dal presente PIC.....	12
5	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO GREEN .....	15
5.1	Inquadramento DEL CICLO PRODUTTIVO.....	15
5.2	Descrizione del ciclo produttivo Green .....	16
5.3	Descrizione dell'assetto green dell'installazione.....	18
5.4	Consumi di risorse: materie prime e combustibili.....	31
5.5	materie prime e prodotti: Movimentazione e stoccaggio .....	36
5.5.1	Bilancio idrico .....	38
5.6	Unità di produzione di energia .....	41
5.7	Emissioni convogliate in atmosfera – assetto green .....	42
5.8	Descrizione delle emissioni convogliate .....	43
5.9	Tecniche abbattimento emissioni in atmosfera (tab. 1) .....	48
5.10	Sfiati attivi in assetto green.....	49
5.11	Tecniche abbattimento SFIATI in atmosfera (tab. 2).....	49
5.12	Cronoprogrammi.....	50
5.13	Torce d'emergenza .....	51
5.14	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato .....	52
5.15	Scarichi idrici.....	54
5.16	Rifiuti.....	57
5.17	Rumore .....	58
5.18	Emissioni odorigene .....	58
5.19	Altre tipologie di inquinamento.....	58
6	ESITI DELLE ATTIVITA' ISPETTIVE .....	58
7	CONSIDERAZIONI SULLE RICADUTE DELL'ASSETTO GREEN .....	60
8	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT .....	62
8.1	Considerazioni del gestore.....	81
8.2	Valori storici delle emissioni in atmosfera .....	83
9	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO.....	84
10	CONSIDERAZIONI FINALI DEL GI .....	84
11	QUADRO PRESCRITTIVO .....	89
11.1	Massima Capacità Produttiva della Raffineria (MCP) .....	89
11.2	Combustibili autorizzati.....	89
11.3	Emissioni in Atmosfera .....	89
11.3.1	Emissioni Convogliate.....	89
11.3.2	Sfiati dell'installazione attivi in assetto green .....	94
11.3.3	Controlli previsti dal DM 284/2018 .....	95
11.3.4	DURATA E SINOTTICO DEL QUADRO PRESCRITTIVO.....	95



## 1 DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), Direzione Autorizzazioni Ambientali.
<b>Autorità di controllo</b>	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 <sup>1</sup> , dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Veneto (ARPAV).
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06.
<b>Gestore</b>	ENI S.p.A. - Raffineria di Venezia, installazione IPPC sita nel Comune di Venezia, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06.
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Installazione</b>	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del D.Lgs. n. 152 del 2006 e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. È considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06)
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06)
<b>Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto</b>	La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente. In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06, indica valori di soglia, è sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett- l-bis, del D.lgs. n. 152/06).
<b>Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)</b>	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06.  Si intende per: 1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione,

<sup>1</sup> Il D.Lgs. 152/2006 richiamato nel presente PIC si riferisce al Decreto aggiornato alla *data* di redazione dello stesso.



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

	<p>esercizio e chiusura dell'impianto;</p> <p>2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;</p> <p>3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D.lgs. n. 152/06).</p>
<b>Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)</b>	Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.lgs. n. 152/06).
<b>Conclusioni sulle BAT</b>	Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.lgs. n. 152/06).
<b>Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)</b>	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs 152/06 - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06.</p>
<b>Uffici presso i quali sono depositati i documenti</b>	I documenti e gli atti inerenti al procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <a href="https://va.mite.gov.it/it-IT">https://va.mite.gov.it/it-IT</a> , al fine della consultazione del pubblico.
<b>Valori Limite di Emissione (VLE)</b>	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06).



## 2 INTRODUZIONE

### 2.1 ATTI PRESUPPOSTI

Visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/12 del 17/02/2012, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina dei componenti della Commissione istruttoria IPPC;
vista	la Legge 27 febbraio 2015, n. 11 art. 9-bis che ha prorogato nelle sue funzioni la Commissione Istruttoria IPPC in carica al 31 dicembre 2014 fino al subentro di nuovi componenti nominati con successivo decreto ministeriale;
visto	il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 0000335 del 12 dicembre 2017, <i>Decreto di disciplina della articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata – IPPC, ex art.10, comma 3 del DPR 90/2007</i> ;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC.RU.U.0001304.28-09-2022, che assegna l'istruttoria per il Riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale al Gruppo Istruttore così costituito: <ul style="list-style-type: none"><li>- Prof. Antonio Mantovani – Referente</li><li>- Dott. Mauro Rotatori</li><li>- Dott. Paolo Ceci</li><li>- Prof. Paolo Bevilacqua</li><li>- Dott. Antonio Fardelli</li></ul>
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: <ul style="list-style-type: none"><li>- Ing. Anna Lando – Regione Veneto</li><li>- Dott. Massimo Gattolin – Città Metropolitana di Venezia</li><li>- Dott.a Cristin Zuin – Comune di Venezia</li></ul>

### 2.2 ATTI NORMATIVI

visto	il D.Lgs n. 152/2006 " <i>Norme in materia ambientale</i> " (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.),
esaminati	i documenti comunitari dall'Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, e precisamente: <ul style="list-style-type: none"><li>• Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (Decisione di Esecuzione (UE) 2017/2117 della Commissione del 21 novembre 2017)</li><li>• Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (Decisione di Esecuzione (UE) 2016/902 della Commissione del 30 maggio 2016)</li><li>• BRef on Emissions from Storage (luglio 2006)</li></ul>
visto	il "Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera" (PRTRA) della Regione Veneto approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale (DCR) n. 90 del 19 aprile 2016 e s.m.i.
visto	il "Piano di Tutela delle Acque" della Regione Veneto approvato con DCR n. 107 del 05/11/2009 e s.m.i.

### 2.3 ATTIVITÀ ISTRUTTORIE

vista	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto di AIA n.898 del 30/11/2010 ("prima AIA") per l'esercizio dell'installazione IPPC della ENI S.p.A. - Raffineria di Venezia, Comune di Venezia.
visto	Il DM 284 del 15/10/2018 di Riesame complessivo con valenza di rinnovo della prima AIA (Decreto di AIA n. 898 del 30/11/2010) e adeguamento alle BAT Conclusioni di cui alla Decisione di Esecuzione UE 2014/738 per gli impianti di raffinazione di petrolio e gas. Il DM 284/2018 regola l'Assetto tradizionale della Raffineria.
visto	Il Decreto MATTM di VIA-AIA, DM 217 del 07/08/2017 (Proc. ID 6/746), di modifica sostanziale dell'AIA che autorizza la realizzazione e l'esercizio dell'Assetto "Green" nello stato di fatto.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

vista	La Nota prot. 2324767 del 19 maggio 2016, acquisita al prot. 13578/DVA del 19 maggio 2016, richiamata nel DM (VIA/AIA) n. 217/2017 con la quale la Commissione europea, nel riscontrare uno specifico quesito avanzato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sulla tipologia di impianto nella quale classificare, ai fini autorizzativi, le "Green Refinery", e <b>quali BAT conclusion applicare al ciclo green, ha chiarito che la nuova installazione per la produzione di biocarburanti si connota come una industria chimica;</b>
vista	La considerazione del MATTM nel DM 217/2017 secondo cui: "il progetto, conformemente a quanto rappresentato dalla Commissione europea con la citata nota del 19 maggio 2016, rientra nelle tipologie elencate nell'Allegato II alla parte seconda decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152 e ss.imm.ii., al punto 6 "Impianti chimici integrati, ossia impianti per la produzione su scala industriale, mediante processi di trasformazione chimica, di sostanze, in cui si trovano affiancate varie unità produttive funzionalmente connesse tra di loro..." e nell'Allegato XII alla parte seconda del medesimo decreto legislativo al punto 4 "Impianti chimici con capacità produttiva complessiva annua, per classe di prodotto, espressa in milioni di chilogrammi..."
visto	Il Decreto Direttoriale n. 430 del 22/11/2018 con cui il MATTM ha disposto il Riesame dell'AIA per l'esercizio delle installazioni IPPC per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi, ricadenti nel campo di applicazione della Decisione di Esecuzione (UE) 2017/2117 della Commissione del 21 novembre 2017 (BATC-LVOC).
esaminata	L'istanza di Riesame dell'AIA (prot. DIR 024/AT.cz del 27/02/2019) del gestore acquisita al prot. DVA/5287 del 01/03/2019, ai sensi dell'art. 29-octies comma 3 lettera a) <sup>2</sup> , e comma 5 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., per il progetto di "Upgrading del progetto Green Refinery – assetto step2", strutturata secondo le BAT relative alla fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi in quanto installazione che svolge attività principale oggetto delle conclusioni sulle BAT di cui alla decisione di esecuzione della Commissione dell'Unione Europea (UE) 2017/2117 del 21/11/2017, concernente la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi.
vista	La nota di avvio del procedimento istruttorio prot. DVA/7175 del 21/03/2019 per l'esercizio dell'installazione nell'assetto Green, rientrante tra le attività dell'industria chimica di cui all'Allegato VIII alla Parte Seconda (4.1 a) – fabbricazione di prodotti chimici di base come: a) idrocarburi semplici) D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. che dispone che: <b>"Con la presente si dispone pertanto l'avvio delle attività istruttoria per:</b> - <b>l'aggiornamento delle prescrizioni inerenti le emissioni convogliate in atmosfera e le relative modalità di controllo per l'attuale assetto produttivo della bioraffineria;</b> - <b>il riesame complessivo dell'AIA decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 agosto 2017, n. 217 di compatibilità ambientale ed autorizzazione integrata ambientale per il futuro assetto produttivo della bioraffineria."</b>
esaminata	La documentazione integrativa del gestore (prot. DIR 055/AT.cz del 10/05/2019), acquisita al prot. DVA/11849 del 10/05/2019, in risposta alla nota di avvio del procedimento istruttorio prot. DVA/7175 del 21/03/2019 con la quale si chiede al Gestore di integrare la documentazione presentata con i dati storici delle emissioni in atmosfera.
vista	La relazione istruttoria di ISPRA del 12/11/2019 a supporto della Commissione IPPC, redatta da: - Ing. Carlo Carlucci, referente - Ing. Roberto Borghesi, coordinatore
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.

<sup>2</sup> "3. Il riesame con valenza, anche in termini tariffari, di rinnovo dell'autorizzazione è disposto sull'installazione nel suo complesso:

a) entro quattro anni dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea delle decisioni relative alle conclusioni sulle BAT riferite all'attività principale di un'installazione;"



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

vista	La documentazione integrativa trasmessa dal gestore con CIPPC.Registro Ufficiale.I.0001368.07-10-2022 in riferimento al verbale della riunione GI-Gestore (Verbale Prot. U.0001338.30-09-2022) a margine del sopralluogo in data 28-29.09.2022 presso l'installazione
vista	La documentazione integrativa trasmessa dal gestore con Prot. CIPPC.Registro Ufficiale.U.0001589.15-11-2022, relativa all'impianto di pretrattamento di acque reflue di processo
vista	La nota di trasmissione del PIC via e-mail al Gruppo Istruttore del 16.11.2022 per la condivisione/presentazione di osservazioni entro il 24.11.2022.

## **2.4 RIEPILOGO DEI PROCEDIMENTI ISTRUTTORI DAL RILASCIO DELLA PRIMA AIA**

Nella seguente tabella sono riepilogati tutti i procedimenti istruttori conclusi:

<b>Procedimento (ID)</b>	<b>Tipologia di procedimento</b>	<b>ATTO autorizzativo</b>
6	Prima AIA	DM 898/2010
6/725	Valutazione "Piano Serbatoi e Pipe-Way" - (Dec Art. 1 C.4/PIC Par. 9.3 / PMC Par.5	DVA-2015-0031009 del 14/12/2015
6/308	Modiche ad alcune prescrizioni del decreto AIA	DVA-2014-0012365 del 29/04/2014
6/319	Valutazione ottemperanza prescrizione art.1, comma 7 del decreto "Studio finalizzato alla sostituzione dei bruciatori esistenti con bruciatori Low-NOx"	DVA-2014-0025492 del 31/07/2014
6/335	Modifica non sostanziale alla prescrizione controllo e verifica del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburi, piano serbatoi e pipe-way, piano di monitoraggio fognatura oleosa, bilancio dello zolfo	DVA-2015-31718 del 21/12/2015
6/350	Modifica non sostanziale all'assetto degli scarichi idrici	DVA-2013-0013062 del 05/06/2013
6/480	Modifica non sostanziale per introduzione nello schema di raffinazione un ciclo "green" al fine di produrre "green Fuels da biomasse oleose a basso costo	DVA-2014-0022014 del 04/07/2014
6/744	modifica non sostanziale per scorporo delle emissioni prodotte dalla Caldaia Hot-Oil dalla Bolla di Raffineria	DVA-2014-0025865 del 05/08/2014
6/746	Modifica sostanziale VIA-AIA "Upgrading del progetto "Green refinery"	D.M. 217 del 07/08/2017
6/749	Modifica non sostanziale per aggiornamento Cronoprogramma avviamento e messa a regime 2a Fase Sistema SME	DVA-2014-0023247 del 15/07/2014
6/879	Adeguamento dei limiti di emissione per i grandi impianti di combustione - Applicazioni della deroga punti 3.3 e 3.4 allegato II	D.M. 298 del 23/12/2015; DM 334 del 24/11/2016
6/1059	Riesame complessivo dell'AIA per adeguamento alle BAT	D.M. 284 del 15/10/2018
6/13059	Modifica non sostanziale per "Upgrading dell'Impianto di Pretrattamento cariche biologiche"	MITE.Registro Ufficiale.U.0160006.20-12-2022



### 3 IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

<b>Ragione sociale</b>	ENI Sustainable Mobility S.p.A. - Raffineria di Venezia
<b>Indirizzo sede operativa</b>	Via dei Petroli, 4 Porto Marghera – 30175 Venezia
<b>Sede Legale</b>	Viale Giorgio Ribotta, 51 – 00144 Roma
<b>Rappresentante Legale</b>	Ing. Giuseppina Riggio Via dei Petroli, 4 Porto Marghera – 30175 Venezia PEC: rm_ref_raffineriavenezia@pec.eni.com
<b>Tipo impianto</b>	Chimico, esistente
<b>Codice e attività IPPC</b>	Principale Codice IPPC: 4.1 a) – fabbricazione di prodotti chimici di base come: a) idrocarburi semplici Codice NACE: 20 – Fabbricazione di prodotti chimici Codice NOSE-P: 105.09 – Fabbricazione di prodotti chimici organici (industria chimica) Secondario Codice IPPC: 1.2 a) - Raffinerie di Petrolio e di Gas Codice NACE: 19.20 - Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio Codice NOSE-P: 105.08 - Trasformazione di prodotti petroliferi
<b>Gestore Impianto</b>	Ing. Giuseppina Riggio Via dei Petroli, 4 Porto Marghera – 30175 Venezia 041/5331201 PEC: rm_ref_raffineriavenezia@pec.eni.com
<b>Referente IPPC</b>	Ing. Dario Rizzardi Soravia Via dei Petroli, 4 Porto Marghera – 30175 Venezia 041/5331296 PEC: rm_ref_raffineriavenezia@pec.eni.com
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	SI – notifica e rapporto di sicurezza: “Rapporto di sicurezza della Raffineria di Venezia edizione 2016” trasmesso con prot. DIR 059/AT.cz del 25/05/2016 e approvato a seguito di istruttoria con verbale CTR 1607 del 19/12/2017
<b>Numero di addetti</b>	215
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- EMAS IT-000147 (scadenza 30/03/2023) (Codici NACE: 19.20- Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio; 20.11- Fabbricazione di gas industriali),</li><li>- ISO 14001 (N. Certificato: IT18/0661, emesso il 21-11-2011; scadenza 21/05/2023). Settori: 10 - Fabbricazione di coke e di prodotti petroliferi raffinati; 25 - Rifornimento di energia elettrica</li></ul>
<b>Certificato di prevenzione incendi</b>	SI – Il Gestore fornisce copia del verbale CTR 1607 del 19/12/2017 di approvazione del Rapporto di Sicurezza - Rapporto di Sicurezza 2021 in fase istruttoria
<b>Periodicità dell'attività</b>	Continua





## 4 PREMESSA

### 4.1 CONSIDERAZIONI PRELIMINARI DEL GESTORE

Nell'istanza di riesame, il gestore evidenzia quanto segue.

*L'attuale assetto di marcia dell'installazione è specificato da:*

- *Decreto 0000284 del 15/10/2018 emanato a valle del riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con provvedimento DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 e aggiornata con provvedimenti DM 298 del 23/12/2015 e DM 334 del 24/11/2016;*
- *Parere Istruttorio Conclusivo alla richiesta di Modifica non Sostanziale per l'aggiornamento dell'AIA relativo alla "Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo" (prot. DVA-2014-0017961 del 10/06/2014), successivo al Provvedimento dirigenziale di esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA (prot. DVA-2013-0017661 del 29/7/2013) (Green Refinery Step I);*
- *Note prot. DVA 0029346 del 18/12/2017 e precedenti nonché alle nostre lettere prot. DIR 126 del 20/10/2017 e DIR 139 del 06/12/2017 relative alla comunicazione della realizzazione e successivo esercizio in una prima fase del solo impianto di pretrattamento della carica (POT) dei tre autorizzati dal DM 217/2017 (POT, Steam Reforming e Green Jet Fuel).*

*Si evidenzia inoltre che, a valle di una serie di considerazioni indirizzate alla sostenibilità e alla possibilità di sfruttare cariche alternative disponibili nel mercato, anche in relazione all'evoluzione della normativa europea su tale materia, la Raffineria intende modificare il progetto "Upgrading del progetto Green Refinery" (Green Refinery Step II) come autorizzato dal DM 217/2017 sopra citato.*

*Come meglio dettagliato nella Scheda A (sezione "Commenti") la modifica riguarderà in sintesi:*

- *ricorso alla massima flessibilità operativa con mantenimento dell'attuale assetto di marcia come sopra descritto. In particolare l'impianto di Reforming Catalitico consentirà di mantenere attiva la produzione di quote di benzina green e di integrare a sua volta la produzione di idrogeno richiesto dall'impianto ECOFINING<sup>TM</sup>;*
- *utilizzo di idrogeno già attualmente disponibile nel ciclo produttivo dell'installazione di Versalis del Gruppo Eni, che sarà veicolato da Versalis alla Raffineria mediante tubazione sub-lagunare, che in sinergia al precedente punto si ponga in alternativa allo Steam Reforming;*
- *eliminazione del vincolo quantitativo autorizzato dal DM 217/2017 per le singole materie prime lavorabili: biomasse oleose comprensive di sego animale, oli esausti di frittura e altre materie prime secondarie mantenendo immutato il valore della capacità massima di lavorazione pari a 600.000 ton/anno autorizzata;*
- *valutazione di fattibilità per la produzione d'idrogeno mediante tecnologie innovative che non utilizzino ulteriori fonti fossili all'origine.*

*Restano fermi gli interventi di modifica impiantistica, così come già comunicato (lettera DIR 014 del 26/01/2018 e DIR 023 del 19/02/2018), finalizzati al rispetto dei nuovi limiti emissivi indicati nel DM 217/2017; tali interventi vedranno il ricorso a nuove tecnologie di processo (tecnologia LO-CAT) e sono attualmente in fase di progettazione esecutiva.*

*Tutto quanto sopra premesso e considerato, si evidenzia che le schede allegate alla presente domanda di riesame dell'AIA sono riferite alla configurazione autorizzata dal DM 217/2017 e che il Gestore si riserva quindi di aggiornarle non appena sarà disponibile la documentazione di progetto del nuovo assetto produttivo, sopra qualitativamente descritto, e sarà avviato l'iter di aggiornamento/modifica del provvedimento autorizzativo già rilasciato. Si ritiene infine che l'iter autorizzativo per il nuovo assetto possa concludersi nei termini della scadenza quadriennale fissata in sede comunitaria."*

*Comunicazione prot. DIR 048/DRS.cz del 24 giugno 2022 (Allegato 2 del Gestore alle Osservazioni al PIC: doc. 296/2022), per la descrizione dell'assetto attuale della Bioraffineria.*

*In particolare si evidenzia che le mutate condizioni di mercato, l'evoluzione della normativa relativa al contenuto di FER nel settore dei trasporti (anche aereo e marino), l'esigenza di sviluppare con sempre maggiore intensità le*



*lavorazioni di cariche di seconda generazione, abbandonando progressivamente le materie prime biologiche "High ILUC",<sup>3</sup> ed in particolare con l'obiettivo di rendere la Bioraffineria di Venezia "palm oil free" a fine 2022, hanno suggerito un diverso piano di sviluppo della Bioraffineria di Venezia rispetto a quanto richiesto con Istanza Eni Prot. 040 del 14.04.2014 ed autorizzato con Decreti Ministro - Registrazione 0000217 del 07/08/2017 di cui all'oggetto del presente documento.*

*Il Gestore ha quindi rappresentato che l'assetto impiantistico attuale non risulta pienamente rappresentato dalla documentazione cui il suddetto riesame fa riferimento, comunicando l'attuale configurazione impiantistica (al netto degli asset logistici per la ricezione, la movimentazione interna, la miscelazione e la spedizione di materie prime, semilavorati e prodotti finiti).*

## 4.2 INQUADRAMENTO DEL G.I. DELL'ASSETTO PRODUTTIVO E AUTORIZZATIVO DELL'INSTALLAZIONE

L'installazione "Raffineria ENI di Venezia" è attualmente autorizzata AIA ad esercire, alternativamente, due cicli produttivi con due diversi assetti impiantistici:

- Assetto tradizionale di Raffineria di prodotti petroliferi;
- Assetto "green" <sup>(4)</sup>.

L'esercizio di ciascun assetto comporta l'utilizzo sia di impianti dedicati, sia di impianti comuni ai due diversi assetti.

È comunque prescritto che i due cicli produttivi presenti nell'installazione siano da considerarsi alternativi: non è, infatti, consentito l'esercizio contemporaneo di entrambi.

### □ ASSETTO PRODUTTIVO TRADIZIONALE: RAFFINERIA DI PRODOTTI PETROLIFERI

- già autorizzato dal Decreto AIA, prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 "prima AIA"; proc. ID 6): produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio;
- **autorizzazione vigente Decreto AIA 284/2018** (proc. ID 6/1059) di riesame complessivo e rinnovo del decreto "prima AIA"; questo decreto, della durata di 16 anni con scadenza anno 2034, sostituisce integralmente il decreto AIA 898/2010.

### □ ASSETTO PRODUTTIVO "GREEN" (OGGETTO DI QUESTO PIC)

L'operatività dell'installazione con il ciclo green è stata autorizzata con due successivi provvedimenti AIA statali dal MATTM, ciascuno previa Valutazione di Impatto Ambientale (VIA statale da parte del MATTM):

- Parere Istruttorio Conclusivo (DVA-00\_2014-0022014 del 04.07.2014; proc. ID 6/480), di Modifica Non Sostanziale del Decreto AIA 898/2010 – rilasciato a valle della Determina Direttoriale di non assoggettabilità a VIA, U.prot DVA-2013-0017661 del 29/07/2013. Costituisce parte integrante della Determina il parere n. 1284 del 05/07/2013 della CT VIA.

Esso riguarda la produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose. Tale ciclo è pienamente operativo da Giugno 2014, a valle dell'emissione del relativo provvedimento rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, d'intesa con la Regione Veneto.

<sup>3</sup> Indirect Land-Use Change (ILUC)

<sup>4</sup> Terminologie che comprendano il termine raffineria (es. bioraffineria, raffineria green) sono fuorvianti ai fini autorizzativi. È, infatti, stato chiarito che il ciclo produttivo green deve essere incluso nella categoria degli impianti chimici integrati.



- **Decreto VIA/AIA MATTM n. 217/2017** del 07/08/2017 di concerto con il MIBAC. Trattasi di un decreto relativo a un procedimento congiunto VIA-AIA, ai sensi dell'art. 10 del D.Lgs. 152/06: procedura integrata di VIA e di modifica sostanziale di AIA per *l'upgrading del progetto Green*, presentate dalla società ENI S.p.A. con prot. n. 040 del 14.04.2014 e acquisita dal MATTM con E.prot DVA-2014-0011173 del 16.04.2014.

Il DM 217/2017 decreta la compatibilità ambientale e l'autorizzazione integrata ambientale del progetto di "Upgrading del Progetto "Green Refinery" presso la Raffineria di Venezia" presentato dalla società Eni S.p.A., a condizione che vengano ottemperate le prescrizioni e gli adempimenti amministrativi indicate nei seguenti allegati, che costituiscono parte integrante del presente decreto:

- Allegato 1: Quadro prescrittivo relativo a VIA, AIA, Ministero della salute, Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo e Regione Veneto
- Allegato 2: Piano di monitoraggio e controllo relativo all'AIA.

Il DM 217/2017 è un provvedimento di modifica del Decreto "prima AIA" (DM 898/2010), infatti esso non è provvedimento di AIA che si autosostiene, poiché non stabilisce (ex art. 29-octies del d.lgs. 152/2006) la durata dell'autorizzazione.

## NOTE DI SINTESI

- 1) Con il DM 898/2010 è stata rilasciata la prima AIA per l'installazione Raffineria di Venezia in assetto tradizionale.
- 2) Con il DM 217/2017, decreto congiunto VIA/AIA, è stata autorizzata la modifica del decreto AIA (DM 898/2010) per consentire l'esercizio dell'installazione nel nuovo assetto green proposto dal gestore e dallo stesso denominato "*Upgrading del progetto Green Refinery*" (*Green Refinery Step II*). I due assetti autorizzati sono alternativi.
- 3) A seguito di riesame con valenza di rinnovo, il decreto di prima AIA è stato sostituito dal DM 284/2018. Come esplicitamente espresso nel PIC, l'autorizzazione AIA rilasciata con DM 284/2018 riguarda il solo assetto di raffineria tradizionale.
- 4) Il decreto congiunto VIA/AIA, DM 217/2017, allo stato, regola quindi l'assetto green, quale modifica del DM 284/2018.
- 5) Il presente procedimento ID 6/10024 riguarda:
  - l'adeguamento alla Decisione di Esecuzione UE 2016/902 (BATC "CWW), richiesto dal MiTE, dell'assetto green già autorizzato con DM (AIA) 217/2017,
  - la modifica del progetto "Upgrading del progetto Green Refinery" (*Green Refinery Step II*) come autorizzato dal DM 217/2017 richiesta dal Gestore.

**Il PIC di questo procedimento sostituisce integralmente la parte di competenza AIA del DM 217/2017**, emanato per il rilascio delle necessarie autorizzazioni ambientali VIA/AIA per la realizzazione e l'esercizio dell'attività dell'installazione in "Assetto green" (la Tabella che segue "*Allegato 1 (DM 217/2017)*") inquadra in maniera analitica le prescrizioni e le competenze VIA e AIA).

Tutti gli adempimenti del DM 217/2017 che non riguardano gli aspetti gestionali in fase di esercizio rimangono immutati e di competenza VIA.

**Il presente PIC rappresenta, quindi, una Modifica del DM 284/2018**, che contiene l'inquadramento territoriale e ambientale dell'installazione, la descrizione generale dell'installazione e il quadro prescrittivo AIA relativi all'assetto di raffineria tradizionale, comprese le attività di servizio.

Si fa riferimento a quanto riportato nel DM di AIA n. 284/2018, relativo all'assetto di raffineria tradizionale.



Nel presente PIC sono descritte solo le parti di impianto specifiche dell'Assetto Green, in particolare le emissioni in atmosfera.

Non è infatti applicabile il concetto di "bolla di raffineria", utilizzato dal DM 217/2017, quando l'installazione opera nell'assetto green. Espressioni come bioraffineria o green refinery non hanno, quindi, alcuna attinenza con le raffinerie di petrolio e gas.

**Il presente PIC stabilisce il quadro prescrittivo completo dell'Assetto Green.**

#### 4.2.1 QUADRO PRESCRITTIVO DEL DM 217/2017, SOSTITUITO DAL PRESENTE PIC

<b>ALLEGATO 1 (DM 217/2017)</b> <b>1.1 - QUADRO PRESCRITTIVO RELATIVO ALLA VIA E ALL'AIA</b>	<b>Parti non modificate dal presente PIC (ID 6/10024)</b>
<b>Sezione A) Prescrizioni della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS</b>	Competenza esclusiva della VIA: Nessuna modifica
<b>Sezione B) Prescrizioni del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo</b>	Competenza esclusiva della VIA: Nessuna modifica
<b>Sezione C) Prescrizioni della Commissione istruttoria AIA-IPPC</b> 1.1 Sistema di gestione C.1 Si raccomanda al Gestore di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 anche a seguito delle modifiche in progetto. Qualora la certificazione dovesse decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'Autorità competente.	
1.2 Capacità produttiva C.2 Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di modifica di AIA, che risulta essere pari a: - 600.000 t/anno di biomasse oleose con gli impianti operanti con il ciclo 'green', di cui massimo 60.000 t/anno di grassi animali e oli esausti di frittura; - 4.550.000 t/anno di greggio lavorato con impianti operanti con il ciclo tradizionale. Ogni modifica sostanziale del ciclo dovrà essere preventivamente comunicata all'autorità competente e di controllo fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.	Non oggetto del presente procedimento la capacità produttiva del ciclo tradizionale.
1.3 Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili C.3 In merito all'approvvigionamento e allo stoccaggio di materie prime, ausiliarie e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti criteri e/o misure per evitare eventuali sversamenti tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato;  C.4 devono essere adottate tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi non possano pervenire al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque fluviali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;  C.5 deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente (ad esempio sostanze pericolose ecc.); per i medesimi serbatoi deve anche essere garantita l'integrità e la funzionalità del contenimento secondario, ossia degli apprestamenti che garantiscono, anche in caso di perdita dal serbatoio, il rilascio delle sostanze nell'ambiente (bacini di contenimento, volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).	
1.4 Aria	Non più



ALLEGATO 1 (DM 217/2017) 1.1 - QUADRO PRESCRITTIVO RELATIVO ALLA VIA E ALL'AIA										Parti non modificate dal presente PIC (ID 6/10024)
<p>C.6 I camini le cui emissioni inquinanti sono da intendersi autorizzate e che rientrano nel calcolo di bolla sono:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- E03N - Steam reformer e impianto di pretrattamento carica ECOFINING™ e Caldaia H610 Hot Oil,</li><li>- E08 - Reforming catalitico RC3 A,</li><li>- E12 - Reforming catalitico RC3 B,</li><li>- E14 - Reforming catalitico RC3 C,</li><li>- E15 - Isomerizzazione ISO,</li><li>- E16 - Desolforazione HF1 (ECOFINING™),</li><li>- E17 - Desolforazione HF2 (ECOFINING™) e Unità di recupero zolfo RZ1 ed RZ2,</li><li>- E18 - COGE, Unità di distillazione primaria DP3, Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel,</li><li>- E20 - Visbreaking/Thermal Cracking.</li></ul> <p>Per i suddetti camini valgono le prescrizioni di seguito riportate.</p>										applicabile il calcolo di bolla.
<p>C.7 I punti di emissione sopra elencati devono rispettare i valori limite in concentrazione e flusso di massa di bolla definiti dal Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii. Rimangono valide tutte le ulteriori prescrizioni ivi rispettate.</p>										Non più applicabile il calcolo di bolla.
<p>C.8 Il nuovo assetto emissivo autorizzato per gli impianti operanti nel ciclo Green è quello mostrato nella tabella di seguito riportata, in termini sia di concentrazione di inquinanti emessi che di flusso di massa:</p>										
Punto di emissione	Impianti afferenti	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Polveri		CO		Portata
		t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup> /h
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica (POT) ECOFINING™ e Caldaia HOT OLI H610	48	35	411,8	300	6,9	5	102,9	75	156686
E18 - 1 (a)	COGE-TG01/B01		(d)	356,7	120		(d)		(d)	339359
E18 - 2 (b)	COGE-B02	10,9	35	93,6	300	1,6	5		(d)	35630
E18 - 3 (c)	Forno F1 della sezione di produzione green jet fuel	2,1	35	18,4	300	0,3	5	4,6	75	7008
E16	HF1(ECOFINING™)	1,4	35	12	300	0,2	5	3,0	75	4556
E17	HF2(ECOFINING™), RZ1	42,1	500	42,1	500	4,2	50	6,3	75	9614
<p>(a) Classificato GIC al 15% O<sub>2</sub> (b) Classificato GIC al 3% O<sub>2</sub> (c) Convogliato a camino E18 (d) limite GIC non presente.</p> <p>Al fine di avere anche una riduzione del flusso di massa per il monossido di carbonio si ritiene che il valore limite in emissione è fissato a 75 mg/Nm<sup>3</sup>).</p>										
<p>C.9 Entro 12 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Gestore dovrà provvedere ad installare e avviare al camino E3N un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) per il monitoraggio dei parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, PTS, Ossigeno, Vapore acqueo, Temperatura e Portata. (Superata dalla prescrizione A.6)</p> <p>C.10 Entro 6 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto il Gestore dovrà provvedere ad integrare il programma LDAR con le apparecchiature e gli impianti di nuova realizzazione. Di tale aggiornamento il Gestore è tenuto a dare evidenza all'Autorità di Controllo entro i termini indicati.</p> <p>C.11 Si intendono autorizzate tutte le ulteriori emissioni (convogliate e non convogliate) elencate nel Decreto AIA citato ai punti precedenti, con le prescrizioni e limitazioni ivi indicate.</p>										



<b>ALLEGATO 1 (DM 217/2017)</b> <b>1.1 - QUADRO PRESCRITTIVO RELATIVO ALLA VIA E ALL'AIA</b>	<b>Parti non modificate dal presente PIC (ID 6/10024)</b>
<p>15 Emissioni sonore e vibrazioni</p> <p>C.12 Entro 12 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Gestore dovrà provvedere ad effettuare una nuova campagna di misura del rumore con le modalità indicate nel Piano di monitoraggio e controllo, con tutte le unità operative rientranti nel ciclo "green" in funzione a pieno regime. Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa vigente, il Gestore dovrà darne tempestivamente comunicazione all'Autorità Competente, a ISPRA, al Comune e ad ARPA, trasmettendo agli stessi un Piano di risanamento acustico ed un cronoprogramma delle misure di riduzione del rumore ambientale adeguate per il rientro nei limiti fissati.</p>	
<p>16 Rifiuti</p> <p>C.13 I rifiuti prodotti dalla Raffineria operante nel nuovo assetto "green" sono riportati nella tabella seguente. Gli altri rifiuti prodotti dalla Raffineria durante il ciclo "green" saranno, da un punto di vista qualitativo, del tutto simili a quelli prodotti durante il ciclo tradizionale.</p> <p>0</p>	
<p>C.14 Anche per i rifiuti sopra elencati il Gestore, intendendo avvalersi del deposito temporaneo, dovrà attenersi alle prescrizioni derivanti dall'art. 183, co. 1, lettera bb) del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..</p> <p>C.15 Si intendono valide anche per le nuove tipologie di rifiuti prodotti le specifiche prescrizioni riportate nel Decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii..</p>	
<p>17 Odori</p> <p>C.16 È fatto obbligo di effettuare, entro 18 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, un programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi. Dovranno essere effettuate misure in almeno 6 punti rappresentativi dello Stabilimento, di cui almeno metà dislocati nelle aree di stoccaggio e di trasferimento.</p>	
<p>C.17 Entro 6 mesi dal monitoraggio di cui al punto precedente, il Gestore dovrà inviare all'Autorità Competente una analisi tecnica recante gli esiti delle valutazioni effettuate. Qualora tale analisi tecnica evidenziasse elementi criticità riconducibili ad emissioni olfattive dello stabilimento, il Gestore dovrà predisporre un piano dei possibili interventi di mitigazione degli impatti. Olfattivi da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente stessa.</p>	
<p>1.8 Gestione serbatoi e pipe-way</p> <p>C.18 Entro 6 mesi dalla realizzazione delle opere in progetto, il Gestore dovrà integrare il Piano serbatoi e pipe-way con i serbatoi e i tratti di tubazione di nuova realizzazione ritenuti critici ai fini della sicurezza e protezione ambientale. Tale versione aggiornata dovrà essere trasmessa all'Autorità di Controllo nei tempi indicati.</p> <p>C.19 I liquidi volatili di categoria A dovranno essere stoccati in serbatoi aventi adeguate caratteristiche e dotati di tetto galleggiante e potranno essere utilizzati serbatoi a tetto fisso solo se dotati di idonei sistemi di abbattimento a carboni attivi sugli sfii di compensazione.</p> <p>Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le altre prescrizioni preesistenti ed in particolare quelle derivanti dal Decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e ss.mm.ii..</p>	
<p>Sezione D) Prescrizioni della Regione Veneto</p> <p>Dovranno essere ottemperate le prescrizioni previste nel parere espresso dalla Regione Veneto di cui alla deliberazione D.G.R. n. 2251 del 27 novembre 2014, allegata al presente decreto, se non in contrasto o non ricomprese nelle sezioni A), B) o C.</p>	
<p>Sezione E) Prescrizioni della Delibera del Consiglio dei Ministri del 24 maggio 2017</p> <p>E.1 La raffineria può operare solo alternativamente con il ciclo tradizionale o con quello alternativo "green", rispettando i limiti di emissioni già prescritti nel parere VIA che corrispondono al limite inferiore delle MTD (migliori Tecnologie Disponibili) applicabili per le NOx;</p> <p>E.2 tra i parametri/inquinanti sottoposti a controllo tra i microinquinanti organici, oltre agli IPA (Idrocarburi policiclici aromatici) devono essere inseriti anche i PCDD, i PCDF e i PCB espressi in termini di tossicità equivalente;</p> <p>E.3 si prescrive un limite delle emissioni di 0,1 ng TE/Nm<sup>3</sup> già presente nel decreto legislativo n. 46 del 2014;</p>	





ALLEGATO 1 (DM 217/2017) 1.1 - QUADRO PRESCRITTIVO RELATIVO ALLA VIA E ALL'AIA	Parti non modificate dal presente PIC (ID 6/10024)
E.4 per quanto riguarda gli IPA si prescrive un limite AIA di 0,01 mg/Nm <sup>3</sup> come somma di Benzo[a]antracene, Dibenzo[a,h]antracene, Benzo[h]fluorantene, Benzo[j]fluorantene, Benzo[k]fluorantene, Benzo[a]pirene, Dibenzo[a,e]pirene, Dibenzo[a,h]pirene, Dibenzo[a,i]pirene, Indeno[1,2,3-cd]pirene, già presente nel decreto legislativo n. 46 del 2014; E.5 per i metalli si prescrive un limite per il Hg di 0,05 mg/Nm <sup>3</sup> mentre per gli altri metalli: 0,5mg/Nm <sup>3</sup> ; E.6 il monitoraggio relativo alle emissioni di ammoniaca deve essere trimestrale; qualora dovesse riscontrarsi presenza di ammoniaca si applica il limite di 5 mg/Nm <sup>3</sup> per l'efficientamento del processo; E.7 il numero di autobotti previste per il rifornimento dell'impianto rimane invariato rispetto alla configurazione ante-operam; E.8 le campagne di monitoraggio delle emissioni odorigene devono essere distribuite nelle diverse stagioni e non concentrate nel solo periodo estivo.	

## 5 DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO GREEN

### 5.1 INQUADRAMENTO DEL CICLO PRODUTTIVO.

Presso lo stabilimento di Venezia possono operare alternativamente, non simultaneamente, due cicli produttivi diversi, quello tradizionale o quello alternativo "green" oggetto del presente riesame.

#### **L'installazione ENI Raffineria di Venezia è autorizzata AIA per i due cicli produttivi, alternativi:**

- Ciclo produttivo di raffineria tradizionale (autorizzato dal D.M. di Riesame AIA No. 284 del 15/10/2018): produzione di carburanti mediante raffinazione di petrolio greggio;
- Ciclo produttivo alternativo "green" (autorizzato con Decreto Ministeriale VIA/AIA No. 217 del 07/08/2017) di modifica della prima AIA (DM 898/2010)<sup>5</sup>, con produzione di biocarburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose, modificato con progetto "Upgrading dell'impianto di pretrattamento cariche biologiche" (modifica non sostanziale – ID 6/13059).

Per le attività di green, all'interno dello stabilimento vengono utilizzate sia unità di processo esclusive, dedicate, sia unità di processo che potrebbero essere impiegate – mai simultaneamente, però – anche nel ciclo produttivo di raffineria tradizionale (quest'ultima attività non è in esercizio dal 2014).

#### **Impianti in esercizio del ciclo produttivo tradizionale – a supporto dell'assetto green<sup>6</sup>**

- Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3;
- Unità di Isomerizzazione ISO;
- Unità di Reforming catalitico RC3 (con annesso splitter nafta PVI);
- Splitter GPL SGPL;
- Unità di rigenerazione ammine;
- Sistema di trattamento dei gas acidi;

<sup>5</sup> Allo stato il DM 898/2010 "prima AIA" a seguito di decadenza dell'AIA è stato sostituito dal DM 284/2018, rilasciato a seguito di Riesame complessivo con valenza di rinnovo.

<sup>6</sup> Molte attività elencate nel riquadro sopra cesseranno con l'avvio dell'impianto "Steam reforming", attualmente in attesa di autorizzazione (progetto presentato al MASE quale autorità competente e all'esame della Commissione VIA CTPNIEC-PNRR, codice 8543). In particolare, non saranno più necessarie le attività tipiche di raffineria tradizionale.



- Sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZl;
- Unità di Strippaggio Acque Acide SWS3.
- Servizi Ausiliari

### **Impianti di bioraffinazione (Assetto Green)**

1. Unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ (come modificato dal progetto "*Upgrading dell'impianto di pretrattamento cariche biologiche*" – modifica non sostanziale (Proc.to ID 6/13059; MiTE.Registro Ufficiale.Uscita.0160006.20-12-2022);
2. Unità di ECOFINING (HF1 e HF2);
3. Sezioni di lavaggio gas dell'unità ECOFINING;

L'assetto attuale aggiornato è completamente inquadrato nella modifica non sostanziale (prov. AIA MiTE 160006/2022; ID 6/13059).

## **5.2 DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO GREEN**

### **3) ASSETTO GREEN INIZIALE**

Con provvedimento DVA-00\_2014-0022014 del 04.07.2014 (proc. ID 6/480) di Modifica Non Sostanziale del Decreto AIA 898/2010 il gestore ha avviato l'attività di produzione di biocarburante nell'installazione Raffineria di Venezia.

Dal 2014, la Raffineria ha potuto operare in Assetto Green (detta anche di Bioraffineria), ponendo in stato di conservazione le unità afferenti al ciclo tradizionale e non operative nell'assetto "bio".

Successivamente, la Raffineria ha presentato un upgrade del progetto "Green Refinery" (ID 6/746) con l'obiettivo di massimizzare la capacità di trattamento dell'unità di ECOFINING per incrementare la produzione di biocarburanti. Il procedimento si è concluso con l'emissione del DM MATTM VIA/AIA 217/2017 (prot. DVA-2017-0018763 del 9/8/2017), che costituisce una modifica dell'attuale DM AIA 284/2018 che regola l'assetto della raffineria storica nell'assetto tradizionale.

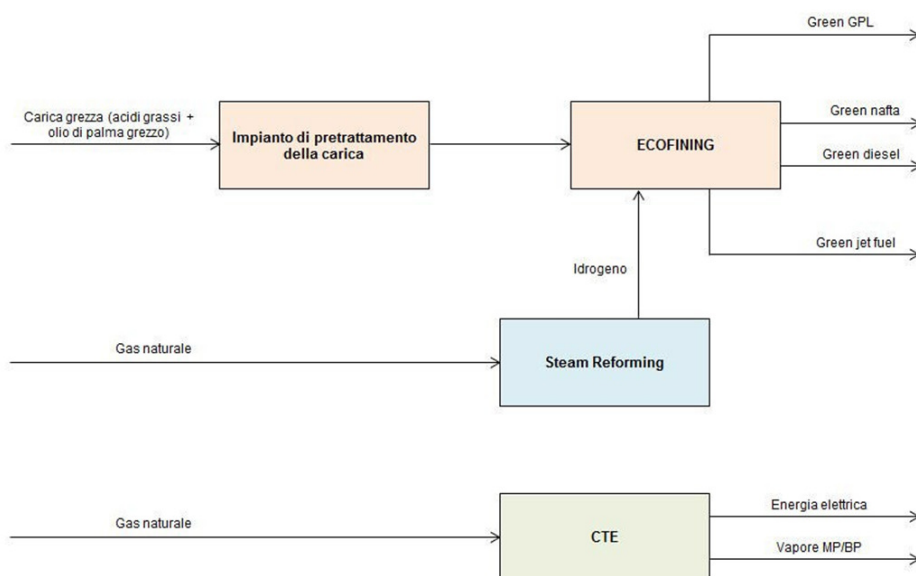
### **2) ASSETTO GREEN (DM 217/2017)**

Il DM VIA/AIA n. 217/2017 per la produzione di biocarburanti ha previsto il seguente ciclo di lavorazione delle biomasse:

- installazione di un'unità di pretrattamento delle cariche biologiche in ingresso (POT),
- upgrading dell'unità ECOFINING,
- realizzazione di un nuovo impianto Steam Reformer.

Lo schema generale del ciclo produttivo green autorizzato è rappresentato sotto.





*Schema generale dell'Assetto green finale*

### 3) Assetto Green attuale

L'Assetto Green realizzato è stato ottenuto anticipando la realizzazione della sola sezione (POT), al fine di ampliare il paniere delle cariche biologiche da trattare.

**L'attuale progetto dell'Assetto Green differisce dallo schema generale precedente rappresentato sopra per due importanti variazioni riguardanti: lo "Steam Reforming" e il pretrattamento di "Degumming" a monte della sezione POT.**

L'assetto attuale è completamente inquadrato e aggiornato dalla recente modifica non sostanziale dell'AIA (ID 6/13059), autorizzata con provvedimento MITE.Registro Ufficiale.Uscita.0160006.20-12-2022, rappresentato nello schema a blocchi generale che segue.

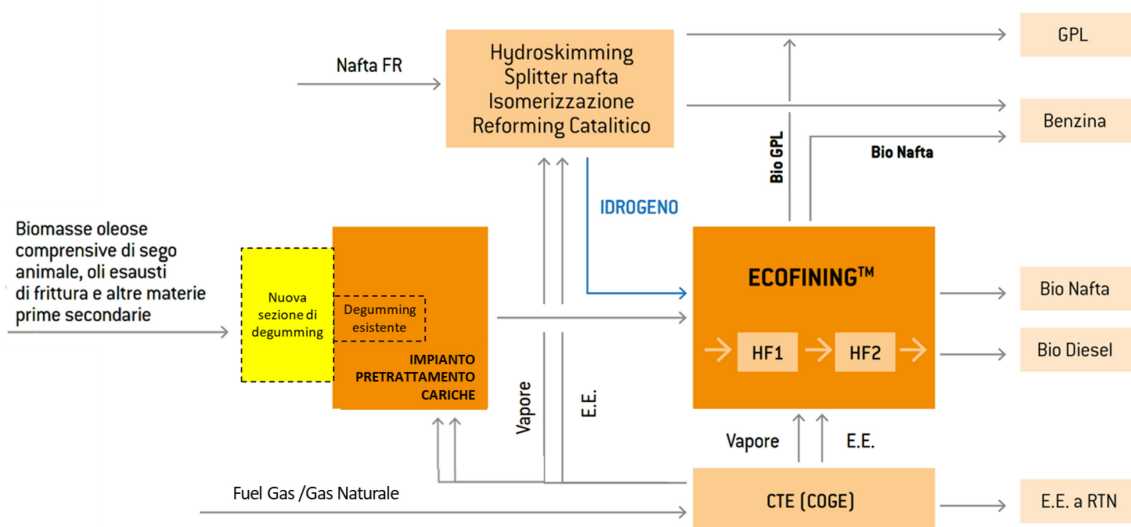
#### **Il presente PIC non modifica tale assetto.**

Lo schema a blocchi dell'Assetto Green attuale differisce dallo schema a blocchi generale dell'Assetto green finale (DM VIA/AIA n. 217/2017), in quanto:

- 1. comprende la "nuova sezione degumming"** a monte dell'ECOFINING. Essa consiste sostanzialmente nell'upgrading dell'impianto di pretrattamento delle cariche biologiche (POT), già autorizzato e in esercizio; la sezione di degumming, autorizzata con provvedimento MITE.R.U.Uscita.0160006.20-12-2022 di Modifica non sostanziale (proc. ID 6/13059), è in fase di realizzazione;
- 2. non comprende lo "steam reforming"**. Detto impianto non è ancora stato realizzato, né autorizzato; per la sua realizzazione, il Gestore ha presentato nel 2022 istanza di VIA (proc. PNIEC-PNRR) presso il Ministero dell'Ambiente.

Lo steam reforming ha lo scopo di produrre idrogeno,  $H_2$ , necessario per il processo di ECOFINING dell'assetto green e di altri eventuali utilizzi.

Attualmente l' $H_2$  è prodotto dall'impianto di reforming catalitico di frazioni di nafta, della raffineria tradizionale.



Schema a blocchi del ciclo di lavorazione di Bioraffineria e ampliamento dell'unità di pretrattamento

Il presente PIC non modifica tale assetto.

Lo schema a blocchi dell'Assetto Green attuale sopra differisce dallo schema generale dell'Assetto green finale (DM VIA/AIA n. 217/2017), in quanto:

3. **comprende la "nuova sezione degumming"** a monte dell'ECOFINING. Essa consiste sostanzialmente nell'upgrading dell'impianto di pretrattamento delle cariche biologiche (POT), già autorizzato e in esercizio; la sezione di degumming, autorizzata con provvedimento MITE.R U.Uscita.0160006.20-12-2022 di Modifica non sostanziale (proc. ID 6/13059), è in fase di realizzazione;
4. **non comprende lo "steam reforming"**. Detto impianto non è ancora stato realizzato, né autorizzato; per la sua realizzazione, il Gestore ha presentato nel 2022 istanza di VIA (proc. PNIEC-PNRR) presso il Ministero dell'Ambiente.  
Lo steam reforming ha lo scopo di produrre idrogeno,  $H_2$ , necessario per il processo di ECOFINING. Attualmente l' $H_2$  è prodotto dall'impianto di reforming catalitico di frazioni di nafta, della raffineria tradizionale.

### 5.3 DESCRIZIONE DELL'ASSETTO GREEN DELL'INSTALLAZIONE

Per quanto attiene alla descrizione dell'assetto attuale dell'installazione si deve fare riferimento a quanto comunicato con la nota prot. DIR 048/DRS.cz del 24 giugno 2022 (ID 6/13059).

In particolare, il gestore precisa che:

- Par. 1 - unità di pretrattamento della carica Ecofining: fa riferimento alla descrizione dell'impianto riportata in Allegato C6 - Nuova Relazione Tecnica dei processi produttivi (ALLEGATO 4) del procedimento ID 6/13059, che recepisce le modifiche di upgrading già autorizzate.
- Par. 2 - unità di Steam Reforming: non realizzata. Il vettore Idrogeno è ancora prodotto dall'unità di reforming catalitico RC3. Lo steam reforming è oggetto attualmente di procedimento di VIA presso il Ministero Ambiente (MASE) (istanza presentata nel 2022).
- Par. 3 - unità di Ecofining™: la capacità viene mantenuta a 400.000 ton/anno; la sezione Green Jet fuel non è stata realizzata.



## 1. Descrizione del ciclo di lavorazione della Bioraffineria

(da: Allegato C6 - Nuova Relazione Tecnica dei processi produttivi del procedimento ID 6/13059)

Il ciclo produttivo alternativo di Bioraffineria prevede l'utilizzo di una parte degli impianti del ciclo produttivo tradizionale e la produzione di biocarburanti innovativi di elevata qualità (HVO diesel, HVO GPL e HVO nafta) a partire da biomasse di origine vegetale di prima generazione (quale olio di palma grezzo), ma anche altre biomasse oleose di seconda generazione quali i grassi animali (sego animale) derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura.

**Le unità di processo operative nel ciclo produttivo Green Refinery sono le seguenti.**

Impianti in esercizio del ciclo produttivo tradizionale:

- Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3;
- Unità di Isomerizzazione ISO;
- Unità di Reforming Catalitico RC3 (con annesso splitter nafta PV1);
- Splitter GPL SGPL;
- Unità di rigenerazione ammine;
- Sistema di trattamento dei gas acidi;
- Sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1;
- Unità di Strippaggio Acque Acide SWS3;
- Servizi Ausiliari.

Impianti di bioraffinazione:

- Unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING<sup>TM</sup>;
- Unità ECOFINING<sup>TM</sup> (unità di Desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2);
- Sezioni di Lavaggio gas dell'Unità ECOFINING<sup>TM</sup>.

### IMPIANTI DEL DELL'ASSETTO TRADIZIONALE OPERATIVI NELL'ASSETTO GREEN REFINERY

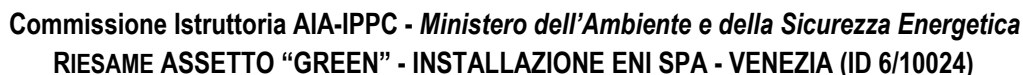
Negli impianti tradizionali della raffineria, una corrente di nafta full-range viene alimentata all'impianto Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria DP3, al fine di separare la nafta leggera, destinata all'impianto di Isomerizzazione, dalla nafta pesante, alimentata all'impianto di Reforming Catalitico RC3. La benzina in uscita dall'unità di Isomerizzazione viene inviata a stoccaggio. La nafta pesante viene inviata all'unità di Reforming Catalitico RC3 al fine di migliorarne le caratteristiche ottaniche. Tale unità produce anche, quale sottoprodotto del processo di reforming, l'idrogeno necessario all'impianto ECOFINING<sup>TM</sup>.

La benzina riformata, in uscita dal Reforming Catalitico RC3, viene alimentata allo Splitter Nafta PV1, allo scopo di migliorare il numero di ottano della stessa, recuperata dal fondo della colonna, eliminando in testa i componenti più leggeri ed inviandoli in carica all'impianto isomerizzazione.

Deidrosolforazione degli stream gassosi.

Gli stream gassosi prodotti dagli impianti operanti nell'assetto Green Refinery vengono depurati dell'H<sub>2</sub>S presente nelle sezioni di lavaggio gas. Lo schema di flusso delle sezioni di lavaggio gas è rappresentato nell'Allegato II del documento Osservazioni al PIC oggetto del CDS, trasmesso dal gestore.

In particolare, l'impianto HF1 dell'Unità ECOFINING<sup>TM</sup> lava il proprio gas nelle colonne C102 e C103, mentre all'impianto HF2 dell'Unità ECOFINING<sup>TM</sup> viene lavato tutto il restante gas prodotto dagli impianti del ciclo produttivo tradizionale e dei servizi ausiliari.

[illegible]

**CLAUS.** Tale sistema è stato concepito per recuperare l'H<sub>2</sub>S contenuto nei gas acidi, derivante da un lato dal contenuto di zolfo della Virgin Nafta in ingresso, dall'altro dall'additivazione in continuo dell'agente sulfidante (DMDS) necessario a mantenere attivo il catalizzatore della sezione di deossigenazione dell'unità ECOFINING<sup>TM</sup> (ex HF1).

**SULFUREX.** Nell’assetto Green Refinery per l’abbattimento dell’H<sub>2</sub>S è stato installato, per il trattamento dei gas di coda provenienti dall’impianto di rigenerazione ammina (unità 22), il sistema di trattamento denominato “Sulfurex”, costituito da uno scrubber a due stadi che effettuano la rimozione del H<sub>2</sub>S dagli stream gassosi prodotti dal ciclo Green mediante lavaggio con soluzione caustica della corrente in ingresso.

Le acque di lavaggio del gas acido spurgate dagli scrubber, previo strippaggio dei gas acidi SWS3, vengono convogliate all'impianto trattamento di acque reflue TE (di disoleazione) prima del conferimento all'impianto consortile (Progetto Integrato Fusina - SIFA).

I flussi gassosi prodotti nel processo di strippaggio<sup>7</sup>, previa combustione, sono convogliati al camino E17.

<sup>7</sup> Questa tecnica, che prevede lo strippaggio di H<sub>2</sub>S dalle acque sulfuree ottenute dall'abbattimento, comporta la produzione di un elevato flusso di H<sub>2</sub>S, che aggrava il flusso di massa di SO<sub>2</sub> emesso dal camino E17.



## IMPIANTI DI BIORAFFINAZIONE

Negli impianti di bioraffinazione la biomassa grezza importata in Raffineria viene trattata dall'unità di pretrattamento della carica al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti nella stessa e renderla compatibile con il processo di ECOFINING.

La corrente in uscita dall'impianto di pretrattamento, costituita da biomasse oleose raffinate, unitamente all'idrogeno prodotto dall'unità di Reforming Catalitico RC3, viene alimentata all'impianto ECOFINING, per la produzione di biocarburanti, inviati poi a stoccaggio finale.

Nella seguente tabella viene riportata una breve descrizione delle unità di processo attive durante il ciclo in esercizio attualmente di Bioraffineria.

Tabella 1 Impianti di processo attivi durante il ciclo di Bioraffineria "assetto attuale"

IMPIANTI DI RAFFINAZIONE "TRADIZIONALI"	DESCRIZIONE
Splitter VN dell'unità di Distillazione Primaria 3 - DP3	Separazione della nafta leggera, destinata all'impianto di Isomerizzazione, dalla nafta pesante, destinata all'impianto di Reforming Catalitico.
Isomerizzazione - ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della nafta leggera separata dallo Splitter VN.
Reforming Catalitico 3 - RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della nafta pesante separata dallo Splitter VN e di produrre l'idrogeno necessario agli impianti della Raffineria.
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche.
Splitter GPL - SGPL	Separazione del Propano C3 dal Butano C4.
Rigenerazione Ammine	Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas provenienti dalle unità di Reforming Catalitico, Isomerizzazione e sezione di deossigenazione dell'ECOFINING™, mediante la separazione dell'H <sub>2</sub> S.
Sistema di trattamento dei gas acidi	Trattamento degli stream gassosi contenuti H <sub>2</sub> S al fine della rimozione/separazione dello stesso.
Sezione terminale dell'unità di Recupero Zolfo RZ1	Unità in cui l'H <sub>2</sub> S, ancora presente nella corrente gassosa trattata dal sistema di recupero H <sub>2</sub> S, viene convertito in SO <sub>2</sub> .
Strippaggio Acque Acide - SWS3	Unità in cui le acque acide dell'impianto Sulfurex sono pretrattate per la rimozione di H <sub>2</sub> S, NH <sub>3</sub> e idrocarburi.
Trattamento Effluenti (TE)	Unità di disoleazione delle acque di impianto, a valle della quale le acque reflue sono inviate all'impianto consortile SIFA.
IMPIANTI DI BIORAFFINAZIONE	DESCRIZIONE
Unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING – Sezioni W500, T5/600 PS, 800 PS, 800 IC, 5600RC e 9200, pretrattamento acque reflue	Dall'unità di pretrattamento della carica si ottiene una corrente di biomassa oleosa raffinata, inviata a stoccaggio e quindi in alimentazione all'unità ECOFINING.
Impianto ECOFINING – Sezioni HF1 e HF2	Processo che consente la produzione di biocarburanti di elevata qualità a partire da biomasse oleose.

Si riporta di seguito dapprima la descrizione del funzionamento dell'attuale unità di pretrattamento della carica biologica (POT) e quindi la descrizione dettagliata della nuova sezione, oggetto dell'ampliamento delle materie prime da ultimo autorizzato (ID 6/13059).



## 1.1 Unità di Pretrattamento Esistente delle Cariche Biologiche (POT)

L'attuale unità di pretrattamento POT è composta dalle seguenti sezioni:

- **Sezione W500 - Degommazione acida con fase di lavaggio** dove vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme) contenuti nella carica biologica in alimentazione (capacità attuale pari a 7,5 t/h);
- **Sezione T5/600 PS - Pretrattamento a secco con decolorazione**, preposta all'eliminazione di altre sostanze indesiderate presenti nella carica, quali i metalli, attraverso un processo di adsorbimento con terre decoloranti (capacità fino a 70 t/h);
- **Sezione 800PS - Deodorazione/neutralizzazione**, dove vengono rimosse tutte le sostanze volatili ed una parte degli acidi grassi presenti nella carica;
- **Sezione 800IC - Sistema di generazione vuoto**, in cui avviene la condensazione delle sostanze più leggere separate nella sezione precedente;
- **Sezione 5600RC - Sistema di raffreddamento**;
- **Sezione di pretrattamento delle acque reflue**, in cui avviene il pretrattamento dei reflui prodotti dall'unità.

### SEZIONE W500 - DEGOMMAZIONE ACIDA CON FASE DI LAVAGGIO

Il processo di degommazione del sego animale (di seguito grasso animale) ha lo scopo di rimuovere, mediante idratazione, i fosfatidi (detti anche gomme) che potrebbero provocare la formazione di schiume nell'olio, con possibile interferenza nelle fasi successive della lavorazione.

I grassi animali, stoccati nei serbatoi TK6GA e TK7, di capacità pari a 500 m<sup>3</sup> ciascuno, vengono, dopo essere stati trattati da un sistema di filtraggio, riscaldati negli scambiatori W521A e W521B. La corrente di grassi viene quindi miscelata con una soluzione di acido citrico. La miscela grassi/soluzione acida viene quindi alimentata al reattore W503AC, dove le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

La corrente in uscita dal reattore viene quindi miscelata con una soluzione di soda caustica, precedentemente stoccata nel nuovo serbatoio TK13, al fine di agglomerare le gomme idratibili, prima di essere alimentata al separatore centrifugo W518NA, nel quale avviene la separazione delle gomme dalla corrente trattata, che viene quindi inviata alla successiva sezione di lavaggio.

Le gomme separate vengono inviate a stoccaggio nel nuovo serbatoio TK09, avente una capacità di stoccaggio pari a 100 m<sup>3</sup>, e quindi inviate a smaltimento.

Al fine di ridurre ulteriormente il contenuto di gomme, la corrente precedentemente trattata, dopo essere stata miscelata con una corrente di acqua calda, viene alimentata al reattore W503W1 e successivamente al separatore centrifugo W518W1, in cui avviene la separazione della corrente di grassi, lavata dalle gomme residue, dalla corrente acquosa. La corrente di grassi animali prodotta dal trattamento di degommazione viene quindi inviata nell'unità di essiccazione sotto vuoto W506, al fine di ridurre l'umidità residua, e successivamente alla sezione di decolorazione.

### SEZIONE T5/600 PS - PRETRATTAMENTO A SECCO CON DECOLORAZIONE

Il processo di pretrattamento a secco della carica grezza, costituita da olio di palma grezzo, grassi animali degommati e olio esterificato prodotto nelle sezioni 178 e 4010, ha l'obiettivo di alterare le gomme eventualmente presenti in essa in modo da poterle eliminare durante il successivo processo di decolorazione.

La carica in ingresso, previo riscaldamento negli scambiatori T521A e T521B, viene miscelata con una soluzione di acido citrico e quindi alimentata nel reattore T503, dove le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.

Alla miscela carica grezza/soluzione acida presente nel reattore T503 viene aggiunta terra decolorante, stoccata in due silos 610A di capacità pari a 125 m<sup>3</sup> ciascuno, al fine di rimuovere i pigmenti, le tracce di gomme, i prodotti dell'ossidazione, i composti policiclici e altre sostanze indesiderate presenti in essa.

Dopo la miscelazione con la terra decolorante, la carica viene alimentata nella colonna di decolorazione 622, in cui vengono rimossi i composti indesiderati. Il processo di decolorazione è condotto sotto vuoto al fine di evitare l'ossidazione della carica a causa dell'attività catalitica della terra decolorante.

La miscela carica decolorata/terra decolorante è infine inviata ad un sistema di filtrazione. L'olio presente nelle terre trattenute dal sistema di filtrazione viene recuperato mediante insufflaggio di vapore e riciclato nella sezione. La torta di terre viene quindi inviata a smaltimento.



### **SEZIONE 800PS - DEODORAZIONE/NEUTRALIZZAZIONE**

Il processo di deodorazione/neutralizzazione ha l'obiettivo di rimuovere tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica in uscita dalla precedente sezione.

La carica decolorata, prima di essere alimentata alla colonna di flash 802P nella quale evaporano gli acidi grassi presenti nell'olio, viene riscaldata dagli scambiatori 881A, 880A e 821A.

Quest'ultimo scambiatore è alimentato con vapore a alta pressione prodotto dalla nuova caldaia 890HP (caldaia B201 per il riscaldamento della carica - unità POT, camino E3N).

Successivamente la carica è alimentata nella colonna di stripping sotto vuoto 882QP, nella quale vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le ulteriori tracce di acidi grassi presenti.

La carica in uscita dal fondo dello stripper 822QP viene, previo raffreddamento e filtraggio, inviata a stoccaggio.

Gli acidi grassi separati dalla carica nello stripper 822QP vengono condensati e successivamente ricircolati nel sovrastante scrubber 823P. Gli acidi grassi in eccesso vengono inviati nel nuovo serbatoio di stoccaggio TK4, avente una capacità di stoccaggio pari a 30 m<sup>3</sup>, e da qui inviati nella successiva sezione di esterificazione.

Il vuoto nella colonna 882QP viene generato da un sistema di condensazione a secco 800 IC (ice condensing system).

### **SEZIONE 800IC - GENERAZIONE VUOTO**

Il sistema di generazione del vuoto mediante condensazione a secco consiste nel congelamento del vapore di strippaggio, contenente le sostanze volatili separate dall'olio. In tal modo nella colonna di strippaggio viene prodotto un vuoto di circa 2 mbar. Il congelamento del vapore di strippaggio avviene mediante passaggio dello stesso nei sublimatori 819IC1/2. I gas incondensabili (saturati con vapore) in uscita dai sublimatori vengono evacuati mediante gli eiettori a vapore Sezioni 178 e 4010.

### **Sezioni 5600RC e 9200 - CIRCUITI CHIUSI DI RAFFREDDAMENTO**

L'acqua di raffreddamento risulta necessaria in diverse parti dell'unità di pretrattamento.

Sono pertanto previsti due circuiti chiusi di raffreddamento con acqua dolce, che viene raffreddata, mediante passaggio in scambiatori, da acqua mare, già attualmente utilizzata a tale scopo dalla Raffineria.

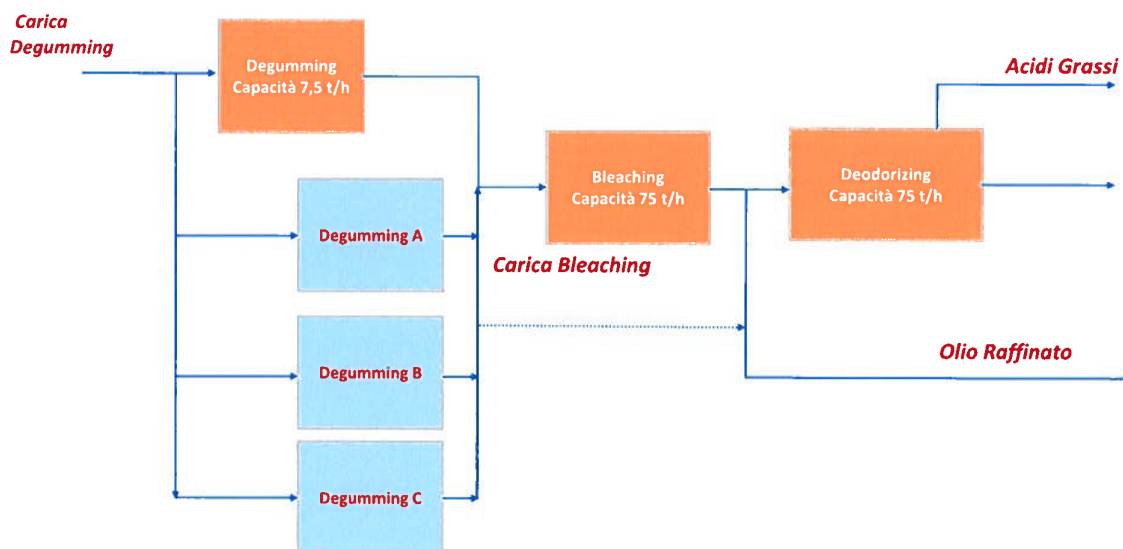
Il primo circuito (sezione 5600RC) è asservito alle sezioni W500 (Sezione di degommazione acida con fase di lavaggio), T5/600 PS (Sezione di pretrattamento a secco con decolorazione) e 800PS (Sezione di deodorazione/neutralizzazione).

Il secondo circuito (sezione 9200) è invece asservito alle sezioni 178 e 4010 (Sezione di esterificazione degli acidi grassi).

### **1.2 NUOVA SEZIONE DI PRETRATTAMENTO (POT)**

L'assetto attuale autorizzato (ID 6/13059) prevede una nuova specifica sezione di pretrattamento che implementa la sezione POT. Essa ha lo scopo di incrementare la capacità di degommazione di 84 t/h, tramite 3 nuove linee (A, B, C) parallele di degommazione di potenzialità pari a 28 t/h ciascuna, quale ampliamento della unità di degumming già esistente (capacità attuale di trattamento di 7,5 t/h di biomasse):





Schema inserimento delle 3 linee di Degumming nell'impianto di pretrattamento di biomasse Bioraffineria di Venezia

La nuova unità è costituita dalle seguenti sezioni:

- **Sezione W501 - Degommazione acida con fase di desludging, lavaggio, ed essiccamento.** In tale sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme), sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme), che potrebbero provocare sporcamenti dannosi per le successive fasi di lavorazione;
- **Sezioni PK-301 – Generazione Vuoto;**
- **Sezione 5301 - Utilities;** Tratta la gestione dei drenaggi delle apparecchiature e dei bacini di contenimento, Pulizia delle apparecchiature e linee (CIP system), trattamento odori e recupero condense.
- **Sezione 5401 –Tank Farm** (Stoccaggio residui di lavorazione e reagenti chimici). In tale sezione vengono gestiti gli stoccaggi dei residui prodotti dalle operazioni di degommazione e i reagenti chimici necessari (NaOH e Acido Orto-Fosforico/Citrico);
- **Sezione di pretrattamento delle acque reflue.** Tale sezione tratta tutti i reflui prodotti dalla nuova unità di pretrattamento.

Con tale modifica il Gestore intende:

- estendere le cariche biologiche a quelle incentivate dalle norme europee e nazionali, permettendo di diversificare le tipologie di biomasse da processare contemporaneamente in Raffineria per la produzione di biocarburanti;
- rendere maggiormente flessibile ed efficiente la sezione di pretrattamento e, conseguentemente, l'intero ciclo di Bioraffineria. La presenza di ulteriori tre nuove linee in parallelo, aggiuntive alla linea esistente, consentirà infatti di minimizzare le fermate di impianto per effettuare le attività di pulizia delle apparecchiature che si rendono necessarie in occasione dei cambi di tipologia di biomassa grezza in ingresso alle singole linee di degumming;
- mantenere invariata la capacità di trattamento dell'unità ECOFINING, pari a 400.000 t/anno;
- consentire una drastica riduzione dell'uso dell'olio di palma come materia prima, con l'obiettivo di traghettare la sua completa eliminazione, come previsto dalle strategie aziendali ed in accordo a quanto previsto dalla Direttiva UE n. 2018 del 2018 "sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" e dalle disposizioni attuative implementate a livello nazionale (i.e. D.Lgs. 199/2021) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Direttiva "RED II"), incrementando la produzione di biocarburanti "avanzati", biomasse a basso rischio ILUC (Indirect Land Use Change) e biomasse di cui all'allegato IX parte B (oli vegetali esausti e grassi animali), in accordo con la PNIEC 2030.  
La capacità minima di alimentazione per ciascuna linea sarà del 50 % della portata di progetto, cioè 336 t/giorno (14 t/h) per ciascuna linea.





Con l'upgrade, la Raffineria intende incrementare la capacità di degommazione per poter includere maggiori quantità di materie biologiche provenienti dalle filiere degli scarti e residui nelle lavorazioni dell'ECOFINING™.

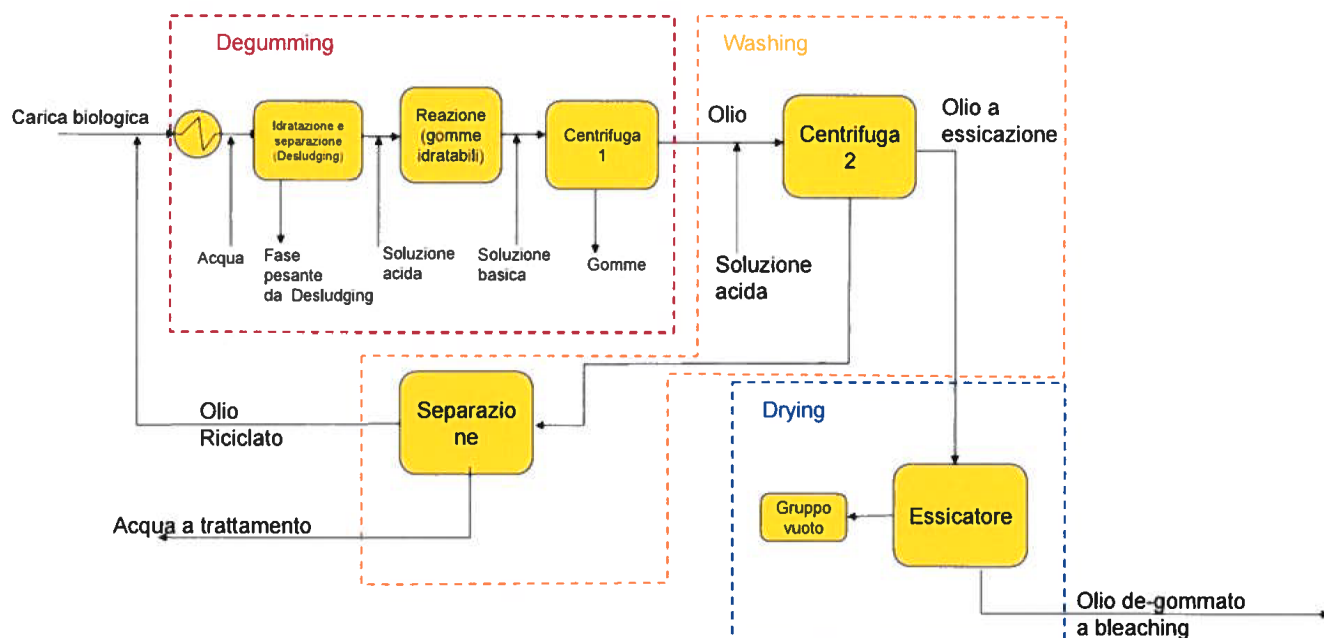
**Nei paragrafi che seguono sono descritti tali nuovi impianti - già autorizzati (ID 6/13059) - che il Gestore intende realizzare.**

Ciascuna linea è costituita dalle seguenti sezioni (lo schema, che segue, di una linea di Degumming inquadra le varie attività previste):

- **Sezione W501 - Degommazione acida con fasi di desludging, lavaggio ed essiccamento.**

In tale sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme), sezione vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme), che potrebbero provocare sporcamenti dannosi per le successive fasi di lavorazione.

La sezione di Degommazione è composta da tre linee in parallelo in grado di trattare le cariche biologiche in ingresso. Essendo progettate per processare tali cariche in combinazione e/o in maniera alternativa – e quindi implementate su schemi di processo simili – si descrive la linea n. 1 a titolo esemplificativo.



*Schema di una linea di Degumming*

Le biomasse, ricevute in raffineria mediante autobotti o nave vengono stoccate nel parco serbatoi esistente. Da lì sono trasferite, mediante un sistema di pompaggio, al vessel intermedio S-101, dopo essere state trattate dai filtri FT-101A/B/C e 102A/B/C per eliminare eventuali impurità.

Le biomasse vengono inizialmente riscaldate fino a circa 75°C nello scambiatore E-101, a spese della corrente calda in uscita dall'essiccatore V-102, ed ulteriormente riscaldate fino a circa 95°C nello scambiatore E-102A/V, mediante l'utilizzo di vapore a media pressione.

Nella sezione di DESLUDGING, la carica viene miscelata con acqua nel Mixer MX-101, ed inviata al reattore R-105 che ha lo scopo di favorire il trasferimento degli inquinanti idrosolubili in fase acquosa. La miscela viene quindi separata per centrifugazione dalla centrifuga S-104.

Nella sezione di DEGOMMAGGIO, la corrente di biomassa viene quindi miscelata nel mixer P-104 con una soluzione di acido fosforico e/o citrico diluita. L'acido, ricevuto in raffineria mediante autobotti, è stoccato nel nuovo serbatoio dedicato, e da qui viene trasferito, mediante le pompe P-503A/B, nel vessel intermedio S-002; le pompe P-002A/B rilanciano l'acido che viene diluito in linea con acqua nel pre-miscelatore J-101 ed inviato nel mixer P-104 prima di essere miscelato con la corrente della biomassa.

La miscela biomassa/soluzione acida viene quindi alimentata ai reattori R-101 e R-102, dove, dopo un sufficiente tempo di permanenza, le gomme non idratibili vengono trasformate in idratibili.



La corrente in uscita dal reattore viene quindi miscelata con una soluzione di soda caustica nel mixer P-105 ed inviata al reattore R-103 nel quale le gomme idratibili vengono agglomerate per favorire la successiva separazione.

La soda caustica, approvvigionata mediante autobotti, è stoccata nel nuovo serbatoio dedicato e da qui viene trasferita, mediante le pompe P-505A/B, nel vessel intermedio S-003; le pompe

P-003A/B rilanciano la soda caustica che viene diluita in linea con acqua nel pre-miscelatore J-102 ed inviata nel mixer P-105.

Il dosaggio della soda può essere regolato sia al fine di agglomerare le gomme rese idratibili, sia allo scopo di neutralizzare parzialmente o totalmente gli acidi-grassi.

Lo stream in uscita dal reattore R-103 viene alimentato al separatore centrifugo MS-101, nel quale avviene la separazione delle gomme e degli eventuali saponi dalla corrente trattata, che viene quindi inviata alla successiva sezione di lavaggio.

Le gomme separate vengono raccolte nel vessel intermedio S-001, dal quale sono inviate, mediante la pompa P-001A/B a stoccaggio nel nuovo serbatoio dedicato, e quindi inviate a smaltimento.

La corrente di biomassa oleosa degommata viene sottoposta ad una fase di LAVAGGIO per ridurre ulteriormente il contenuto di fosforo. A tal scopo la biomassa passa attraverso un miscelatore dinamico, P-106, dove vengono dosati acqua e acido. L'acido è inviato dalle pompe P-002A/B. Dopo un tempo di reazione nel reattore R-104, l'olio viene inviato al separatore centrifugo MS-102.

L'acqua separata delle centrifughe viene raccolta in un decanter statico, S-004. La biomassa oleosa recuperata viene riciclata con le pompe P-004A/B verso il serbatoio di carica S-101.

La fase acquosa separata in S-004 viene inviata mediante le pompe P-009A/B al serbatoio S-007 per reintegrare il circuito di acqua di diluizione la cui circolazione è garantita dalle P-007A/B.

La biomassa degommata viene inviata ad ESSICCAMENTO sottovuoto per ridurre/controllare l'umidità residua: la corrente di biomassa oleosa prodotta dal trattamento di degommazione viene prima riscaldata nello scambiatore E-103, per mezzo di vapore a media pressione, quindi passa nell'unità di essiccazione sottovuoto S-102, al fine di ridurre l'umidità residua. Il vuoto viene ottenuto grazie al sistema di generazione denominato PK-301, comune per le tre linee.

La corrente così trattata viene prima raffreddata nello scambiatore E-101 a spese della carica impianto, e successivamente trasferita nel vessel intermedio S-103 dalla pompa P-102 e, tramite le pompe P-103A/B, inviata alla sezione di Stoccaggio delle materie di alimentazione all'impianto di ECOFINING oppure, se richiesto, alla sezione di pretrattamento con terre decoloranti (Bleaching).

- **Sezioni PK-301 – Generazione Vuoto**

L'unità di produzione di vuoto PK-301 è costituita da due gruppi vuoto identici, di cui uno in standby. Data l'uguaglianza tra i due gruppi, si riporta la descrizione di un solo gruppo a titolo esemplificativo.

La testa dell'essiccatore S-102 è inviata ad una coppia di condensatori E-918 ed E-915 asserviti dagli eiettori a vapore per il vuoto J-917A/B. Gli scarichi degli eiettori sono convogliati nel condensatore E-916, che è posto a vuoto tramite le pompe ad anello liquido P917A/B con riciclo totale del liquido di servizio. I condensatori scaricano in una guardia idraulica S-903.

- **Sezione 5401 –Tank Farm** (Stoccaggio residui di lavorazione e reagenti chimici)

In tale sezione vengono gestiti gli stoccaggi dei residui prodotti dalle operazioni di degommazione e i reagenti chimici necessari (NaOH e Acido Orto-Fosforico/Citrico).

Ricomprende i serbatoi:

- S-920, per lo stoccaggio dell'acido fosforico (Volume: 72 m<sup>3</sup>);
- S-921, per lo stoccaggio dell'acido citrico (Volume: 238 m<sup>3</sup>);
- S-922, per lo stoccaggio della soda caustica (Volume: 238 m<sup>3</sup>);
- TF-401 e TF-601, per lo stoccaggio delle cariche biologiche grezze.

- **Sezione 5301 – Utilities.** Riguarda la gestione dei drenaggi delle apparecchiature e dei bacini di contenimento, pulizia delle apparecchiature e linee (CIP system), trattamento odori e recupero condense.

La sezione comprende le seguenti unità:



Sistema di raffreddamento ad acqua in circuito chiuso – l'acqua di raffreddamento è necessaria in varie parti del processo di pretrattamento (gruppo vuoto, scambiatori di calore, ecc.).

Il sistema è composto da due scambiatori di calore E-601 A/B (uno in uso e l'altro in standby), dove l'acqua del circuito chiuso viene raffreddata con acqua di mare. Il sistema presenta inoltre due pompe di circolazione P-602A/B che prelevano l'acqua dal serbatoio che funge da vaso di espansione S-602.

Il Sistema è provvisto di Sistema di pulizia CIP (Cleaning In Place), che provvede di volta in volta alla pulizia degli scambiatori di calore; il sistema CIP è composto da un serbatoio S-601 e di una pompa di additivazione P-601.

Sistema di distribuzione vapore – Il vapore utilizzato è surriscaldato a media pressione e viene utilizzato come sorgente di calore, fluido motore per gli eiettori del gruppo vuoto o eventualmente anche come mezzo di soffiaggio e flussaggio linee ed apparecchiature. Le relative condense non contaminate vengono raccolte nel flash tank e rilanciate all'impianto recupero condense della raffineria.

Odor Scrubber – Tutte le possibili fonti di emissione di odore sono collegate ad un collettore comune. Un ventilatore K-402 aspira tutte le possibili emissioni odorigene. L'aria carica di odori passa attraverso lo scrubber V-403 dotato di corpi di riempimento che vengono irrorati da una soluzione alcalina di soda caustica diluita tramite la pompa di ricircolo P-403A/B. L'aria espulsa viene ripulita da eventuali molecole maleodoranti.

Fognatura e raccolta effluenti – I punti di scarico di acque oleose e di processo, sono collegati ad uno scarico chiuso (closed drain). Questo scarico fluisce per gravità ad un serbatoio di accumulo d'acqua, dove l'acqua viene trasferita dalle pompe verticali P-402A/B al serbatoio acque reflue S-506 in tank farm.

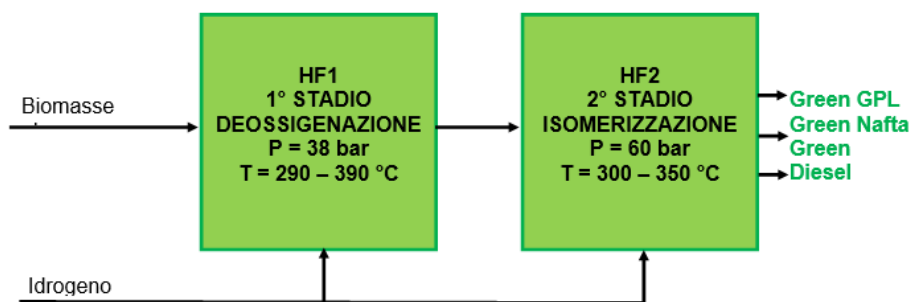
Lo scarico è interamente chiuso e tracciato per mantenere la temperatura di parete sufficientemente alta per evitare accumulo di grasso all'interno.

Tracciatura – Tutte le linee con biomassa oleosa sono tracciate con tracciatura elettrica per evitare la solidificazione del prodotto nella linea in caso di arresto dell'impianto.

Una rete di vapore è usata per la tracciatura del circuito chiuso, così come il riscaldamento della camera di tenuta delle pompe a servizio di biomassa oleosa.

## ECOFINING™

La miscela di biomasse vegetali pretrattate al fine di ridurre il contenuto di contaminanti presenti viene quindi alimentata all'ECOFINING unitamente all'idrogeno, per la produzione di biocarburanti, inviati poi a stoccaggio finale.



*Schema a blocchi semplificato dell'Assetto green*

**L'ECOFINING consta di due stadi di reazione, in serie, ad alta temperatura e pressione:**

- **HF1 - 1° Stadio (deossigenazione):** in presenza di H<sub>2</sub> e di specifici catalizzatori, a circa 300 °C, viene effettuata la de-ossigenazione e la saturazione dei doppi legami dei trigliceridi costituenti la biomassa oleosa. La rottura dei legami dei trigliceridi porta alla formazione di una miscela di catene paraffiniche lineari, propano, acqua e CO<sub>2</sub>. Tale miscela di catene paraffiniche lineari, completamente de-ossigenate, è caratterizzata da un elevato numero di cetano ma scarse proprietà a freddo.



- **HF2 - 2° Stadio (isomerizzazione):** le catene paraffiniche lineari, prodotte nello stadio di deossigenazione, vengono ramificate migliorando significativamente le proprietà a freddo del green diesel prodotto.

#### STADIO DI DEOSSIGENAZIONE (HF1):

- Sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2). La carica dell'impianto, costituita da biomasse oleose, viene inizialmente filtrata nel nuovo filtro 21-FT-201 e, a valle delle pompe di carica (MPE-101 A/B), viene ripartita, tramite sistema di controllo dedicato, nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente. In seguito alla filtrazione, a tale corrente viene aggiunto un agente sulfidante (Dimetil-Disolfuro - DMDS) necessario a mantenere l'attività del catalizzatore dell'ECOFINING.

La carica al ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-101 pervenendo quindi al reattore R-151 e R-101N posti in serie. Tali reattori vengono opportunamente adeguati modificandone gli interni.

L'effluente dal secondo reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione, in cui vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO<sub>2</sub> e l'H<sub>2</sub>S presenti; il liquido separato dal ricevitore viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (V-125).

La carica del ramo 2 viene anch'essa unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-102 pervenendo quindi al reattore R-102, per il quale vengono previsti nuovi interni.

L'effluente reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione, nel quale vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggi amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO<sub>2</sub> e l'H<sub>2</sub>S presenti mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione (V-125), comune ai due rami.

Il gas dal separatore di bassa pressione (V-125) viene inviato alla colonna di lavaggio amminico mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di strippaggio gasolio C-101.

- **Sezione di strippaggio gasolio**, comprendente la colonna di strippaggio C-101. Il prodotto di fondo dalla colonna di strippaggio C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna (green GPL, ricco in propano) viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C-103; a valle di questa sarà compresso e inviato nell'unità splitter GPL esistente.
- **Sezione di essiccamento gasolio**, costituita dalla colonna di essiccamento gasolio. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da una frazione idrocarburica paraffinica, viene in parte riciclata a monte della sezione di deossigenazione ed in parte inviata alla successiva sezione di isomerizzazione, previo passaggio in due serbatoi polmone.

#### STADIO DI ISOMERIZZAZIONE (HF2)

Il pre-esistente impianto di desolforazione HF2 costituisce la sezione di isomerizzazione dell'unità ECOFINING™ che processa la carica deossigenata proveniente dall'impianto HF1.

L'ECOFINING produce:

- green Diesel, green Nafta e una corrente di green GPL ricco in propano.
- una corrente di gas acido, ricca in CO<sub>2</sub> e povera in H<sub>2</sub>S.

La materia prima vegetale non contiene zolfo, oppure ha un contenuto molto basso; i gas acidi solforati prodotti derivano soprattutto dall'iniezione in continuo del Dimetil-Disolfuro (DMDS), necessario a mantenere attivo il catalizzatore di deossigenazione.

- **Sezione di reazione**, comprendente il forno di reazione B-101N ed il reattore D-102N. La carica della sezione di isomerizzazione, costituita dalla frazione idrocarburica paraffinica prodotta nello stadio di deossigenazione viene unita alla corrente di idrogeno di make-up ed all'idrogeno di riciclo compressi da un'apposita sezione di compressione gas e quindi, dopo preriscaldamento in un treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene



ulteriormente riscaldata nel forno di reazione B-101N pervenendo quindi al reattore di isomerizzazione D-102N.

L'effluente da tale reattore viene raffreddato e perviene quindi al separatore di alta pressione (F-103N), in cui vengono separati i gas ricchi di idrogeno da riciclare, mentre il liquido viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (F-104N).

Il gas dal separatore di bassa pressione viene inviato alla rete fuel gas di stabilimento mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato, previo riscaldamento, in colonna di strippaggio.

- **Sezione di strippaggio gasolio**, comprendente la colonna di strippaggio, dalla quale si ottiene, come prodotto di fondo, il gasolio inviato successivamente alla sezione di essiccamento e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene inviata in un ricevitore (F-105) per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla rete fuel gas di stabilimento) e del liquido recuperato (*Green Nafta*), parzialmente riflussato nello stripper E-101 ed in parte inviato alla successiva sezione di separazione GPL, dove verrà stabilizzato prima di essere inviato ai serbatoi di stoccaggio.
- **Sezione di essiccamento gasolio**, costituita dalla colonna di essiccazione E-155. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da green diesel essiccato, viene in parte riciclata a monte della sezione di isomerizzazione ed in parte inviata a stoccaggio.

### SEZIONE GREEN JET FUEL

Sezione d'impianto in cui viene frazionata la corrente di green diesel prodotta dalla sezione HF2 (Isomerizzazione). Questa sezione non è stata realizzata.

### SPLITTER GPL

L'impianto esistente, costituito da una colonna di deetanizzazione e da una colonna di splittaggio del GPL in propano e butano, separa la miscela di GPL nei principali composti: butano-propano-etano.

## CIRCUITO AMMINE ECOFINING™

Comprende:

- Assorbitore ammine dedicato al gas di riciclo dell'ECOFINING (C-102), in cui i gas trattati, ricchi di idrogeno, vengono riciclati a monte della sezione di deossigenazione;
- Assorbitore ammine dedicato al lavaggio del gas ricco in propano prodotto dalla sezione di deossigenazione dell'ECOFINING, destinato ad essere recuperato come GPL (C-103);
- Assorbitore ammine dedicato ai gas dai pretrattamenti delle unità Isomerizzazione e Reforming catalitico e al fuel gas della rete di bassa pressione di stabilimento (E- 203N);
- Colonna di rigenerazione ammine esauste C1. L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas.

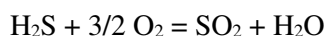
Il flusso gassoso emesso dalla testa colonna di lavaggio, contenente ancora H<sub>2</sub>S non abbattuto nelle sezioni di lavaggio, viene inviato al termocombustore della sezione terminale dell'unità RZ1 esistente (emissione E17).

(Lo schema descritto vale sia per l'impianto attuale (Sulfurex), sia per l'impianto in corso di installazione (Locat), che andrà a sostituire quello attuale)

### 1. UNITÀ DI LAVAGGIO GAS ACIDI E RIGENERAZIONE AMMINE

La sezione di rigenerazione ammine è adibita alla rigenerazione della ammina esausta proveniente dalle sezioni di lavaggio gas dell'unità ECOFINING™:

- l'ammina rigenerata è raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2;
- l'H<sub>2</sub>S recuperato dalla testa colonna viene inviato a un sistema di assorbimento (wet-scrubber) – sistema Sulfurex attuale, sistema LOCAT - descritta in questo PIC -, sostituirà il sistema Sulfurex, entro il 2023. H<sub>2</sub>S ancora presente, non assorbito dal sistema Sulfurex/LOCAT, per combustione produce SO<sub>2</sub>:





L'impianto di ECOFINING<sup>TM</sup>, nella sezione di deossigenazione, produce uno stream gassoso acido, ricco in CO<sub>2</sub> e povero di H<sub>2</sub>S.

L'ammina utilizzata per la rimozione è un nuovo solvente selettivo per la CO<sub>2</sub> e per l'H<sub>2</sub>S; essa consente di rimuovere la CO<sub>2</sub> presente nel gas ricco in H<sub>2</sub> che costituisce il gas di riciclo ai reattori dell'ECOFINING. Processo schematico per H<sub>2</sub>S:  $\text{RNH}_2(l) + \text{H}_2\text{S}(g) = [(\text{RNH}_3)^+ \text{HS}^-](l)$

Il gas di coda ottenuto dal LOCAT sarà inviato, analogamente all'attuale Sulfurex, al postcombustore B301, camino E17.

### Upgrade sezione trattamento dei gas acidi: impianto LOCAT

Al fine di tragarare i valori limite delle emissioni in atmosfera di 500 mg/Nm<sup>3</sup> per NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>, già prescritti dal Decreto VIA/AIA No. 217 del 07/08/2017 (punto C.8) dal camino E17, con specifico riferimento alla SO<sub>2</sub>, il Gestore ha provveduto alla sostituzione (*allo stato, tuttora in corso*), già autorizzata, dell'esistente sistema di trattamento gas acidi con una nuova sezione di trattamento.

La nuova sezione impiantistica (LOCAT), che a regime (data prevista: entro il 2023) sostituirà l'esistente Sulfurex, è idonea a conseguire un'efficienza di abbattimento dell'H<sub>2</sub>S dallo stream gassoso trattato di circa il 99,5%, tale da potere tragarare il limite emissivo al camino **E17** di 500 mg/Nm<sup>3</sup> per la SO<sub>2</sub>.

La fase di progettazione è stata avviata nel 2018 e la realizzazione è prevista entro luglio 2023; la messa a regime è prevista entro ottobre 2023 (il gestore ha fornito in merito un cronoprogramma).

L'impianto LOCAT rimuove l'H<sub>2</sub>S presente nel gas acido attraverso l'ossidazione a zolfo elementare (separato in forma solida) promossa da catalizzatori a base di sali di ferro in fase acquosa.

L'impianto LOCAT di trattamento dei gas acidi, rappresentato sotto, riceverà il gas acido di coda proveniente dalla testa della colonna di rigenerazione ammine (Unità 22), che contiene l'H<sub>2</sub>S rimosso da tutte le correnti gassose di Raffineria.

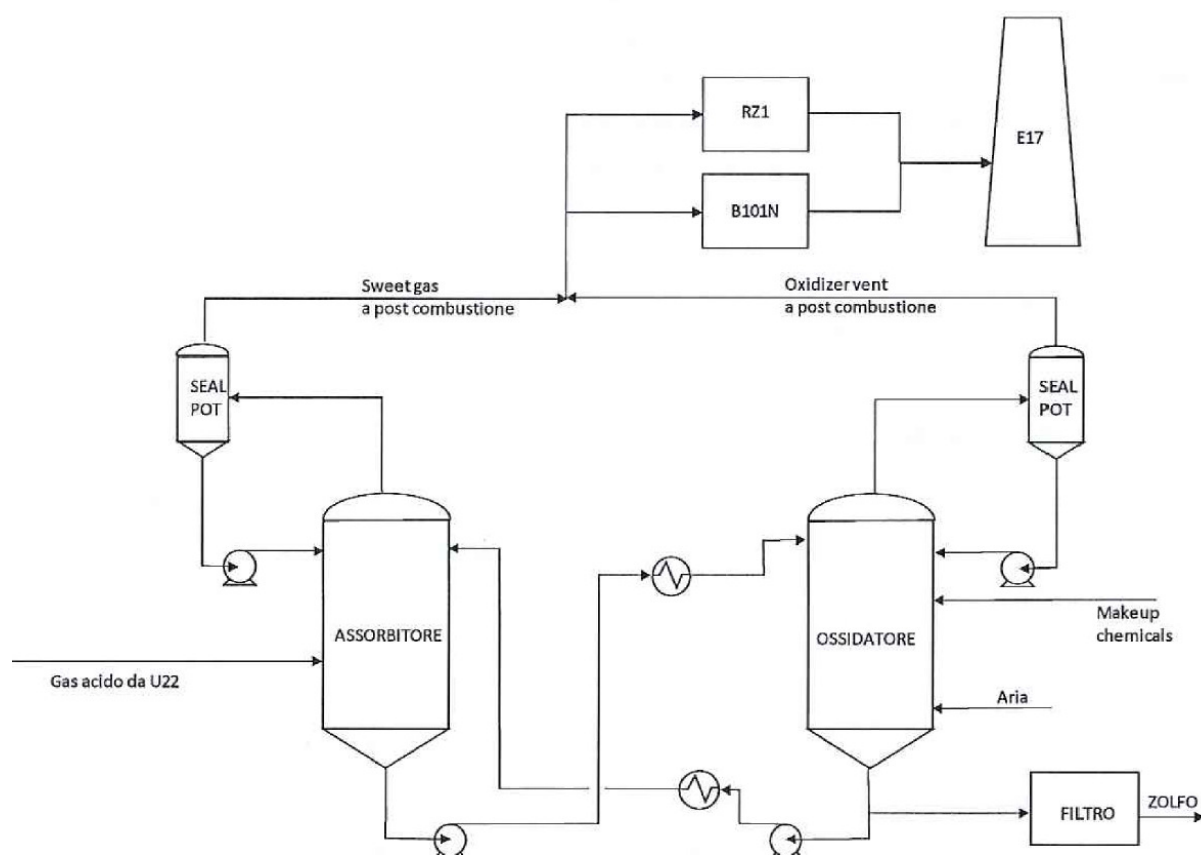


Figura 3-1 – Schema semplificato impianto di trattamento gas acidi LOCAT



L'impianto è costituito dalle seguenti 3 sezioni principali:

1. Sezione di assorbimento H<sub>2</sub>S: lo stream gassoso da trattare (sour gas) è inviato ad un assorbitore contenente una soluzione acquosa di ferro chelato (catalizzatore), che promuove la reazione di ossidazione dello zolfo da solfuro (H<sub>2</sub>S) a zolfo elementare, che precipita nella parte bassa del vessel. La temperatura di funzionamento dell'assorbitore è di circa 50 °C e la pressione è di 1 barg.
2. Sezione di ossidazione sali di ferro: lo slurry prodotto nella sezione di assorbimento viene inviata tramite pompa dedicata al rigeneratore in cui si ha la rigenerazione del catalizzatore per ossidazione del ferro da Fe<sup>2+</sup> a Fe<sup>3+</sup> tramite insufflaggio di aria dal basso.
3. Sezione di separazione dello zolfo solido: lo zolfo disperso in soluzione viene inviato tramite pompa dedicata ad un filtro pressa da cui si ottiene lo zolfo solido. Questo è destinato al recupero e eventuale riutilizzo in altri processi. La soluzione filtrata e residua è ricircolata all'assorbitore.

In uscita dall'impianto si ottengono i seguenti stream gassosi:

- gas trattato, deidrosolfato (sweet gas), in uscita dall'assorbitore, ha un basso contenuto di H<sub>2</sub>S residuo (previsto pari allo 0,5% del flusso in ingresso); questo flusso viene inviato al Forno B101;
- gas in uscita dall'ossidatore (oxidizer vent), contenente essenzialmente aria impoverita per effetto del consumo di ossigeno necessario all'ossidazione del catalizzatore LOCAT; questo flusso viene inviato al postcombustore termico B301 (indicato con RZ1 nello schema sopra).

L'H<sub>2</sub>S eventualmente ancora presente nelle due correnti gassose così trattate viene ossidato a SO<sub>2</sub> nei due sistemi di combustione; entrambi i flussi dei fumi sono quindi convogliati al camino E17.

## 5.4 CONSUMI DI RISORSE: MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

### 1) CONSUMI DI MATERIE PRIME

Per il consumo di materie prime si fa riferimento all'allegato C.13, scheda C.1.2bis - Consumo di materie prime (alla capacità produttiva – assetto di Bioraffineria).

C.1.2bis Consumo di materie prime (alla capacità produttiva – assetto di Bioraffineria)													
Descrizione (nota 1)	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo <sup>1</sup>	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (t)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frase H	Frase P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Gas naturale	SNAM	Materia prima	1b, 2	Gassoso	68410-63-9	Gas naturale	≈100	H220 H280	P101-P102- P210-P377- P381- P410+P403	Flam. Gas 1 H220 Press. Gas	47.767 (nota 2)	NO	
Biomasse oleose comprendenti di sego animale, olii esausti di frittura e altre materie prime secondarie		Materia prima grezza	1b	Liquido							400.000	NO	
Nafta Full Range		Materia prima	1b	Liquido		Miscela di idrocarburi	100	H224 H304 H315 H336 H340 H350 H361 H411	P201-P210- P280- P301+P310- P331- P403+P233- P501		873.100	NO	
Azoto	Sapio	Materia prima ausiliaria	1b - 2 - 3	Liquido	7727-37-9	Azoto liquido	100	H280 H281	P282 P336+P315 P403	Fisico: Press. Gas Gas liquefatto refrigerato	8000	NO	
Idrogeno	Sapio	Materia prima ausiliaria	1b	Gassoso	1333-74-0	Idrogeno	100	H220 H280	P210 P377 P381 P403	Gas infiammabili e sotto pressione	30000 mc	NO	
Acido solforico	Chimitex	Materia prima ausiliaria	2	Liquido	7664-93-9	Acido solforico	96%	H314	P 280 P 310	Salute: Skin Corr 1A	770	NO	





Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

Acido fosforico	Rainoldi srl	Materia prima ausiliaria	1b	Liquido	7664-38-2	Acido fosforico	85%	H314 H290	P260 P264 280 P301/330/3 31 PP305/351/ 338 P303/361/3 53	C Skin corr.1B	800	NO	
Ammoniaca	Bettella Prodotti s.r.l.	Materia prima ausiliaria	1b	Liquido	1336-21-6	Ammoniaca	25%	H290 H314 H335 H400	P273 P280 P303+361+ 353 P305+351+ 338 P310	Salute: Skin Corr 1B	0,64	NO	
Ammoniaca anidra	SOL	Fluido refrigerante	1b	Liquido	7664-41-7	Ammoniaca	99,9%	H221 H331 H314 H400	P271 P273 P260 P264 P280 P210	-	1,4		SI
Idrossido di sodio	Conti Vecchi	Materia prima ausiliaria	1b, 2	Liquido	1310-73-2	Idrossido di sodio	30/50%	H290 H314	P260 P280 P303+P361 +P353 P305+P351 +P338 P310 P501		8400	NO	
Dimetil disolfuro (DMS)	ARKEMA	Materia Ausiliaria	1b	Liquido	624-92-0	Dimetil solfuro	100%	H225 H302 H331 H317 H319 H335 H410	P210 P261 P273 P280 P311 P403+P233	Flam. Liquid 2 H255; ACQute Tox. 4 H331; Eye Irrit. 2 H319; Skin Sens. 1B H317; STOT Single Exp. 3 H335	880	NO	
Percloroetilene	Inca	Materia prima ausiliaria	1b	Liquido	127-18-4	Tetracloroetilene	100%	351 315 317 336 411	202 273 281 308+313 304+340 302+352 391 405 501	Salte: Skin Sense 1, SOT SE 3, Skin Irr 2, Carc.2 Ambiente: Aquatic Chronic 2	80	NO	
Acido Cloridrico	Brenntag	Materia prima ausiliaria	2	Liquido	7647-01-0	Acido Cloridrico	30-37%	H290 H314 H335	P234 P260 P303/361/3 53 P304/340 P280 P305/351/3 38	Acute tox. 3 Skin corr. 1A	100	NO	
Clorito di Sodio	Brenntag	Materia prima ausiliaria	2	Liquido	7758-19-2	Clorito di Sodio	25%	H290, H302, H318, H373	P234, P314, P280, P301+P312 , P305+351+ 338, P390	Xn Xi N	100	NO	
KG 55	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	7631-86-9 1344-28-1 14808-60-7	Diossido di silicio Ossido di alluminio Cristallino di Silicio	60-80 20-30 0-10	-	-	-	4	NO	
KF 542	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 1313-27-5 1307-96-6 1313-99-1	Ossido di alluminio Triossido di molibdeno Ossido di cobalto (II) Monossido di nichel	>75 <10 <1 <1	H350i H411	P201 P261 P280 P308 + P313 P273 P501	T N	6	NO	





Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

KF 756	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 1313-27-5 1307-96-6	Ossido di alluminio Triossido di molibdeno Ossido di cobalto (II)	>70 10-20 1-5	H301 H317 H319 H330 H334 H335 H351 H400 H410	P201 P261 P280 P304 + P341 P308 + P313 P305 + P351 + P338 P342 + P311 P502	Xn N	6	NO	
KF 757	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 1313-27-5 1307-96-6 7784-30-7	Ossido di alluminio Triossido di molibdeno Ossido di cobalto (II) Monofosfato di alluminio	>50 >15 0-15 >10	H301 H302 H317 H319 H330 H334 H335 H351 H373 H400 H410	-	Xn N	20	NO	
KF 767	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 1313-27-5 7784-30-7 - 1307-96-6 7631-86-9	Ossido di alluminio Triossido di molibdeno Monofosfato di alluminio Glicole Ossido di cobalto (II) Diossido di silicio	>50 20-30 1-15 0-15 1-10 0-2	H319 H317 H351 H332 H334 H335 H410	P201 P261 P280 P304 + P341 P308 + P313 P305 + P351 + P338 P342 + P311 P501	Xn N	62,5	NO	
KF 780	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 1317-33-5 1317-42-6 1313-27-5 1307-96-6	Ossido di alluminio Disolfuro di molibdeno Solfuro di cobalto(II) Triossido di molibdeno Ossido di cobalto(II)		H251 H317 H351 H332 H334 H410	P201 P235 P261 P280		10	NO	
KF 851	Albemarle	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 1313-27-5 7784-30-7 1313-99-1	Ossido di alluminio Triossido di molibdeno Monofosfato di alluminio Monossido di Nichel		H350i H317 H319 H373	P201 P261 P280 P305+351+ 338 P308+313		10	NO	
I82	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	7446-70-0 1344-28-1 7440-06-4	Cloruro di Alluminio Ossido di alluminio Platino	>=5<10 >=50<=1 00	H319	P264 P280	Xi	13	NO	
PDG-418	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1318-02-1 14808-60-7	Zeolite, cuboidale, cristallino, sintetico, non fibroso Quarzo	<=100 <10	-	P280	-	1,1	NO	
HPG-250	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1318-02-1 999999-99- 4 14808-60-7	Zeolite, cuboidale, cristallino, sintetico, non fibroso Legante minerale Quarzo	<=100 <10	-	-	-	7,5	NO	
Stadis (R) 450	Innospec	Materia Ausiliaria	3	Liquido	108-88-3 64742-94-5 25322-17-2 67-63-0 91-20-3 71487-01-9 67-56-1 872-05-9	Toluene Nafta solvente (petrolio), aromatica pesante Acido dinonilnaftalensolfoni co Propan-2-olo Naftalene Composto di ammonio quaternario, alchidimetil, nitrati Metanolo Dec-1-ene	35-50% 15-20% 10-20% 1-5% 1-2,5% 1-3% <3% <0,25%	H225, H318, H315, H361, H351, H304, H336, H373, H411	P201, P280, P210, P273, P260, P304+P340 , P301+P310 +P331, P303+P361 +P353, P305+P310 , P405, P501	Carc. Cat. 3 Repr. Cat. 3 F Xn Xi N	1	NO	
CAT TRAP o similari	Crystaphase Technologies Inc.	Catalizzatore	1b	Solido	-	Ossido di Alluminio Silice non cristallina - amorfa Silica Fume, Amorphous Frits Chemical	-	-	-	-	30 (m³)	NO	
ACTIPHASE 10	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	-	-	-	-	-	-	6.000 (m³)	NO	



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

CATTRAP 30	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	-	-	-	-	305+352+338; 302+352; 280+284; 301+310+101	-	3,4 (m³)	NO	
ACTIPHASE 30	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	-	-	-	-	-	-	7.000 (m³)	NO	
ACTIVE RINGS ¼"	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	-	-	-	-	-	-	2.000 (m³)	NO	
ACTIVE RING 3/16"	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	-	-	-	-	-	-	1 (m³)	NO	
BGB-200	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1313-27-5 1313-99-1 14177-55-0 12004-35-2 1344-28-1 7784-30-7	triossido di molibdeno monossido di nichel tetraossido di molibdeno e nichel tetraossido di dialluminio e nichel ossido di alluminio fosfato di alluminio	-	H350i	P201 P280 P308 + P313	-	80	NO	
BGB-200 Preactivated/Passivated	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	15123-80-5 12035-72-2 12004-35-2 1344-28-1 12612-50-9 7784-30-7	dodecaossido di dodecaalluminio e trimolibdeno disolfuro di trinicel tetraossido di dialluminio e nichel ossido di alluminio solfuro di molibdeno fosfato di alluminio	-	H252 H317 H350i H341 H373 H412	P201 P260 P273 P280 P308 + P313			NO	
BGB-100	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1313-27-5	triossido di molibdeno	-	H351	-	-	2	NO	
BGB-100 Preactivated/Passivated	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	15123-80-5 12035-72-2 12004-35-2 1344-28-1 12612-50-9 7784-30-7	dodecaossido di dodecaalluminio e trimolibdeno disolfuro di trinicel tetraossido di dialluminio e nichel ossido di alluminio solfuro di molibdeno fosfato di alluminio	-	H252 H317 H350i H341 H373 H412	P201 P260 P273 P280 P308 + P313			NO	

DI-100	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1344-28-1 7440-06-4	ossido di alluminio platino	-	-	P280	-	30	NO	
BDO-200	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1313-27-5 1313-99-1	triossido di molibdeno monossido di nichel	6% 30%	H319 H317 H350i H335 H373		T	28	NO	
R-364	UOP	Catalizzatore	1b		1344-28-1 234-933-1 7440-06-4	Ossido di alluminio Pentaidrossido di alluminio di alluminio Platino			P280		3	NO	
PURASPEC 6094	Johnson Matthey	Catalizzatore	1b		1317-38-0 1344-28-1 14808-60-7	ossido di rame ossido di alluminio quarzo		H400 H410			15	NO	
PURASPEC 6916	Johnson Matthey	Catalizzatore	1b		7440-02-0 1344-28-1 1313-99-1 1332-58-7 1309-48-4 7782-42-5	nichel ossido di alluminio monossido di nichel Kaolin ossido di magnesio grafite		H317 H350i H372 H412			5	NO	
CAT AXSENS AxSorb	Crystaphase Technologies Inc.	Catalizzatore	1b		1344-28-1	Ossido di Alluminio					30 (m3)	NO	
BDO-300	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	1313-27-5 1313-99-1 1344-28-1 7784-30-7	triossido di molibdeno monossido di nichel ossido di alluminio fosfato di alluminio	6% 30%	H319 H252 H317 H350i H341 H373 H411	P260 P280 P302 + P352 P304 + P340 P305 + P351 + P338 P308 + P313		23,5	NO	
BDO-300 Preactivated/Passivated	UOP	Catalizzatore	1b	Solido	15123-80-5 12035-72-2 12004-35-2 1344-28-1 12612-50-9 7784-30-7	dodecaossido di dodecaalluminio e trimolibdeno disolfuro di trinicel tetraossido di dialluminio e nichel ossido di alluminio solfuro di molibdeno fosfato di alluminio		H252 H317 H350i H341 H373 H412	P201 P260 P273 P280 P308 + P314			NO	



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

Ucarsol AP810 o simili	Dow Italia s.r.l.	Materia Ausiliaria	1b	Liquido	105-59-9 110-85-0	Metil dietanollammina Piperazina		H317, H318, H334, H361	P201, P261, P280, P304 +P340, P305+P351 +P338+P31 0, P308+P3 13		40	NO	
Ucarsol Antischiuma	Dow Italia s.r.l.	Materia Ausiliaria	1b	Liquido	-	Polialchilenglicol					0,2	NO	
THERMOFLO 7R630E	GE Betz	Materia Ausiliaria	1b	Liquido	95-63-6 98-82-8 108-67-8 64742-94-5 91-20-3	1,2,4- Trimetilbenzene Cumene 1,3,5- Trimetilbenzene Nafta solvente Pesante Naftalene	< 2,5% < 2,5% < 2,5% 30-60% 2,5-10%	10-20- 36/37/3 8-51/53 10-37- 51/53- 65 10-37- 51/53 65- 37/38- 67- 51/53 22-40- 50/53	S26 S28 S36/37/39 S60 S61	Xn N	13,5	NO	
KLARAID CDP1303	GE Water & Process Technologies Italy SRL	Materia Ausiliaria	2	Liquido	42751-79-1	1,2-Etanediammina, polimero con (clorometil) ossirano e N-metilmetanamina	<25	-	-	Aquatic Chronic 3	10	NO	
PHILMPLUS 5065E	SUEZ WTS Italy srl	Materia Ausiliaria	1b	Liquido	- 68911-83-1 91-20-3	Idrocarburi, C10, aromatici, <1% naftalene Acidi grassi, tallolio, prodotti di reazione con formaldeide e (Z)-n-9-ottadecenil-1,3-propandiammina Naftalene		H304 H317 H332 H336 H411	P261 P273 P280 P301+P310 P302+P352 P304+P340		10	NO	

## 2) CONSUMI DI COMBUSTIBILI E DI ENERGIA

### CONSUMO DI COMBUSTIBILI

Il consumo di combustibili relativo al ciclo Green Refinery riferiti alla MCP è riportato nella seguente tabella riepilogativa.

*Tabella 3-2: Tabella riepilogativa dei consumi di combustibili*

Consumo	Bioraffineria Assetto attuale (MCP)
Fuel gas (ton/anno)	56.089
Gas naturale (ton/anno)	112.202
Totale (ton/anno)	168.291
Nota: La ripartizione delle quantità di fuel gas e gas naturale è indicativa e non deve essere intesa come vincolante delle stesse singole quantità	

Nota: La ripartizione delle quantità di fuel gas e gas naturale è indicativa e non deve essere intesa come vincolante delle stesse singole quantità.

Si riportano di seguito i consumi storici di combustibili:

Combustibili	Consumo di combustibili (ton/anno)		
	2018	2019	2020
Fuel gas di autoproduzione	87.009	72.888	87.391
<i>di cui a impianti di processo</i>	<i>45.390</i>	<i>37.288</i>	<i>42.388</i>
<i>di cui a CTE</i>	<i>41.619</i>	<i>35.601</i>	<i>45.004</i>



Combustibili	Consumo di combustibili (ton/anno)		
	2018	2019	2020
Gas naturale (metano)	38.661	34.449	28.162
<i>di cui a impianti di processo</i>	<i>11.850</i>	<i>11.564</i>	<i>9.454</i>
<i>di cui a CTE</i>	<i>26.811</i>	<i>22.885</i>	<i>18.709</i>

Combustibile	Contenuto massimo di S
Fuel gas	0,02% (= 200 ppm) (*)
(*) Valore prescritto dal DM 284/2018, PIC Par. 11.5 n. 24.	

## CONSUMO DI ENERGIA

Si riporta di seguito il consumo di energia alla capacità produttiva

C.4.2bis Consumo di energia (alla capacità produttiva – assetto di Bioraffineria)						
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata <sup>1</sup> (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale <sup>2</sup>	Consumo termico specifico (kWh/ton)	Consumo elettrico specifico (kWh/ton)
1b – 3	Bioraffineria (Ciclo Green), Unità ausiliarie, Stoccaggio e movimentazione	632.534	107.442	400.000	1.581	269
<b>TOTALE</b>		632.534	107.442	400.000	1.581	269
<sup>1</sup> Energia termica consumata (entalpia) = vapore tecnologico consumato alle fasi 1b e 3 <sup>2</sup> Prodotto principale = portata di biomasse in ingresso alla Bioraffineria (ton/anno)						

## 5.5 MATERIE PRIME E PRODOTTI: MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO

### MOVIMENTAZIONE

#### Prodotti petroliferi

Durante l'operatività dell'assetto green, in analogia a quanto già avviene per il ciclo di raffinazione tradizionale, vengono introdotti e stoccati prodotti petroliferi per attività di movimentazione e distribuzione. Dette attività sono state oggetto del riesame di AIA conclusosi con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e si ritengono pertanto già autorizzate.

L'esercizio dell'assetto green non introduce alcuna modifica e tale fase operativa viene qui richiamata per completezza.

Per quanto attiene alla ricezione di prodotti petroliferi, si precisa che il terminale di San Leonardo permette la scarica di navi con un pescaggio fino a 12,5 m.



Per quanto attiene alla distribuzione di prodotti finiti, si precisa che la distribuzione avviene anche a mezzo oleodotto di proprietà IES dall'isola dei Petroli verso il deposito IES di Mantova.

#### Biomasse

Lo stabilimento riceve via mare, attraverso una Darsena dedicata presso l'area degli impianti di processo (denominata area Raffineria), la quasi totalità dei semilavorati e delle biomasse oleose di origine vegetale. La Darsena della Raffineria è formata da 2 approdi per navi cisterna.

Le altre materie prime di natura non petrolifera vengono, invece, ricevute via terra, mediante autobotti e/o con bulk di materiale adeguato.

#### Distribuzione dei prodotti finiti

La distribuzione dei prodotti finiti avviene tramite:

- oleodotti che collegano la Raffineria con l'attiguo Deposito Costiero PETROVEN;
- navi cisterna, con spedizioni da 2 pontili attrezzati situati in Darsena;
- autobotti o ferrocisterne, caricati attraverso 6 aree di carico/scarico ubicate in area Raffineria e zona Nord-Est.

Lo stabilimento dispone di n. 3 pensiline di carico prodotti come di seguito strutturate:

- 19 corsie di carico per il caricamento di benzine, petroli, gasoli, oli combustibili, bitume e zolfo su autobotti;
- 1 corsia di carico per il caricamento su cisterne ferroviarie di benzine e gasoli;
- 3 corsie di carico per il caricamento di autobotti di GPL.

### STOCCAGGIO

#### Stoccaggio semilavorati e i prodotti finiti

Relativamente ai serbatoi di stoccaggio materie prime far riferimento all'allegato C.13, scheda C.13bis Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi presentato con la modifica sostanziale AIA (rif. Procedimento ID 6/13059), ed alle note di aggiornamento periodiche.

Lo stoccaggio dei prodotti avviene attraverso un parco di circa 138 serbatoi per una capacità complessiva di circa 1,3 milioni di m<sup>3</sup>. Esso è stato adeguato alla tipologia delle materie prime e alla ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per varie utilizzazioni, gasoli ed oli combustibili. In particolare:

- gli oli vegetali (quali l'olio di palma) e i prodotti semilavorati sono stoccati in serbatoi ubicati in area di Raffineria e in Zona Nord-Est;
- i prodotti finiti sono stoccati in serbatoi ubicati in area di Raffineria, in Zona Nord-Est e presso l'Isola dei Petroli.

Si possono distinguere quattro tipologie di stoccaggi, previsti dalla normativa vigente:

- serbatoi tumulati, destinati allo stoccaggio di GPL;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es.: grezzi, benzine, MTBE, ecc.);
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es. petroli, kerosene, ecc.);
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. gasoli, oli combustibili, bitumi ecc.).

Si fa riferimento:

- alla scheda "C.13bis - Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi" dell'allegato C.13, presentato dal Gestore nell'ambito del procedimento AIA ID 6/13059.



- scheda "B.13.1bis Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze" relativa ai serbatoi di stoccaggio in esercizio contenenti idrocarburi liquidi o altre sostanze presentato dal Gestore nell'ambito del procedimento AIA ID 6/13059.

Per quanto concerne le aree di stoccaggio di materie prime, prodotti e intermedi, si riporta quanto dichiarato dal Gestore nella scheda B.13.

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione	Capacità di stoccaggio (m³)	Superficie (m²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m³)	Modalità di stoccaggio
N.D.	Raffineria – Tank Farm Impianto CPO	E 286346 N5037640	1.580	-	Impermeabilizzata, recintata e dotata di pozzetti di raccolta delle acque verso collettore interno di fognatura	Glicerina Grezza	200	TK1
						Fatty Acid Distillates	30	TK4
						Olio esterificato	30	TK5
						Grassi Animali	500	TK6GA
						Grassi animali	500	TK7
						Acque reflue	100	TK10
						Acido citrico	30	TK11
						Soda caustica	30	TK13
N.D.	Esterification Layout – Impianto CPO	E 286355 N 5037602	13	-	Impermeabilizzata, recintata e dotata di pozzetti di raccolta delle acque verso collettore interno di fognatura	Glicerina distillata	8	TK03
						Acque reflue	5	TK6AR

Legenda: N.D. Non Dichiarato dal Gestore

I nuovi serbatoi a tetto fisso saranno collegati agli impianti di recupero vapori di stabilimento che sono stati oggetto di recente riesame AIA conclusosi con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e si ritengono pertanto già pienamente autorizzate. L'esercizio green non introdurrà alcuna modifica.

### 5.5.1 BILANCIO IDRICO

Si fa riferimento alla scheda "C.2.2bis - Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva - assetto di bioraffineria)" dell'allegato C.13, presentato dal Gestore nell'ambito del procedimento AIA ID 6/13059.

Si riportano di seguito i dati forniti sul consumo di risorse idriche alla Massima Capacità Produttiva.



**C.2.2bis Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva – assetto di Bioraffineria)**

n.	Approvvigionamento (sorgenti, acquedotto, mare, altro corpo idrico superficiale, pozzi)	Fasi/unità di utilizzo	Utilizzo		Volume totale annuo, m³	Consumo giornaliero m³	Portata oraria di punta, m³/h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta
1	AQH Acque superficiali (acquedotto industriale Veritas)	2	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					SI			
			<input type="checkbox"/> industriale	X processo	1.827.500	5.007	209				
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....								
2	AQC1, AQC2 Acqua da acquedotto comunale VERITAS	1b – 2 – 3	X igienico sanitario		140.000	384	16	SI			
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....								
3	AL1 Acqua di Laguna	2	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					SI			
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				X raffreddamento	46.356.000	127.003	5.292				
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....								
4	ACQUA DI RIUSO DA IMPIANTO DI DEPURAZIONE SIFA	2	<input type="checkbox"/> igienico sanitario					SI			
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
			X altro (esplicitare): servizi		60.000	164	7				

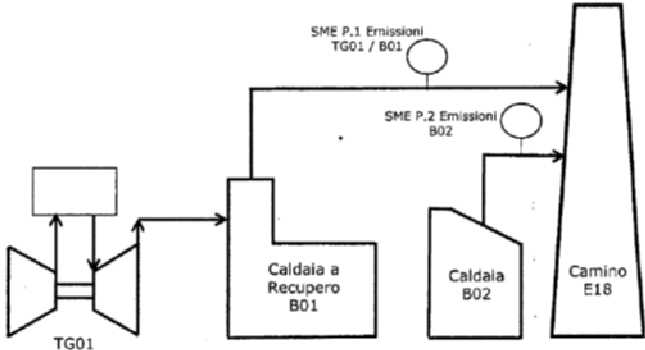
## 2. ALTRE UNITÀ NECESSARIE ALL'OPERATIVITÀ DELL'ASSETTO GREEN

Durante l'operatività dell'assetto green, sono in esercizio ulteriori unità rappresentate dagli impianti ausiliari: impianto di cogenerazione COGE, PreTrattamento Effluenti – TE, distribuzione energia elettrica, produzione aria compressa e distribuzione, distribuzione acque industriali e di refrigerazione, blowdown e torcia. Essi sono descritti e dettagliati nel Decreto AIA (DM 284/2018).

Nella seguente tabella si richiama la descrizione dei servizi ausiliari di raffineria:

Impianti Ausiliari	Descrizione
<b>Impianto di cogenerazione vapore e energia elettrica - COGE</b>	<p>Unità costituita da un complesso di cogenerazione, che assicura la copertura del fabbisogno interno di energia elettrica e di vapore a media e bassa pressione.</p> <p>Essa è composta da:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>una Turbogas da 95,5 MWt (25,9 MWe);</li> <li>una caldaia B01 a recupero e postcombustione da 64 MWt;</li> <li>una turbina a vapore (TGV) (a contropressione), in grado di produrre 7,9 MWe di energia elettrica.</li> <li>una caldaia tradizionale a fuoco diretto B02 da 102 MWt a 43 barg.</li> </ul> <p>Nello specifico, il Camino E18 della Centrale Termoelettrica (COGE) convoglia in atmosfera i fumi provenienti da due condotti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Condotto fumi da caldaia B01, di sezione rettangolare; su questo condotto si innesta anche il condotto fumi del turbogas TG01, di sezione quadrata (SMEB01);</li> <li>Condotto fumi da caldaia B02, di sezione cilindrica (SMEB02).</li> </ul> <p>SMEB01 e SMEB02: Sistemi d'analisi in continuo.</p> <p>La caldaia a recupero (B01) utilizza il calore residuo dei fumi provenienti dal Turbogas e può essere esercita anche in postcombustione con produzione di vapore fino a 125 t/h a 43 barg (di cui 50 t/h fornite dal solo recupero e 75 t/h fornite dalla postcombustione (detta anche <i>fired</i>, con i gas di scarico della turbina usati come comburente nei bruciatori</p>



	<p>della caldaia, che genera ulteriore vapore). La caldaia a recupero, in caso di fermata della turbina a gas TG01 è esercibile anche in modo indipendente;</p> <p>La turbina a gas (TG01) di potenza termica di progetto pari a 95,5 MWt è inserita in un ciclo combinato cogenerativo ed accoppiata alla caldaia a recupero B01 dotata di un sistema di post-combustione di potenza di progetto pari a 64 MWt. La TG01 accoppiata ad un alternatore produce energia elettrica fino a 25,9 MWe.</p>  <p>La turbina a vapore (TGV) (a contropressione) accoppiata ad un alternatore è in grado di produrre fino a 7,9 MWe di energia elettrica: ingresso 120 t/h con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NOx nel turbogas, derivazione di 80 t/h a 14 barg per rete vapore tecnologico agli impianti.</p> <p>La caldaia a fuoco diretto (B02) è utilizzata come generatore tradizionale di vapore ad alta pressione: fino a 120 t/h a 43 barg (102 MWt).</p>
<b>Distribuzione energia elettrica</b>	Cabine e sottostazioni elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
<b>Blow-down e torcia</b>	La Raffineria è dotata di un sistema di blowdown collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas.
<b>Produzione e distribuzione aria compressa e distribuzione</b>	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti. L'aria compressa viene generata da un parco macchine costituito da 4 elettrocompressori centrifughi e da un turbocompressore centrifugo.
<b>Distribuzione acque di raffreddamento</b>	La Raffineria utilizza acqua mare, proveniente dal Canale Vittorio Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio, come fluido di raffreddamento in scambiatori di calore dedicati.
<b>Distribuzione acque industriali</b>	L'approvvigionamento di acqua avviene secondo le distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"><li>✓ acqua potabile, fornita dalla rete pubblica dalla Municipalizzata Veritas;</li><li>✓ acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente da ente consortile esterno;</li><li>✓ acqua industriale di riuso dall'impianto consortile SIFA (Progetto Integrato Fusina).</li></ul>
<b>Impianto produzione acqua demineralizzata</b>	L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo è prodotta in un impianto a letti di resine a scambio ionico capace di produrre 240 m <sup>3</sup> /h di acqua demi a partire da acqua di origine superficiale. La sezione si compone di 2 chiarificatori statici, di 3 filtri a sabbia, di 3 linee a scambio cationico-anionico con decarbonatore interposto e di un letto misto per polishing finale. È presente un'unità di recupero condense opportunamente pretrattate da un filtro a resine oleofile e da un filtro a carbone attivo.
<b>Rete antincendio</b>	La rete antincendio di Raffineria copre tutte le aree del sito ed è adeguata ai requisiti di legge. L'alimentazione della rete è garantita, in condizioni normali, dalla fornitura di acqua di





	riuso dall'impianto consortile SIFA e, in condizioni di emergenza (esaurimento riserva dell'effluente depurato e/o mancanza di energia elettrica), a mezzo motopompe dalla presa sollevamento acqua mare di Raffineria.
<b>Distribuzione Fuel Oil, Fuel Gas e Metano</b>	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie della Raffineria e di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie della Raffineria. Inoltre da Aprile 2013 è stata attivata la fornitura di metano, mediante gasdotti dalla rete SNAM.
<b>Trattamento Acque Reflue TE</b>	Il refluo di collettore unico di Raffineria viene convogliato in una vasca dove avviene una prima disoleazione effettuata tramite "discoil". Il refluo è da qui convogliato nella Prevasca 6 dove avviene una seconda disoleazione effettuata ancora mediante un "discoil". Gli oli recuperati vengono inviati ai serbatoi di recupero slop, mentre l'acqua viene trasferita ai separatori a gravità tipo API (vasche Farrer S34 A/B/C) o direttamente, in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui. Il refluo così trattato viene avviato per gravità alla stazione di pompaggio (S10B) per essere inviato poi all'impianto consortile SIFA e ulteriormente, in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui.

## 5.6 UNITÀ DI PRODUZIONE DI ENERGIA

### Produzione di energia elettrica e termica

Il Gestore dichiara le seguenti produzioni di energia termica ed elettrica.

L'unità che produce energia è l'unità COGE (impianto GIC, CCGT): gruppo di cogenerazione di energia termica (vapore) ed energia elettrica, dotato di turbogas e turbina a vapore, alimentata a fuel gas e a metano. Essa è già autorizzata AIA dal DM 284/2018 per il ciclo di raffineria tradizionale, e nessuna modifica impiantistica o di tale autorizzazione viene qui proposta.

Il ciclo green comprende una serie di impianti di combustione costituiti da forni, caldaie, postcombustori, riportati nella tabella del paragrafo che segue, relativa alle emissioni convogliate in atmosfera. Alcune producono vapore utilizzato nei processi produttivi; considerate le temperature elevate dei fumi emessi, nel corso del sopralluogo del 28-29 settembre 2022, il Gruppo Istruttore ha chiesto al Gestore di approfondire la possibilità di un recupero di calore dai fumi emessi.

Di seguito quanto riportato dal gestore in merito.

In riferimento alla richiesta del gruppo istruttore in merito alle temperature dei fumi in uscita dai camini, ed in particolare ad i casi indicanti valori superiori ad i 300 °C alla Massima Capacità Produttiva, ovvero per i camini E12, E15 ed E17, il Gestore chiarisce che i forni afferenti ai camini E12 (F1 e F2 dell'unità RC3A anno di costruzione del 1971), e E15 (B10-1 e A10-1 dell'unità ISO), anno di costruzione del 1967, a progetto non prevedono un sistema di recupero del calore dei fumi.

Per i forni afferenti al camino E14 (F3A e F3B dell'unità RC3-C, anno di costruzione 1971), sono previsti due assetti: con la caldaia B-1 a recupero (assetto normale di funzionamento), con temperatura dei fumi in uscita inferiore a 200 °C, e a fuoco diretto, con temperatura uscita fumi superiore > 300°C, come indicato tabella 1.

Il Gestore precisa che gli aspetti ingegneristici applicati in fase di progettazione vanno valutati e contestualizzati. Nello specifico, la progettazione dei suddetti forni fu finalizzata tenendo conto del problema della corrosione derivante dell'acidità presente nei fumi prodotti da combustibili misti (allora con olio combustibile) e considerando che temperature troppo basse avrebbero potuto determinare fenomeni di condensazione e oltre che di visibilità al camino.



## 5.7 EMISSIONI CONVOGLIATE IN ATMOSFERA – ASSETTO GREEN

Le emissioni convogliate in atmosfera dalle unità del ciclo produttivo nell'assetto "green" e dalla produzione di energia termica e elettrica riguardano i fumi di combustione dei forni, dei generatori di vapore e del turbogas e postcombustione da 8 diversi camini (E3N, E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18).

Detti punti di emissione principali, sono riportati nella seguente Tabella 1 (da documentazione integrativa trasmessa dal gestore con CIPPC.Reg. Ufficiale.I.0001368.07-10-2022, cfr. Verbale sopralluogo Prot. U.0001338.30-09-2022); gli sfiati attivi in assetto green sono riportati in Tabella 2, più avanti (Par. 5.10).

In tutti gli 8 camini sono installati sistemi di monitoraggio in continuo (SME) delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e Polveri.

Le portate degli effluenti gassosi e gli altri parametri (temperatura, pressione, % O<sub>2</sub>, % H<sub>2</sub>O) risultano monitorati in continuo.

**Tabella 1 - Punti di emissione convogliate principali dell'installazione**

Punti di emissione	Dispositivo da cui proviene l'emissione	Tipologia impianti di combustione (MWt)	Potenza termica singole unità (MWt)	Sistemi applicati o previsti di abbattimento delle emissioni in atmosfera	Portata MCP (Nm <sup>3</sup> /h; gas secchi alla % O <sub>2</sub> rifer.)	% O <sub>2</sub> rifer.to	Temperatura fumi (K)	Altezza camino (m)	Diametro uscita camino (m)	Sezione uscita camino (m <sup>2</sup> )
E3N	Caldaia B201 (POT)	Medio	3,6	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato)	3.300	3	423	45	2,20	3,8
E8	Reforming catalitico RC3A	Medio	F3AN / F3CN (33,9)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato)	34.417	3	463	70	1,58	1,95
E12	Reforming catalitico RC3B	Medio	F1 (4,7) F2 (16,6)	-	21.631	3	578	45	2,00	3,14
E14	Reforming catalitico RC3C	Medio	F3A (18) F3B (9,3) B1 (22)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (Sistema applicato)	50.067	3	723 (473 B1 a recupero)	36	2,00	3,14
E15	Isomerizzazione ISO	Medio	A10-1 (4) B10-1 (26,8)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato)	31.293	3	598	35	2,55	5,10
E16	Deossigenazione HF1 (ECOFINING)	Medio	Forno F101 (4,9) Forno F102N (7,3)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato)	12.385	3	553	40	1,20	1,13
E17	Unità di Isomerizzazione HF2 (ECOFINING)	Medio	Forno B101 (13,6)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (Sistema applicato)	15.422	3	518	61	1,20	1,13
	Unità di Recupero Zolfo RZ1		Postcombustore termico B301 (1,3)	Imp.to Sulfurex (applicato) Imp.to LOCAT (Sistema previsto – fine 2023*)						
E18	Ciclo combinato cogenerativo con turbina a gas TG01/B01	GIC	TG (95,5) B01 (64)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato) Iniezione vapore unità turbogas – sistema DeNO <sub>x</sub> (applicato)	339.359	15	423	80	5,00	19,63
(COGE)	Generatore di vapore tradizionale B01 (da solo; TG01 spento)	GIC	B01 (64)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato)	64.709	3				
	Generatore di vapore tradizionale B02	GIC	B02 (102)	Bruciatori Low NO <sub>x</sub> (applicato)	106.890	3				

\* LOCAT: messa a regime prescritta entro 01.11.2023; NB: Il camino E18 (impianto GIC) è stato da ultimo autorizzato



con DM AIA 284/2018 (raffineria tradizionale).

Camini sottoposti a monitoraggio in continuo (SME)

<i>SME</i>	<i>Linea</i>	<i>Punti di emissione</i>
<b>SMERC3A</b>	Unità di reforming catalitico RC3 A	<b>E08</b>
<b>SMERC3B</b>	Unità di reforming catalitico RC3 B	<b>E12</b>
<b>SMERC3C</b>	Unità di reforming catalitico RC3 C	<b>E14</b>
<b>SMEISO</b>	Unità di isomerizzazione ISO	<b>E15</b>
<b>SMEHF1</b>	Impianto ECOFINING HF1	<b>E16</b>
<b>SMEHF2</b>	Impianto ECOFINING HF2-RZ1	<b>E17</b>
<b>SMEPOT</b>	Nuova unità POT	<b>E3N</b>
<b>SMEB01</b>	Turbogas TG01 + caldaia B01, Impianto COGE	<b>E18</b>
<b>SMEB02</b>	Caldaia B02, Impianto COGE	

## 5.8 DESCRIZIONE DELLE EMISSIONI CONVOGLIATE

**PREMESSA.** Relativamente alle emissioni convogliate, il G.I. evidenzia che il progetto STEAM REFORMING, il cui iter autorizzativo è attualmente in corso presso la CTVA PNIEC-PNRR, prevede un assetto futuro della Bioraffineria che comporterà una riduzione del numero dei punti di emissione, a seguito della **dismissione dei camini E8, E12, E14, E15, afferenti al ciclo tradizionale; l'esercizio dello steam reforming prevede un unico camino (E40).**

Esso prevede, inoltre, il convogliamento delle emissioni del nuovo forno dell'unità Ecofining™ nel camino dell'impianto COGE (E18). Quanto qui premesso non è oggetto di questo PIC.

### CAMINO E3N (IMPIANTO DI PRE-TRATTAMENTO - POT)

Al camino E3N afferiscono i fumi della caldaia B201 progettata per la produzione di vapore ad alta pressione per il preriscaldamento della carica a 260-265°C prima di entrare nel sistema di distillazione sotto vuoto.

Il generatore di vapore B201 di potenza termica pari a 3,5 MWt, alimentato con fuel gas di autoproduzione e gas naturale (metano), è installato all'interno dell'unità POT.

È installato un sistema di monitoraggio in continuo (SMEPOT) delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri.

### CAMINO E8 (IMPIANTO REFORMING CATALITICO - RC3)

L'impianto di Reforming Catalitico RC3 ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della frazione di nafta pesante primariamente separata dalla virgin nafta full range.



La carica all'impianto viene preventivamente sottoposta ad un trattamento di desolforazione, al fine di evitare fenomeni di avvelenamento del catalizzatore della sezione di reforming, a base di Platino e Renio.

La sezione di reforming produce:

- H<sub>2</sub> puro al 85% vol. circa, che viene utilizzato in tutti i processi catalitici di raffinaria (Desolforazioni, Isomerizzazione e processo Ecofining<sup>TM</sup>);
- benzina riformata, stabilizzata in una colonna de-etanizzatrice ed in una colonna di stabilizzazione ove si separa il GPL.

La reazione di reforming è endotermica e comporta quindi all'abbassamento della temperatura durante la conversione nel reattore. Per poter effettuare la reazione in maniera ottimale e raggiungere il target ottanico delle benzine, è necessario riportare il livello di temperatura idoneo alla reazione. Per questo motivo la configurazione della sezione è formata da forno di pre-riscaldamento e reattore per ogni passaggio.

Al camino E8 afferiscono gli effluenti del forno F3AN e F3CN descritti nella Tabella 1. In particolare, il primo forno permette il riscaldamento della carica al reattore di reforming a letto fisso R3 ed il secondo il riscaldamento della carica prima del reattore R5N a rigenerazione continua.

### **CAMINO E12 (IMPIANTO REFORMING CATALITICO - RC3)**

Al camino E12 afferiscono gli effluenti dei forni F1 e F2 descritti in Tabella 1.

In particolare:

- il primo forno permette il riscaldamento della carica nel reattore di desolforazione per la rimozione dello zolfo presente nella carica, che costituisce un veleno per i successivi catalizzatori;
- il secondo forno invece è asservito al circuito hot-oil dell'impianto RC3 che viene utilizzato negli scambiatori E-6, E-13 ed E-15 per apportare calore a livelli di temperatura superiori rispetto a quelli raggiungibili con il vapore di alta pressione.

### **CAMINO E14 (IMPIANTO REFORMING CATALITICO - RC3)**

Al camino E14 afferiscono gli effluenti del forno F3A e F3B rispettivamente descritti in Tabella 1.

In particolare:

- il primo forno permette il riscaldamento della carica al reattore di reforming a letto fisso R4,
- il secondo il riscaldamento della carica prima del reattore di reforming a letto fisso R4N.

Questi forni sono dotati di caldaia a recupero per la produzione di vapore MP.

Per i forni F3A e F3B dell'unità RC3-C, anno di costruzione 1971, sono previsti due assetti:

- con la caldaia B-1 a recupero (assetto normale di funzionamento), con temperatura dei fumi in uscita è inferiore ad 200 °C, e
- a fuoco diretto, con temperatura uscita fumi superiore > 300 °C, come indicato Tabella 1.

### **CAMINO E15 (IMPIANTO ISOMERIZZAZIONE CATALITICA - ISO)**

Al camino E15 afferiscono i fumi dei forni A10-1 e B10-1, anno di costruzione 1967, dell'unità ISO descritti in Tabella 1.

L'impianto di Isomerizzazione ha la funzione di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della frazione di nafta leggera separata dalla nafta full range.

L'impianto comprende le seguenti sezioni:

- (1) Sezione di desolforazione, che utilizza il forno A-10.1, il reattore A-6.1, la colonna di strippaggio dell'H<sub>2</sub>S A-6.2;
- (2) Sezione deisopentanizzazione che recupera in testa l'iso-C<sub>5</sub> alto ottanico dalla benzina desolfurata. Il prodotto di fondo della colonna viene inviato alla sezione Penex;
- (3) Sezione Penex dotata di 2 reattori con catalizzatore a letto fisso, in condizioni operative che favoriscono le reazioni di isomerizzazione e riducono le reazioni di cracking;



- (4) Sezione deisoesanatrice per il riciclo di n-paraffine in alimento sezione Penex.
- (5) Circuito hot-oil comprensivo del forno B10-1 per il riscaldamento dell'utenza, della pompa di ricircolo B13-2 e del serbatoio di stoccaggio intermedio di hot-oil B9-1.

La carica all'impianto, dopo essersi miscelata con il gas di trattamento e preriscaldata mediante scambio termico con i prodotti caldi, viene alimentata al forno della sezione di desolforazione e quindi al reattore di desolforazione.

A valle del reattore di desolforazione, il prodotto viene strippato dell' $H_2S$  ed inviato alla sezione deisopentanizzatrice (per il recupero dell'iso C5).

Il prodotto di fondo della colonna deisopentanizzatrice viene alimentato alla sezione Penex. L'assenza di umidità (veleno per il catalizzatore), nella carica alla sezione di reazione del Penex è assicurata dalla presenza di essiccatori in serie sulla carica liquida e sul gas di reintegro.

La corrente liquida essiccata è preventivamente miscelata con la corrente di idrogeno di riciclo e pre-riscaldata in un treno di scambio dedicato, per poi essere immessa nel primo reattore.

Il promotore (Percloroetilene) della reazione viene additivato alla carica combinata.

I due reattori sono predisposti per lavorare in serie: l'effluente dal primo reattore (lead reactor) alimenta il secondo reattore (lag reactor).

La corrente in uscita dal primo reattore viene immessa in appositi scambiatori, dove il calore di reazione sviluppato nel primo reattore viene parzialmente assorbito dall'alimentazione al primo reattore stesso. La corrente parzialmente raffreddata viene immessa nel secondo reattore e da qui, dopo raffreddamento, viene inviata in un separatore.

Il separatore separa il prodotto liquido dalla corrente gassosa ricca di idrogeno:

- l'idrogeno dal separatore, attraverso un demister, viene aspirato dal compressore del gas di riciclo e reimpresso nel circuito di reazione;
- il prodotto liquido è inviato alla colonna stabilizzatrice per differenza di pressione. La stabilizzatrice separa l'idrogeno disciolto, le impurità presenti e i gas di cracking dalla benzina isomerata.

Dalla stabilizzatrice gli idrocarburi leggeri, presenti nella alimentazione, vengono inviati, previo scambio termico, ad un accumulatore in testa colonna, mentre il prodotto di fondo viene inviato alla colonna deisoesanatrice. Il gas di testa della stabilizzatrice è inviato ad uno scrubber, dotato di una sezione di lavaggio con soluzione caustica e di una sezione di lavaggio con acqua, per rimuovere le impurità presenti ed essere successivamente inviato, una volta lavato, alla rete fuel gas. La deisoesanatrice recupera l'isoesano e i pentani dai prodotti di reazione, mentre i prodotti basso ottanici vengono riciclati in alimento alla sezione Penex.

I forni A10-1 e B10-1, anno di costruzione 1967, a progetto non prevedono un sistema di recupero del calore dei fumi, in particolare:

- il primo forno permette il riscaldamento della carica al reattore di desolforazione per la rimozione dello zolfo presente nella carica, che anche in questa sezione di impianto costituisce un veleno per i successivi catalizzatori;
- il secondo forno permette il riscaldamento del circuito hot-oil dedicato a varie utenze nella sezione ISO, laddove i livelli di temperatura da raggiungere non permettono di poter rendere agevole il riscaldamento con vapore.

### **CAMINO E16 (IMPIANTO DEOSSIGENAZIONE CATALITICA – ECOFINING™)**

L'impianto Ecofining™ processa le cariche precedentemente pretrattate e produce i biocarburanti HVO Diesel, HVO Naphtha e HVO GPL.

La prima sezione dell'impianto Ecofining™, deossigenazione (HF1), rimuove l'ossigeno presente nelle cariche (sottoforma di acqua e  $CO_2$ ), elimina completamente le impurezze residue presenti a valle del pretrattamento (principalmente ossigeno e azoto) e consente di ottenere, oltre che una corrente ricca in HVO-GPL, un prodotto denominato deossigenato costituito da molecole paraffiniche lineari contenenti solamente carbonio e idrogeno.

La sezione di reazione di deossigenazione è costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2).



La carica dell'impianto, costituita da biomasse oleose, viene inizialmente filtrata nel nuovo filtro 21-FT-201 e, a valle delle pompe di carica (MPE-205 A/B), viene ripartita, tramite sistema di controllo dedicato, nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente. In seguito alla filtrazione, a tale corrente viene aggiunto un agente sulfidante (Dimetil-Disolfuro - DMDS) necessario a mantenere l'attività del catalizzatore dell'Ecofining™.

Da questo punto l'impianto comprende le seguenti sezioni:

- 1) *Reazione*: La carica al ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-101 pervenendo quindi ai reattori R-151 e R-101N posti in serie.  
L'effluente dal secondo reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione, in cui vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO<sub>2</sub> e l'H<sub>2</sub>S presenti; il liquido separato dal ricevitore viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (V-125).  
La carica del ramo 2 viene anch'essa unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-102 pervenendo quindi al reattore R-102.  
L'effluente reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione, nel quale vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggi amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO<sub>2</sub> e l'H<sub>2</sub>S presenti mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione (V-125), comune ai due rami.  
Il gas dal separatore di bassa pressione (V-125) viene inviato alla colonna di lavaggio amminico mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di stripping gasolio C-101;
- 2) *Sezione di stripping*: comprendente la colonna di stripping C-101. Il prodotto di fondo dalla colonna di stripping C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna (HVO GPL, ricco in propano) viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C-103, a valle della quale sarà compresso ed inviato nell'unità splitter GPL esistente;
- 3) *Sezione di essiccamento*, costituita dalla colonna di essiccamento del deossigenato intermedio. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da una frazione idrocarburica paraffinica, viene in parte riciclato a monte della sezione di deossigenazione ed in parte inviata alla successiva sezione di isomerizzazione, previo passaggio in due serbatoi polmone.

Al camino E16 afferiscono gli effluenti del forno F-101 e F-102 rispettivamente descritti in Tabella 1. I forni permettono il raggiungimento della temperatura di reazione nei due rami paralleli dell'unità di deossigenazione Ecofining™.

#### **CAMINO E17 (IMPIANTO ISOMERIZZAZIONE CATALITICA – ECOFINING™ + POST COMBUSTORE TERMICO)**

Il prodotto deossigenato ha bisogno di essere ulteriormente trattato per poter raggiungere le proprietà a freddo compatibili con l'utilizzo nei motori a combustione interna.

Ciò viene effettuato nella sezione di isomerizzazione (HF2). Dalla sezione di isomerizzazione si ottiene, in misura minore, una benzina denominata HVO Nafta con rese che variano a seconda della conduzione di impianto e dal ciclo catalitico.

Questo impianto è composto da:

- 1) *Sezione di reazione*, comprendente il forno di reazione B-101 ed il reattore D-102N. La carica della sezione di isomerizzazione, costituita dalla frazione idrocarburica paraffinica prodotta nello stadio di deossigenazione viene unita alla corrente di idrogeno di make-up ed all'idrogeno di riciclo compressi da un'apposita sezione di compressione gas e quindi, dopo preriscaldamento in un treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene ulteriormente riscaldata nel forno di reazione B-101 pervenendo quindi al reattore di isomerizzazione D-102N. L'effluente da tale reattore viene raffreddato e perviene quindi al separatore di alta pressione (F-103N), in cui vengono separati i gas ricchi di idrogeno da riciclare, mentre il liquido viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (F-104N). Il gas dal separatore di bassa pressione viene inviato alla rete fuel gas di



stabilimento mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato, previo riscaldamento, in colonna di strippaggio.

- 2) *Sezione di strippaggio HVO-diesel*, comprendente la colonna di strippaggio, dalla quale si ottiene, come prodotto di fondo, l'HVO-diesel che viene inviato successivamente alla sezione di essiccamento e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene inviata in un ricevitore (F-105) per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla rete fuel gas di stabilimento) e del liquido recuperato (HVO-Nafta), parzialmente riflussato nello stripper E-101 ed in parte inviato alla successiva sezione di separazione GPL, dove verrà stabilizzato prima di essere inviato ai serbatoi di stoccaggio.
- 3) *Sezione di essiccamento gasolio*, costituita dalla colonna di essiccazione E-155. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da HVO-diesel essiccato, viene in parte riciclata a monte della sezione di isomerizzazione ed in parte inviata a stoccaggio.

Al camino E17 sono convogliati:

- i fumi del forno B101 dell'unità di isomerizzazione, e
- i fumi del post-combustore termico B301 dei gas di coda dell'impianto Sulfurex (applicato; LOCAT previsto, entro il 2023) e dell'unità Sour Water Stripper (SWS3); esso converte l'H<sub>2</sub>S residuo in SO<sub>2</sub>, che viene emesso nei fumi.

### **CAMINO E18 (IMPIANTO COGENERATIVO – COGE)**

L'impianto di Cogenerazione (COGE) fa parte dei servizi ausiliari della Raffineria ed è autorizzato con DM 284/2018. Esso ha lo scopo di fornire il vapore e l'energia elettrica necessari sia per il funzionamento degli impianti e degli off-sites, sia per la sicurezza delle attrezzature.

L'impianto è così strutturato:

- 1 caldaia a recupero da Turbogas e postcombustione;
- 1 caldaia a fuoco diretto per produzione di vapore ad alta pressione;
- 2 degasatori;
- 1 turbina a gas;
- 1 turbina a vapore con spillamenti a 24 barg per abbattimento NO<sub>x</sub> al turbogas, a 14 barg per rete vapore tecnologico agli impianti 4 barg per rete riscaldamenti e rimanenti utilizzi di processo.

Il turbogas è alimentato tramite compressori con una miscela di fuel gas prodotto dalla Raffineria e metano proveniente da rete Snam. I fumi di scarico del turbogas alimentano la caldaia a recupero dotata di postcombustione. Le caldaie sono entrambe dotate di bruciatori a combustione di fuel gas.

Il vapore prodotto dalle caldaie viene inviato alla turbina a vapore per la produzione d'energia elettrica e utilizzato attraverso lo spillamento della stessa a 24 barg per abbattimento degli NO<sub>x</sub>, la derivazione a 14 barg e lo scarico a 4 barg come sopra descritti.

La produzione di energia elettrica dal turbogruppo a gas TG01, alimentato con gas residuo di raffineria, e dal turbogruppo a vapore TGV01 consente l'alimentazione di tutte le macchine elettriche di stabilimento e l'immissione in RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) della differenza tra l'energia prodotta dai turbogruppi e l'energia assorbita dalle macchine elettriche suddette.

Al camino E18 afferiscono gli effluenti dei generatori di vapore B01 (a recupero) e B02 (a fuoco diretto) del gruppo COGE.

Per quanto riguarda l'applicazione di valori limite alle emissioni del camino E18 (Impianto COGE), si osserva che esso è già stato autorizzato con DM AIA 284/2018 per l'assetto tradizionale come grande impianto di combustione (GIC). Nell'assetto green, l'impianto COGE manterrà le stesse funzioni e opererà nelle stesse condizioni dell'assetto di raffineria tradizionale, le prescrizioni vigenti (DM 284/2018) sono pertanto confermate.

Si riporta qui il quadro prescrittivo del DM AIA 284/2018 allo scopo di fornire un quadro emissivo completo e unitario dell'assetto green.



*Estratto dal DM 284/2018, prescrizione n. 17, par. 11.4, Tabella 2.b camino 18:*

<b>Tabella 2.b VLE per SO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub> per i Grandi Impianti di Combustione (GIC)</b>			
Inquinante	<b>Camino E18 (COGE)</b>		
	Turbina a gas TG01 / caldaia a recupero termico B01 (GIC)	Caldaia B01 in assetto postcombustione, con TG01 non in esercizio (GIC)	Caldaia a fuoco diretto B02 (GIC)
SO <sub>2</sub>	-	35 mg/Nm <sup>3</sup>	35 mg/Nm <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	120 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup>	300 mg/Nm <sup>3</sup>
O <sub>2</sub> di rif.	15 %	3 %	3 %

Conformità ai limiti di emissione E18. Per i GIC la conformità ai valori limite di emissione deve essere garantita secondo quanto definito al Punto 5 Conformità ai valori limite di emissione della Parte I Disposizioni generali dell'Allegato II Grandi impianti di combustione della Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 (Conformità ai VLE – Grandi Impianti di combustione):

*“5.1. In caso di misurazioni continue, i valori limite di emissione indicati nella parte II, sezioni da 1 a 5, si considerano rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che, nelle ore operative, durante un anno civile:*  
- *nessun valore medio mensile convalidato supera i pertinenti valori limite, e*  
- *nessun valore medio giornaliero convalidato degli impianti anteriori al 2002 e anteriori al 2013 supera il 110 per cento dei pertinenti valori limite,*  
- *il 95 per cento di tutti i valori medi orari convalidati nell'arco dell'anno non supera il 200 per cento dei pertinenti valori limite”.*

Misurazione e valutazione delle emissioni. Devono essere conformi a quanto indicato nella Sezione 8 della Parte II dell'Allegato II della Parte V del D.Lgs. 152/06.

## **5.9 TECNICHE ABBATTIMENTO EMISSIONI IN ATMOSFERA (TAB. 1)**

### **• Camino E17: impianto LOCAT (previsto 2023)**

La tecnologia denominata LOCAT (o LO-CAT) rimuove l'H<sub>2</sub>S presente nello stream di gas acido di coda attraverso un processo di ossidazione, promosso da catalizzatori a base di ferro in fase acquosa, dei composti dello zolfo (soprattutto H<sub>2</sub>S) a zolfo elementare (separato in forma solida). I dettagli sono descritti precedentemente in questo PIC.

Le correnti gassose in uscita impianto vengono inviate a combustione per la conversione dell'H<sub>2</sub>S residuo in SO<sub>2</sub> e successivo invio al camino di destinazione (camino E17). È prevista una forte riduzione di SO<sub>2</sub>, grazie alle prestazioni superiori attese del LOCAT (installazione prevista entro il 2023), rispetto al Sulfurex in funzione attualmente.

### **• Camini vari: Bruciatori DLN**

Bruciatori progettati per garantire un'ottimale miscelazione tra aria e combustibile, in grado di garantire i bassi livelli di ossidi di azoto, il gestore dichiara che tutti i bruciatori sono del tipo dry low NO<sub>x</sub> (DLN).

### **• Camino E18: iniezione vapore turbina a gas TG01**

Vapore a 24 barg spillato dalla turbina a vapore (TV01) è iniettato nel Turbogas per il controllo ottimale della temperatura in camera di combustione, al fine di prevenire la formazione degli NO<sub>x</sub> (tecnica BAT).

### **• Sviluppi Futuri**

Il Gestore, nel 2022, ha presentato istanza per la valutazione di impatto ambientale al MASE quale A.C. del progetto “STEAM REFORMING”, di cui risulta avviata attualmente l'Istruttoria tecnica CTPNRR-PNIEC.

Tale progetto prevede un assetto futuro della Bioraffineria che comporterà una riduzione del numero dei punti emissivi, in particolare prevede la dismissione dei camini E8, E12, E14, E15, che emettono fumi di combustione, e la sostituzione con un unico nuovo camino (E40) asservito all'impianto di Steam Reforming.

Come proposto dal gestore, i fumi emessi dal camino E40 saranno a bassissimo contenuto di NO<sub>x</sub>, essendo previsto un trattamento DeNO<sub>x</sub> SCR.





## 5.10 SFIATI ATTIVI IN ASSETTO GREEN

Nella Tabella 2 sono elencate le emissioni convogliate secondarie, dette "Sfiati", emesse in atmosfera dall'installazione in assetto green.

Essi non derivano dai processi produttivi principali, ma da attività di supporto (manutenzione di apparecchiature, operazioni di carico/scarico, attività di laboratorio, vasche di disoleazione).

**Si evidenzia che tutti gli sfiati in Tabella 2 sono descritti e autorizzati dal DM 284/2018** (cfr. PIC allegato, parte integrante) e sono qui richiamati al solo scopo di fornire un quadro unitario, completo, delle emissioni.

La tabella 2 qui riportata risulta infatti semplificata rispetto a quella del DM 284/2018, perché sono stati stralciati gli sfiati che non sono attivi nell'esercizio in assetto green.

Tabella 2 - Emissioni convogliate secondarie ("Sfiati")

Punti di emissione	Dispositivo da cui proviene l'emissione	Portata MCP (Nm <sup>3</sup> /h)	Sistemi applicati o previsti di abbattimento delle emissioni in atmosfera	(Rif. PIC) D.M. 284/2018 VLE AIA	Tipo di emissione
S32	Sfiato dalla rigenerazione ciclica impianto di Reforming Catalitico (RC3-CCR)	40		Prescr. 15	Discontinua
S33	Sfiato fase di rigenerazione del catalizzatore impianto di Reforming Catalitico RC3 (semirigenerativo)	95		Prescr. 15	Discontinua
S35/1..26	Sfiati dalle cappe del laboratorio chimico	1250		--	Discontinua
S42	Sfiato unità di recupero vapori (VRU) del caricamento / scaricamento navi	720	VRU	Prescr. 19	Discontinua
S43	Emissioni prodotte dalla copertura delle vasche API; sfiato continuo con VRU.	1580	VRU	Prescr. 20	Continua

### Sfiati: Valori Limite e Misurati:

ANNO 2021				
SFIATO	INQUINANTE	UM	VLE	VALORI MISURATI
S32(*)	BENZENE	mg/Nm <sup>3</sup>	5	0,125
	COV	ng/Nm <sup>3</sup>	--	0,54
	PCDD/F	ngTE/Nm <sup>3</sup>	0,1	0,0163
S33	BENZENE	mg/Nm <sup>3</sup>	5	0,412
	COV	mg/Nm <sup>3</sup>	--	15,6
	PCDD/F	ngTE/Nm <sup>3</sup>	0,1	0,0012
S42	BENZENE	mg/Nm <sup>3</sup>	5	0,301
	COV	g/Nm <sup>3</sup>	10	0,065
S43(*)	BENZENE	mg/Nm <sup>3</sup>	5	<0,035
	COV	mg/Nm <sup>3</sup>	--	1,059
	Rendimento abbattimento COV	%	> 80	93,5

(\*) Misure semestrali; sono stati qui riportati i valori misurati più elevati.

## 5.11 TECNICHE ABBATTIMENTO SFIATI IN ATMOSFERA (TAB. 2)

### Unità recupero vapore (VRU) carico navi (Camino S42)

L'impianto di recupero vapori (VRU), installato presso la darsena di Raffineria, ha lo scopo di trattare e recuperare i suddetti vapori durante le fasi di carico dei prodotti da serbatoio verso la nave cisterna.



I prodotti, contenuti in serbatoi di raffineria a tetto galleggiante, vengono trasferiti verso la nave, spiazzando progressivamente il volume delle tanche di nave dai vapori in esse contenuti, fino al completamento della fase di carico.

I vapori spiazzati e i vapori originati dalle fasi di carico sono trattati da un sistema di abbattimento e recupero, costituito da una coppia di filtri a carbone attivo.

L'unità è composta da 2 filtri interscambiabili, contenenti il carbone attivo; un letto di carbone è in adsorbimento e l'altro è in rigenerazione. Nella fase di adsorbimento il flusso di vapori, passa attraverso il filtro che assorbe i vapori di idrocarburi; i vapori trattati vengono quindi inviati al punto di emissione S42. I vapori idrocarburici, deadsorbiti dal letto in rigenerazioni, sono condensati e recuperati, quindi inviati alla tubazione di carico nave cisterna.

#### Unità recupero vapori trattamento effluenti (Camino S43)

Il refluo addotto al collettore unico fognario di raffineria (reflui di processo, acque meteoriche, acque sanitarie) è convogliato per pretrattamento, prima dell'invio a un depuratore consortile esterno, alle vasche di laminazione e disoleazione.

Le vasche di cui sopra sono completamente coperte (con coperture flottanti o fisse) e mantenute in leggera depressione ad opera di un gruppo di estrazione dei vapori idrocarburici presenti tra il pelo libero dell'acqua e le coperture.

I vapori captati vengono convogliati attraverso un sistema fisso di canalizzazioni all'unità di trattamento, che si compone di una pompa di calore preposta all'estrazione di umidità contenuta nei vapori, successivamente condensata e drenata al collettore unico di fognatura di Raffineria.

I vapori deumidificati, vengono successivamente inviati a una sezione di finissaggio per filtrazione su letto di carboni attivi. Il flusso in uscita, così filtrato, viene inviato al punto di emissione S43.

I risultati delle misure dello sfiato del camino S33 in fase di rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di Reforming Catalitico RC3, effettuate nel 2019 e 2021, sono allegati alla Nota integrativa trasmessa dal gestore a valle del sopralluogo del Gruppo Istruttore (CIPPC.Registro Ufficiale.I.0001368.07-10-2022).

## 5.12 CRONOPROGRAMMI

Si riportano di seguito i cronoprogrammi previsti dal Gestore per la realizzazione e la messa in esercizio per gli impianti DEGUMMING e LOCAT:

#### DEGUMMING:

Degumming	2022					2023											
	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Permitting																	
EPC&Construction																	
precommissioning / commissioning																	
Start-up, prove funzionali e messa a regime																	
Impianto in operation																	

Nota gestore: In attesa completamento permitting; ordinati item critici.

#### LOCAT:

Impianto Lo-Cat	2022					2023											
	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Costruzione e completamento meccanico																	
Pre-commissioning																	
Commissioning Dinamico																	
Start-up, prove funzionali e messa a regime																	
Impianto in operation																	



Nota del gestore: attualmente l'avanzamento complessivo è pari al 70% (ingegneria 100%, procurement 70%, construction 60%). Il progetto prevede il completamento meccanico per il mese di maggio 2023; la data di completamento meccanico è vincolata al rispetto dei tempi di approvvigionamento e consegna di tutti i materiali, che a causa della recente situazione pandemica e delle criticità legate all'attuale situazione internazionale, hanno subito rallentamenti.

### STEAM REFORMING

Per quanto attiene alla realizzazione dello Steam Reforming, si far riferimento al progetto attualmente in fase di istruttoria VIA (PNIEC-PNRR) con ID 8543

## **5.13 TORCE D'EMERGENZA**

Il Gestore dichiara che lo stabilimento di Raffineria di Venezia è dotato di un sistema di blow down Torcia unico al quale afferiscono anche gli impianti dell'assetto green. Tale sistema è già autorizzato con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e, pertanto, il Gestore ritiene che non sia oggetto di analisi del presente procedimento in quanto l'esercizio dell'assetto green non introduce alcuna modifica a quanto già autorizzato.

Il Gestore ne fornisce tuttavia la descrizione, di seguito riportata.

Il Gestore dichiara che le strutture operative dell'assetto green che contengono sostanze infiammabili (HC, H<sub>2</sub>) o tossiche (H<sub>2</sub>S) non risultano essere soggette a rilasci nell'ambiente esterno, sotto forma di liquido e/o di gas, in condizione di normale funzionamento o durante gli avviamenti e le fermate.

Per garantire la massima sicurezza operativa degli impianti, tutti i recipienti che lavorano sotto pressione sono dotati di valvole di scarico automatiche (valvole di sicurezza, valvole di depressurizzazione rapida, etc.).

### *Torcia Idrocarburica*

Il Gestore dichiara che tutti gli scarichi funzionali degli impianti (sia di tipo gassoso che liquido) sono convogliati attraverso i collettori di blow-down al "Sistema Torcia" e che tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido.

I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (slop), mentre i gas incondensabili, in condizioni normali, vengono recuperati mediante l'ausilio di un compressore ad anello liquido e previo lavaggio con ammina inviati a rete fuel gas.

Il Gestore dichiara che, in condizioni anomale per scarichi di sicurezza, i gas in surplus attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso la Torcia di stabilimento.

Gli scarichi funzionali degli impianti possono derivare da:

- scarichi dovuti ad errori di manovra;
- scarichi derivanti da emergenza;
- scarichi per bonifiche apparecchiature.

Sono dal Gestore considerate emergenze:

- mancanza d'energia alla singola unità o alla singola utenza;
- mancanza generale di energia;
- mancanza d'acqua di raffreddamento;
- mancanza aria strumenti;
- incendio.

Il gas di torcia proveniente dal collettore di blow down viene recuperato dal compressore ad anello liquido "GARO" e immesso nuovamente nella rete fuel gas di stabilimento dopo lavaggio con una soluzione amminica per eliminare i prodotti solforati, che pervengono agli impianti di recupero zolfo.

Tale intervento consente di utilizzare un gas di scarto che altrimenti verrebbe bruciato in Torcia; quindi consente un risparmio globale sui fuels bruciati nei forni e nelle caldaie concorrendo ad abbassare le perdite.

### *Torcia Acida*

Lo stabilimento è inoltre dotato di un sistema di "Torcia acida" a cui vengono convogliate le correnti gassose contenenti gas acido (idrogeno solforato), dagli impianti di processo, come spurghi intermittenti o per



sovrapressioni o per scarichi delle valvole di sicurezza.

Detti scarichi possono derivare da:

- scarichi dovuti ad errori di manovra
- scarichi derivanti da emergenza.

In merito alla rilevanza ambientale del sistema di blow-down e Torcia, il Gestore osserva come le quantità di idrocarburi scaricate in Torcia non siano quantificabili a priori perché dipendono dalla durata dell'emergenza.

Il Gestore dichiara che all'interno della documentazione di supporto (Manuali Operativi) risulta, comunque, la determinazione delle caratteristiche dei flussi scaricati in torcia dagli impianti connessi a blow-down (portata, potere calorifico, composizione chimica), dimensionati in caso di mancanza di energia elettrica (condizione di progettazione).

Il Gestore dichiara infine che, anche in condizioni anomale di processo, grazie al funzionamento del sistema di blowdown e Torcia, l'emissione in atmosfera di sostanze tossiche e/o infiammabili risulta contenuta e relativamente sotto controllo.

## 5.14 EMISSIONI IN ATMOSFERA DI TIPO NON CONVOGLIATO

Il Gestore in Allegato E.9.1 fornisce la metodologia di stima delle emissioni diffuse. Nel calcolo delle emissioni non convogliate di Composti Organici Volatili (COV) dall'installazione sono considerati i contributi da:

- impianti produttivi
- aree di stoccaggio
- sistema di caricamento dei prodotti finiti
- impianto di trattamento delle acque reflue.

### Stima delle emissioni dagli impianti produttivi

La stima di tali flussi emissivi è calcolata dal Gestore sulla base dell'analisi LDAR (Leak Detection and Repair) e del protocollo EPA 453/R-95-017, utilizzando le equazioni e i fattori di emissione previsti dal metodo US EPA PETROLEUM Correlation.

Tale metodo consente la stima dei flussi emissivi attraverso l'uso di equazioni di correlazione indicate nelle tabelle che seguono. Applicando le suddette equazioni, in funzione del tipo di sorgente, del servizio e del valore misurato in ppmv (SV = screening value) è possibile ottenere la conversione dei valori delle perdite da ppmv a kg/h per ogni sorgente.

Prima di essere implementati nelle equazioni di correlazione, gli "screening values" registrati in campo devono essere corretti con opportuni fattori di risposta (RF) individuati in funzione dei singoli fluidi, o miscele, e del livello di concentrazione misurato.

Il fattore di risposta, che tiene conto della differenza tra il fluido di calibrazione dell'analizzatore e il fluido misurato, può variare al variare della concentrazione misurata, quindi per la correzione degli SV si è applicata l'equazione della curva di risposta dell'analizzatore TVA-1000B, che restituisce il valore corretto delle letture nel range  $0 \div 99.999$  ppmv.

Per il calcolo dei fattori di risposta delle miscele di fluidi è stato fatto riferimento all'Allegato B della normativa EN 15446:2008.

### Stima delle emissioni dalle aree di stoccaggio

Le emissioni diffuse vengono stimate in funzione del quantitativo di lavorato e movimentato, utilizzando dei coefficienti di emissioni specifici per il settore secondo quanto indicato nel documento "EMISSION INVENTORY GUIDEBOOK" emesso dal CORINAIR nel febbraio 1996.

Per quanto riguarda il coefficiente di emissione dei VOC, lo studio propone per le Raffinerie Europee l'utilizzo di un coefficiente di emissione compreso tra 0,13 e 0,55 kg VOC/ton di materia prima lavorata.

Per la stima dei dati del ciclo di Assetto green, sulla base di rilievi sperimentali, il Gestore utilizza un coefficiente di emissione medio pari a 0,10 kg VOC/ton di materia prima lavorata.

Per la Raffineria, così come prescritto dall'ISPRA, è stato implementato il software EPA Tank 4.09d e si è proceduto nella compilazione del database interno al programma per la restituzione dei dati finali di perdita da ogni singolo serbatoio.

Il software utilizzato stima la quantità di VOC da serbatoi a tetto fisso e flottante basandosi sulle procedure di stima delle emissioni contenuta nel Capitolo 7 del "EPA's Compilation of Air Pollutant Emission Factors (AP-42)".

Il programma si avvale di dati chimici riguardanti i prodotti stoccati, meteorologici locali e delle caratteristiche costruttive dei serbatoi per stimare le emissioni sia da petrolio grezzo sia da prodotti di raffinazione.



#### Stima delle emissioni dal sistema di caricamento dei prodotti finiti

Il calcolo delle emissioni di COV per ogni prodotto caricato è eseguito dal Gestore con la seguente formula (USEPA, 1997a):

$$L = 12,46 * S * P * M/T$$

Dove:

L = VOC perdita al carico scarico;

S = Fattore di saturazione - S = 1 (splash loading dedicated vapour balance);

TVP = Tensione di vapore (psia);

Mv = peso molecolare del vapore (lb/lb-mole);

T = temperatura liquido caricato/scaricato (°R).

La stima dell'efficienza dei sistemi di caricamento dei prodotti finiti è stata considerata dal Gestore pari al 95%.

#### Stima delle emissioni dal sistema di trattamento delle acque reflue

Le emissioni fuggitive da serbatoi di disoleazione sono calcolate dal Gestore utilizzando fattori di moltiplicazione (EPA 450/3-85- 001a).

Per i separatori olio-acqua (indicati nella metodica EPA come Oil-Waters Separators) si utilizza il fattore 0,11100 moltiplicato per la quantità di acque trattate (waste water).

La tabella di riferimento EPA indica come trascurabili eventuali perdite di COV dai bacini di raccolta acque piovane. Per tale motivo, la Raffineria non effettua la stima di emissioni di COV provenienti dai serbatoi di stoccaggio reflui.

#### Stima totale delle emissioni fuggitive e diffuse della raffineria

La stima totale delle emissioni non convogliate provenienti da tutte le aree e gli impianti dell'installazione è costituita dalla somma dei contributi sopra elencati e descritti.

Fase	Unità	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti		
				Inquinante	Quantità totale MCP (t/anno)	Quantità di inquinante per unità di prodotto (g/t)
Ciclo "green"	Ciclo "green"	DIF	Emissione da serbatoi	COV	20	41,6
				Benzene	0,2	0,4
		DIF	Caricamento prodotti	COV	2	4,16
				Benzene	0,02	0,04
		FUG	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati impianti	COV	100	207,9
				Benzene	1	2,1

#### **PROGRAMMA LDAR**

Il Gestore si è dotato di un programma LDAR (Leak Detection and Repair) di monitoraggio e controllo annuale delle emissioni fuggitive di COV da componenti d'impianto quali pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange.

Il programma LDAR è sviluppato, secondo il protocollo EPA 453, con l'utilizzo di rilevatori a ionizzazione di fiamma (FID) e di termo-camere a infrarossi (IRC).

Il report annuale AIA del 2021 riporta che all'interno della Raffineria sono stati censiti ca. 80.000 punti di controllo, di cui ca. 68.000 monitorati con FID e ca. 12.000 con IRC (tecnica OGI - Optical gas imaging).

Nella campagna di misura 2021 (novembre-dicembre) i controlli sono stati eseguiti applicando le soglie di perdita indicate dal PMC annesso al decreto AIA DM 284/18 e pari a:

- 500 ppmV (espressi come CH<sub>4</sub> equivalente) per fluidi classificati cancerogeni (H350);
- 3000 ppmV (espressi come CH<sub>4</sub> equivalente) per tutti i rimanenti fluidi.



Nel 2021 calcolata di COV emessi in atmosfera da sorgenti non convogliate nel periodo di loro esercizio, derivante dalla suddetta campagna di misura, è risultata **pari a ca. 25 ton.**

I componenti per i quali è stata rilevata una perdita, ovvero un'emissione di COV in concentrazione superiore alle suddette soglie, sono stati sottoposti a manutenzione e a successivo ricontrollo.

Sono riportati, per ciascun impianto, la percentuale di componenti per i quali è stata rilevata una perdita superiore alle soglie sopra riportate nel corso della campagna 2021.

Il gestore evidenzia che i controlli LDAR eseguiti nel 2021 confermano la rilevazione di perdite di COV, superiori alle soglie, su percentuali inferiori al 1% dei totali dispositivi censiti. Ritiene quindi che i suddetti valori emissivi possano ricondursi a una tollerabile "perdita di fondo" che evidenzia l'avvenuto raggiungimento di un "plateau" di perdite fatali da componenti d'impianto.

## 5.15 SCARICHI IDRICI

**Il presente procedimento non comporta alcuna variazione al quadro autorizzato relativo all'utilizzo e allo scarico delle acque reflue regolato dal DM 284/2018.**

Nella tabella riassuntiva seguente sono riportati gli scarichi idrici.

*Tabella 3-4: Tabella riepilogativa degli scarichi idrici*

Scarico idrico Bioraffineria	Assetto attuale (MCP)
Acqua di raffreddamento a mare (m <sup>3</sup> /anno)	40.500.000
Acque reflue a SIFA* (m <sup>3</sup> /anno)	2.400.000
*I reflui conferiti a SIFA sono di due tipi: refluo di processo e acque meteoriche (refluo B0) e acque di falda intercettate dal retro-marginamento dell'area di Raffineria e dell'Isola dei Petroli ed emunte dai piezometri installati (refluo B3).	

Anche con l'upgrade del ciclo produttivo, la qualità delle acque reflue conferite all'impianto consortile SIFA rispetterà gli standard stabiliti dal Regolamento stipulato con il Consorzio, mostrati nella tabella seguente.

*Tabella 3-5: Qualità delle acque reflue conferite all'impianto consortile SIFA*

Parametro	u.m.	Limite contrattuale
pH	-	7-9
Azoto ammoniacale (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	mg/l	<12,9
Azoto nitroso (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	mg/l	<13,1
Azoto nitrico (NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	mg/l	<17,7
COD	mg/l	<800
Idrocarburi totali (HC)	mg/l	<150
Fosforo (P)	mg/l	<1,5
Solidi sospesi totali (SST)	mg/l	<270

Come riportato nel quadro prescrittivo del DM 284/2018, il flusso di acque di processo (contrassegnato dalla sigla SIFA 1) non è soggetto a limiti normativi, perché non è inviato a scarico finale in corpo idrico superficiale, ma all'impianto di trattamento gestito da terzi (già SIFA srl, ora VERITAS s.p.a.).

Esse sono infatti inviate, previo pretrattamento ove previsto, all'impianto di trattamento chimico - fisico - biologico denominato SG31.

Agli scarichi non sono applicabili i valori di emissione definiti dalle BAT 11, 12 e 13 (Dec. Esec. UE 2016/902; "BATC-CWW"), poiché esse riguardano solo gli scarichi finali diretti delle installazioni AIA.

Le acque reflue dell'installazione ENI conferite tramite lo scarico SIFA1 all'impianto di trattamento SG31 devono

rispettare le condizioni per il conferimento, stabilite nel Regolamento di Fognatura; in particolare, nel rispetto del Regolamento, le caratteristiche di accettazione dei reflui sono unicamente stabilite a livello contrattuale, con il gestore terzo.

Il gestore prevede per il ciclo green l'inserimento di un nuovo specifico impianto pretrattamento di acque reflue, da utilizzare se del caso, per mantenere le caratteristiche del proprio refluo finale, SIFA1, convogliato al gestore terzo dell'impianto SG31 delle acque reflue, rispondenti alle condizioni contrattuali in essere.

### Nuovo impianto di pretrattamento di acque reflue (proc. ID 6/13059)

Per l'Unità di pretrattamento della carica all'ECOFINING™ (POT) è stata autorizzata una sezione di pretrattamento delle acque reflue, che ha lo scopo di rendere il refluo in linea con le specifiche contrattuali di conferimento all'impianto consortile SIFA già al punto di collettamento delle stesse con la rete fognaria di Raffineria. La sezione è dimensionata per una portata massima di 4 m<sup>3</sup>/h.

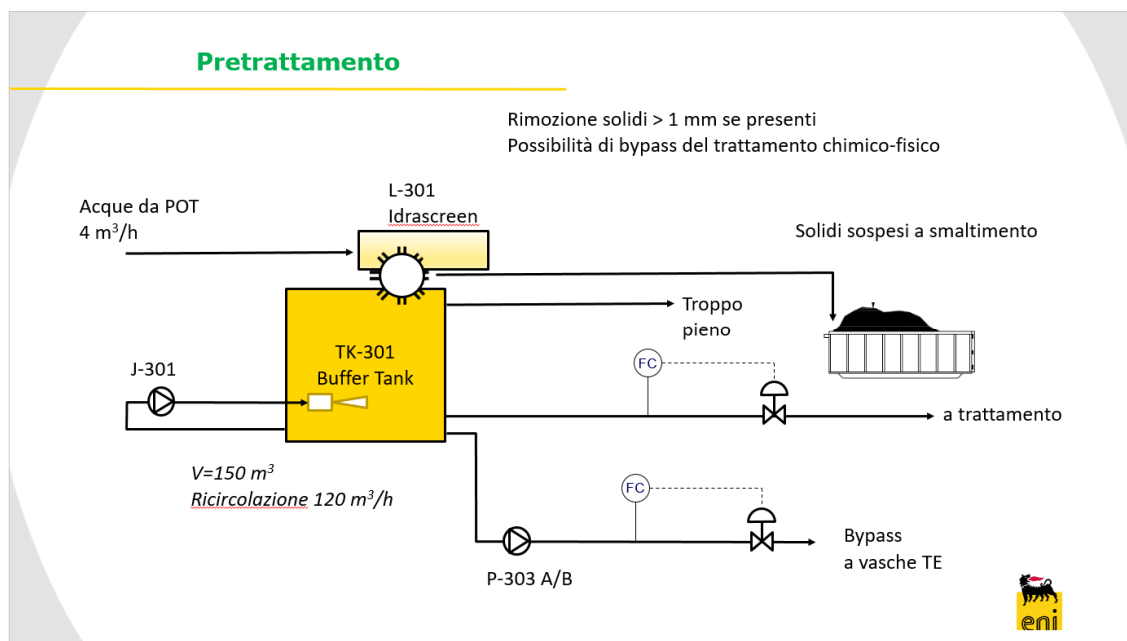
Alla data attuale la sezione non risulta essere stata utilizzata in quanto la portata e la qualità del refluo in uscita dall'impianto di pretrattamento ne consente comunque l'invio a SIFA.

#### Descrizione delle attrezzature

Le acque di processo prodotte dall'impianto vengono sottoposte a tre successivi trattamenti:

- Prefiltrazione
- Omogeneizzazione;
- Trattamento chimico-fisico;

Il sistema prefiltrazione + omogeneizzazione è rappresentato schematicamente nella figura:



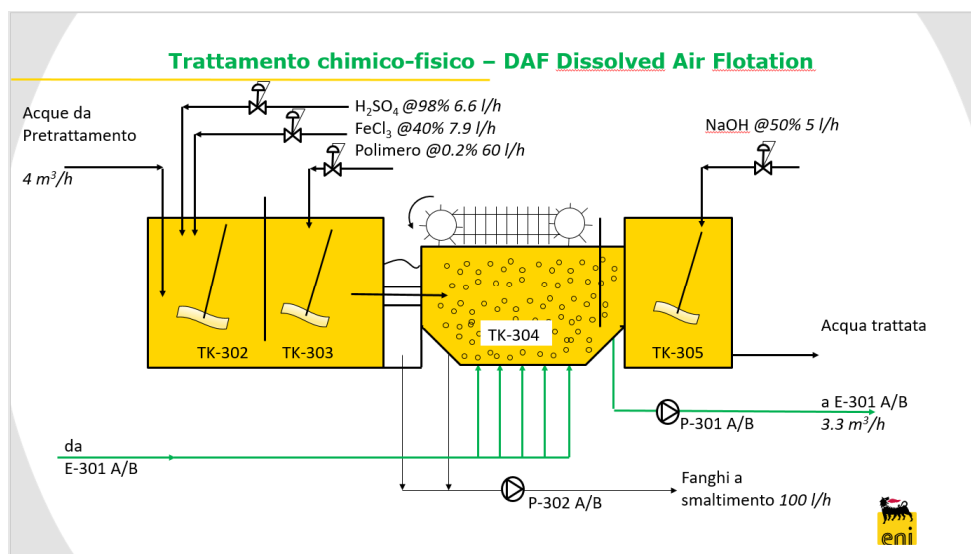
**Prefiltrazione:** Le acque reflue prodotte dalle sezioni dell'unità descritte precedentemente vengono inviate ad un filtro rotativo autopulente per eliminare eventuali solidi di dimensioni superiori ad 1 mm.

**Omogeneizzazione:** A valle della filtrazione, l'acqua viene inviata alla vasca (chiusa) di omogeneizzazione 19TK301 (150 m<sup>3</sup>), nella quale vengono minimizzate le fluttuazioni di concentrazione e di portata degli inquinanti, generalmente presenti nelle acque reflue prodotte nell'impianto. L'omogeneizzazione avviene mediante ricircolazione sulla vasca stessa mediante un ugello appositamente dimensionato.

**Trattamento chimico-fisico.** Dalla vasca di omogeneizzazione i reflui vengono inviati alla sezione trattamento chimico-fisico che, come rappresentato nella figura seguente, è costituita da un sistema di 4 vasche in serie, del volume complessivo di circa 8 m<sup>3</sup>:



- la vasca di coagulazione 19TK302 nella quale, in ambiente acido per aggiunta di acido solforico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), viene promossa la coagulazione degli inquinanti grazie al dosaggio di cloruro ferrico ( $\text{FeCl}_3$ );
- la vasca di flocculazione 19TK303, nella quale viene aggiunto il polimero ad alto peso molecolare che favorisce la flocculazione dei coaguli formati nella vasca precedente, in modo da favorirne la successiva separazione;
- la vasca di flottazione ad aria dissolta (DAF, Dissolved Air Flotation) 19TK304, in cui viene immessa aria che convoglia i flocculi in superficie, dove vengono rimossi grazie ad uno scrematore posto in corrispondenza del pelo libero dell'acqua. I fanghi flocculati vengono convogliati dallo scrematore e raccolti nel serbatoio dedicato 19TK914 della Tank Farm;
- il bacino di neutralizzazione 19TK305, in cui l'acqua a valle del flocculatore viene neutralizzata mediante aggiunta di soda caustica ( $\text{NaOH}$ ).



La sezione di trattamento chimico-fisico è interamente realizzata all'interno di un edificio chiuso.

I chemicals necessari per il corretto funzionamento del sistema sono stoccati in IBC (contenitori in materiale plastico) della capacità di 1 m³ ciascuno e da lì trasferiti in un recipiente dedicato mediante pompe dosatrici. In particolare:

- acido solforico: serbatoio 19TK317, pompe di iniezione 19P309 A/B
- cloruro ferrico: serbatoio 19TK318, pompe di iniezione 19P310 A/B
- soda caustica: serbatoio 19TK319, pompe di iniezione 19P311 A/B

Il polimero flocculante, che è un solido granulare, viene invece solubilizzato in acqua utilizzando un package costituito da un sistema di dosaggio a coclea ed un recipiente di omogeneizzazione e maturazione composto da tre vasche in serie (19TK311/312/313). La soluzione acquosa ottenuta viene dosata mediante le pompe 19P3017 A/B. L'effluente depurato nella sezione di trattamento chimico-fisico viene quindi convogliato all'impianto di Trattamento Effluenti - TE di stabilimento, mediante la rete fognaria.





## 5.16 RIFIUTI

Si fa riferimento all'Allegato C.13 presentato con la modifica sostanziale AIA (rif. Procedimento ID 6/13059):

- scheda C.11.2bis - Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva - assetto di Bioraffineria) che aggiorna tipologia e quantità dei rifiuti previsti,
- scheda C.13bis - Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi.

I principali rifiuti prodotti dalle unità afferenti alla sola Bioraffineria sono costituiti da:

- gomme separate dai grassi animali;
- terre sbiancanti esauste;
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue.

Con l'assetto green il quadro dei rifiuti prodotti e depositati dall'installazione, come descritto in questa sezione, sono modificati.

Il G.I. non ritiene necessario introdurre alcuna nuova prescrizione riguardo alla gestione dei rifiuti, in quanto il quadro prescrittivo del DM AIA n. 284/2018 è esaustivo in merito. In particolare, è già previsto che le *“Variazioni successive al rilascio della presente AIA (ndr. DM 284/2018) che interessino i soli depositi temporanei possono essere esercitate anche senza aggiornamenti dell'AIA. In ogni caso il gestore ne darà tempestiva comunicazione al Ministero, all'Ente di controllo ed alla Provincia.”*

Tutti i rifiuti saranno appositamente separati e stoccati in regime di deposito temporaneo in aree dedicate prima del conferimento finale all'esterno.

I rifiuti prodotti nell'assetto green sono soprattutto rifiuti non pericolosi: per cause intrinseche legate alla tecnologia del processo, per la maggior parte sono costituiti dalle terre sbiancanti esauste derivanti dall'impianto di pretrattamento della carica all'ECOFINING™.

Sia per le terre sbiancanti esauste che per le gomme sono possibili trattamenti di recupero/riutilizzo.

Le terre sbiancanti esauste sono costituite da una frazione inerte e da una componente organica derivante dalla carica vegetale trattata non totalmente recuperata nell'impianto di Pretrattamento della Carica all'ECOFINING™.

La componente organica nelle terre sbiancanti esauste può essere convertita in appositi impianti di digestione anaerobica in biogas utilizzabile ad esempio per la produzione di energia elettrica.

La frazione inerte può essere utilizzata come compost. Alternativamente, tale frazione, potrebbe essere utilizzata nei cementifici come carica ai forni al fine di recuperare il contenuto energetico residuo.

Le gomme, analogamente a quanto avviene per le terre sbiancanti esauste, possono essere convertite in appositi impianti di digestione anaerobica, mediante fermentazione, in biogas.

Esistono alcuni riferimenti di società estere, operanti in Europa, che prelevano le terre sbiancanti esauste e le gomme per sottoporle ad ulteriori trattamenti al fine di produrre biogas.

Il Gestore ha già individuato alcune Società operanti anche in Italia in grado di effettuare trattamenti di recupero e ricondizionamento presso le quali valutare un possibile futuro conferimento di tali rifiuti.

Le quantità di rifiuti recuperati negli ultimi anni sono state pari a:

Riciclo rifiuti	Anno 2018	Anno 2019	Anno 2020	
	Quota riciclata %	Quota riciclata %	Quota riciclata %	pari a (t/a)
Da impianti di produzione	83,7	81	58,1	3.094
Non da impianti di produzione	51,3	40,9	43,8	467



## 5.17 RUMORE

Si fa riferimento all'Allegato D.8 presentato con la modifica sostanziale AIA (rif. Procedimento ID 6/13059).

Non sono previste infatti modifiche che possa essere significative rispetto a tale assetto Green.

Si richiama che il Gestore ha affermato che i valori delle misure delle precedenti campagne consentono di affermare che le previste modifiche impiantistiche presso la Raffineria di Venezia sono conformi ai limiti stabiliti dal D.P.C.M. 14/11/97 e alle prescrizioni del Piano di Classificazione Acustica del Comune di Venezia.

Il GI evidenzia la non necessità di alcuna nuova prescrizione in merito perché il DM AIA 284/2018 contiene una specifica prescrizione, che prevede un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico dello stabilimento nei confronti dell'esterno.

## 5.18 EMISSIONI ODORIGENE

All'interno della Scheda B.15 il Gestore dichiara che (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):

*"Si prevede che l'impatto odorigeno della Raffineria durante il ciclo "green" sia paragonabile a quello generato durante il ciclo tradizionale e che i nuovi impianti e serbatoi non comporteranno alcun incremento dello stesso nella configurazione post operam rispetto all'ante operam.*

*Gli impianti e i serbatoi che la raffineria intende realizzare saranno inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorigene che nel programma di monitoraggio degli odori vigente presso la Raffineria. Pertanto, a seguito dell'avviamento produzione sarà inoltre implementato un programma di monitoraggio per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi."*

## 5.19 ALTRE TIPOLOGIE DI INQUINAMENTO

Il Gestore non fornisce informazioni relativamente ad altre tipologie di inquinamento presenti nello Stabilimento.

# 6 ESITI DELLE ATTIVITA' ISPETTIVE

L'ispezione ordinaria svolta presso l'installazione IPPC Raffineria di Venezia è stata svolta nei giorni dal 16 al 18 luglio 2019, ed è stata condotta in attuazione del Decreto autorizzativo DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 con Riesame DM 0000284 del 15/10/2018 valido come rinnovo del menzionato decreto AIA ad eccezione delle prescrizioni di cui al paragrafo 9.2.1, lettera A) riguardanti le emissioni convogliate in atmosfera e le relative modalità di monitoraggio, che nel solo caso di assetto produttivo *green refinery* restano in vigore in luogo delle corrispondenti prescrizioni di cui al paragrafo 11.2.

All'atto della verifica in loco il Gestore dichiara che la Raffineria è:

- stato di avviamento per la sezione ecofining e
- la sezione isomerizzazione benzina è in stato di fermo dal 7 luglio 2019 per operazioni di pulizia alla colonna di separazione, attività non programmata.
- La turbina a gas del sistema COGE è in blocco dalle ore 01:30 del 16 luglio 2019, le cui cause sono in corso di accertamento.

Il Gestore precisa che la raffineria è in assetto green dal 2014. L'assetto tradizionale non è più attivo dal 2014, giacché l'esercizio autorizzato consente una sola tipologia di modalità, in via esclusiva.

Si riportano di seguito le principali criticità rilevate nel corso della visita ispettiva e relative condizioni poste al Gestore da parte del Gruppo Ispettivo:

1. **relativamente alle emissioni in atmosfera**, si riporta quanto riportato nel verbale di visita ispettiva: *"L'assetto "green" prevede l'utilizzo di 7 camini (E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18) per il convogliamento dei prodotti di combustione dei forni e dei generatori di vapore. Su tali camini sono installati 8 sistemi di monitoraggio in continuo (SME) delle emissioni per i parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri. Il controllo di bolla sui macroinquinanti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri è ottenuto direttamente per acquisizione dei dati in linea provenienti dagli SME installati.*

*Rientrano nella bolla anche i parametri COV, NH<sub>3</sub> e H<sub>2</sub>S monitorati in discontinuo (i limiti di tali parametri sono riportati al par. 9.2.1 del PIC Decreto AIA 898/2010).*



*È stata acquisita copia della nuova edizione 02 rev. 01 del 20/02/2019 del Manuale dello SME (unico per tutti gli SME installati). In tale Manuale viene anche inserito il nuovo SME relativo al camino E3N correlato al c.d. assetto "green step 2". In merito a tale camino e più in generale a tale assetto secondo il decreto di VIA/AIA 217 del 7/08/2017, il Gestore ha inviato la nota DIR 126/AT.cz del 20/10/2017, con la quale comunicava l'intenzione di procedere alla realizzazione dell'impianto POT e, nelle more dei tempi di completamento degli altri impianti c.d. "green step 2", avrebbe provveduto a rispettare le prescrizioni previste per il nuovo punto emissivo E3N. Di fatto, tale punto emissivo dalla data di tale nota è stato messo in esercizio nel solo periodo di commissioning della caldaia B201. Al momento del sopralluogo il camino E3N non risultava in esercizio.*

*Per quanto concerne il decreto VIA/AIA n. 217 del 07/08/2017 il Gestore dichiara che al momento è stato realizzato il solo impianto di pretrattamento della carica (POT) ed è in corso di realizzazione l'impianto LOCAT, necessario per rispettare il limite che è stato imposto per il camino E17 per il parametro SO<sub>2</sub> (500 mg/Nm<sup>3</sup>).*

*Il Gestore ha inviato al MATTM la nota DIR 055/AT.cs del 10/05/2019 in merito al procedimento di riesame ID 6/10024 (riesame BAT settore chimico per green refinery), a risposta della nota MATTM prot. n. 7175 del 21/03/2019, ha inviato una proposta di riesame del decreto AIA "green step 1" che tenga conto della configurazione attuale degli impianti (green step 1 + impianto POT), indipendentemente dalla configurazione green step 2."*

2. **Relativamente al punto di emissione S43 (relativo all'impianto di recupero vapori)** sono stati visionati e acquisiti i report dei controlli effettuati nei mesi marzo e novembre 2018.

Il Gruppo Ispettivo rileva che in tali report non vengono identificate esplicitamente le variabili che caratterizzano lo stato di esercizio dell'impianto, elementi utili al fine di comprendere se il campionamento è stato eseguito in condizioni rappresentative delle condizioni più gravose, pertanto chiede al Gestore come condizione di identificare nei report successivi di analisi del punto di emissione S43 le variabili che caratterizzano lo stato di esercizio dell'impianto, elementi utili al fine di comprendere se il campionamento è stato eseguito in condizioni rappresentative delle condizioni più gravose.

3. **Relativamente al Camino E18** il Gruppo Ispettivo rileva che attualmente il passaggio dello SME per il monitoraggio dei VLE da assetto cogenerativo a combustione diretta della caldaia B01 avviene manualmente, ovvero è necessario modificare manualmente il valore dell'ossigeno di riferimento (che come indicato nella tabella 2.b pag. 112 del PIC del DM 284/2018 passa dal 15% al 3%).

Pertanto il Gruppo Ispettivo chiede al Gestore di presentare una relazione entro il 31/10/2019 che contenga una proposta per l'automazione del passaggio dello SME per il monitoraggio dei VLE da assetto cogenerativo a combustione diretta della caldaia B01 della Centrale COGE.

4. **Relativamente alla torcia di Raffineria** sono stati visionati i dati di portata della torcia idrocarburica per i primi mesi del 2019 e che hanno superato la soglia di 3.000 kg/h e per i quali è stato effettuato il campionamento manuale con canister. È stato effettuato un sopralluogo presso il laboratorio chimico di Raffineria per verificare la presenza effettiva dei canister che i referenti aziendali avevano dichiarato di non aver ancora provveduto ad analizzare.

Il Gruppo Ispettivo rileva dal sopralluogo presso il laboratorio che i canister vengono identificati con l'apposizione di una etichetta con la data del campionamento, ma un'etichetta risultava staccata e non era possibile risalire con certezza a quale canister poteva essere riferito.

Il Gruppo Ispettivo pertanto chiede come condizione per il Gestore di provvedere ad individuare una soluzione tecnico/gestionale per garantire l'identificabilità univoca dei canister utilizzati per il campionamento del gas inviato a torcia entro 31/10/2019.

5. **Relativamente al fuel gas di Raffineria:** forni, caldaie e turbine a gas vengono alimentate per circa il 70% del totale da fuel gas di autoproduzione (il rimanente 30% proviene dalla rete di metano), previo trattamento amminico presso specifici impianti. È previsto un controllo analitico a cadenza giornaliera presso il condotto di invio del fuel gas alle utenze da parte del personale operativo in turno (punto di campionamento box 29 DI 001), annotando il rilievo nel registro delle consegne. Viene inoltre effettuato un controllo periodico (circa 3-4 volte all'anno); è stato visionato il rapporto di prova Agrolab n. 91011-278066 del 27/03/2019 dove si evidenzia che il parametro H<sub>2</sub>S è al di sotto della soglia di rilevanza (0,01 %).



I mercaptani non risultano di fatto essere presenti e pertanto l'indagine non viene eseguita.

È stato visionato ed acquisito copia del registro delle "consegne RTO impianti" del 17/07/2019 nel quale viene dichiarata l'assenza di H<sub>2</sub>S nella rete gas. Il Gruppo Ispettivo rileva che non è utilizzata una specifica istruzione operativa sulla modalità di analisi e nel registro delle consegne non viene fatto nessun riferimento ad una specifica modalità di analisi.

Il Gruppo Ispettivo chiede come condizione per il Gestore di presentare una proposta per le modalità e le frequenze che formalizzino la prescrizione n. 24 del PIC del DM 284/2018 entro il 31/10/2019.

6. **Relativamente alle emissioni odorigene** si riporta quanto riportato nel verbale di visita ispettiva: "Il Gestore mantiene e ha implementato le procedure tecnico-operative atte a limitare quanto più possibile le emissioni odorigene in base a quanto previsto nella prescrizione n. 31 del PIC del decreto AIA.

*Il GI chiede se è stato effettuato il Programma di monitoraggio odori previsto dalla prescrizione n. 33 attenendosi al metodo dell'olfattometria dinamica di cui alla UNI EN 13725:2004 (prescrizione n. 34) e che la caratterizzazione deve tener conto delle fasi indicate al capitolo 7 del PMC a pag. 32. La ditta ha effettuato nel 2018 la campagna di monitoraggio degli odori nel periodo agosto-settembre 2018, per la quale sono stati individuati 7 punti di monitoraggio. I risultati evidenziano che le concentrazioni più elevate sono state rilevate presso le vasche API. Si rileva che nella relazione non sono state indicate giustificazioni in merito a tali valori elevati, anche in relazione al fatto che nelle campagne degli anni precedenti i valori erano risultati considerevolmente più bassi. I referenti aziendali hanno giustificato i valori più elevati presso le vasche API in quanto al momento delle analisi era in atto un'attività di aspirazione reflui con autospurgo, attività che periodicamente si rende necessaria e che è stata verificata dal GI in sede di sopralluogo visionando il Permesso di Lavoro n. 078467 del 24/08/2018.*

*Il GI chiede come condizione per il Gestore di adottare come riferimento per la valutazione annuale delle emissioni odorigene la linea guida di Valutazione delle Emissioni Odorigene - SNPA di dicembre 2018. Considerando l'assetto green, si chiede di prestare particolare attenzione alle rilevazioni presso l'impianto POT."*

## 7 CONSIDERAZIONI SULLE RICADUTE DELL'ASSETTO GREEN

### Aria

Il Gestore nell'allegato D.6, al fine di identificare e quantificare gli effetti in aria ambiente delle proprie emissioni in atmosfera, ha effettuato uno studio modellistico di dispersione degli effluenti gassosi emessi.

L'obiettivo di identificare e quantificare gli effetti sulla qualità dell'aria delle emissioni dell'assetto green di Venezia in termini di qualità dell'aria, è stato raggiunto con l'applicazione della catena modellistica WRF-CALMET-CALPUFF, dove WRF e CALMET sono i modelli meteorologici e CALPUFF è il modello per il calcolo delle concentrazioni di inquinanti in atmosfera.

Le emissioni considerate sono di tipo convogliato e sono legate all'esercizio dei camini dell'assetto green alla massima capacità produttiva. Le ore di marcia considerate sono 8'760 per tutti gli impianti, corrispondenti ad un esercizio continuo per l'intero anno di simulazione.

Gli inquinanti simulati mediante il modello di dispersione in atmosfera sono: biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), polveri (PTS) e monossido di carbonio (CO).

Le caratteristiche emissive dei camini considerati sono riportate nella tabella seguente.

Camino		Portata fumi [Nm <sup>3</sup> /h]	% O <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri	CO
				[mg/Nm <sup>3</sup> ]			
E3N	Steam Reformer e Impianto di pretrattamento carica (POT) ECOFINING™ e Caldaia HOT OIL H610	156'686	3	35	300	5	75
E16	HF1 (ECOFINING™)	22'579	3	35	300	20	100
E17	HF2 (ECOFINING™), RZ1	15'422	3	500	500	20	100
E18 - 1	COGE (TG01/B01)	339'359	15	35	120	5	100
E18 - 2	COGE (B02)	35'630	3	35	300	5	50
E18 - 3	Forno F-1 della sezione di produzione green jet fuel	7'008	3	35	300	5	75



I risultati delle simulazioni effettuate con il modello CALPUFF sono rappresentati dal Gestore mediante mappe di isoconcentrazione che illustrano le ricadute al suolo mediate su differenti periodi temporali, così come previsto dal D.Lgs. 155/2010.

Per tutti gli inquinanti considerati, nella tabella seguente, sono riportati i valori massimi di ricaduta nell'intero dominio di simulazione, forniti dal Gestore.

Nell'elaborazione dei dati e nel confronto rispetto ai limiti normativi sono state adottate dal Gestore le seguenti assunzioni in via cautelativa:

- si è considerata la concentrazione di NO<sub>x</sub> pari a quella degli NO<sub>2</sub>, considerando che tutti gli NO<sub>x</sub> reagiscano in atmosfera e si presentino in forma di NO<sub>2</sub>;
- si è considerata la concentrazione delle PTS pari a quella delle PM<sub>10</sub>, considerando che tutte le polveri emesse dall'impianto (PTS) siano particelle con dimensioni inferiori a 10 µm (PM<sub>10</sub>);
- si è modellizzata la condizione di Massima Capacità Produttiva, con un funzionamento degli impianti in continuo, 24 ore su 24 per 365 giorni all'anno;
- nelle simulazioni non sono state considerate le reazioni fotochimiche che hanno luogo in atmosfera, riducendo la concentrazione degli inquinanti al suolo.

Dall'esame dei risultati il Gestore dichiara che le emissioni dell'assetto green non determinano superamenti al suolo dei limiti di legge in alcun punto del dominio di calcolo. Il Gestore evidenzia inoltre che il contributo di concentrazione di inquinante al suolo che l'assetto green determina risulta inferiore al corrispondente requisito di qualità ambientale (SQA) per tutti gli inquinanti.

Per analizzare il contributo dell'assetto green di Venezia rispetto allo stato della qualità dell'aria della zona il Gestore mette a confronto la somma delle concentrazioni medie annue massime di dominio, stimate dal modello CALPUFF, con le massime medie annue del 2016-2018 rilevate presso le centraline di qualità dell'aria, con l'esclusione di quelle da traffico e di quelle caratterizzate da una completezza inferiore al 90%.

Tale approccio è molto conservativo poiché i dati monitorati dalle centraline contengono già il contributo della Raffineria.

Il Gestore, dall'analisi dei dati riportati, dichiara che il livello finale di inquinamento dell'area, seppur sovrastimato, risulta al di sotto dei limiti di legge per tutti gli inquinanti considerati.

**Il GI evidenzia che l'elenco dei camini avrebbe dovuto comprendere anche le emissioni dei camini E8, E12, E14, E15: tutte insieme esse rappresentano, peraltro, circa un terzo di tutte le emissioni convogliate.**

In relazione alla qualità dell'aria si deve considerare che:

- allo stato attuale, rispetto al periodo di confronto esaminato, i livelli di inquinamento ambientale sono diminuiti,
- la qualità dell'aria, come evidenziato dal gestore, già comprende le emissioni dei tutti i camini oggetto di questo procedimento, ad esclusione del camino E3N; quindi lo stato di fatto sarà sostanzialmente confermato in quanto l'aumento dovuto da E3N è piccolo (la portata prevista è molto bassa, pari a 3300 Nm<sup>3</sup>/h alla MCP) e sarà più che compensato dalla drastica riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub>, dal camino E17, entro il 2023 a seguito dell'installazione del nuovo impianto LO-CAT.

### **Rumore**

Il Gestore nell'allegato D.8, relativamente alle azioni intraprese all'interno dello stabilimento per ridurre le emissioni di rumore, dichiara che tutte le apparecchiature installate per il ciclo Green Step II avranno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

Il Gestore fa altresì riferimento all'Allegato B.24 riportante la valutazione previsionale di impatto acustico effettuata per l'assetto impiantistico del ciclo green Step II non fornendo ulteriori informazioni anche in accordo con quanto previsto dalle BAT.

### **Riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità**

Il Gestore nell'allegato D.9 relativamente alla Riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità, si limita a descrivere le modalità di gestione dei rifiuti prodotti dallo stabilimento in assetto "ciclo green step II", non fornendo ulteriori informazioni anche in accordo con quanto previsto dalle BAT.



### Utilizzo efficiente dell'energia

Il Gestore non ha presentato la documentazione richiesta nell'allegato D.10 relativamente all'analisi energetica.

### Analisi di rischio

Il Gestore non ha presentato la documentazione richiesta nell'allegato D.11 riportante l'analisi di rischio per l'installazione.

## 8 VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

Per completezza ed integrazione, si riporta in Allegato 7 l'aggiornamento dell'analisi sulle BAT con le osservazioni del gestore.

Nei paragrafi che seguono si riporta quanto dichiarato dal Gestore in merito all'applicazione delle BAT:

- (1) Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi, BATC-LVOC DEC. ESEC. (UE) 2017/2117
- (2) Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica, BATC-CWW, DEC. ESEC. (UE) 902/2016
- (3) BRef on Energy Efficiency (febbraio 2009)
- (4) BRef on Emissions from Storage (luglio 2006)

Le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono presupposto, di fatto, essenziale per la il confronto e le valutazioni circa l'applicazione delle BAT.

La verifica, avvenendo per via esclusivamente documentale, è basata sul presupposto di veridicità e completezza delle informazioni del Gestore, che avrà cura di riportare puntuali e argomentate evidenze oggettive dell'applicazione delle singole BAT.

### 1) Conclusioni BATC-LVOC DEC. ESEC. 2017/2117

*C = CONFORME*

*PC = PARZIALMENTE CONFORME*

*NC = NON CONFORME*

*CNV = CONFORMITÀ NON VALUTABILE*

*NA = NON APPLICABILE*

<b>Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi (BATC-LVOC)</b>					
<b>Comparto/ matrice ambientale</b>	<b>Rif. n. BAT</b>	<b>BAT AEL</b>	<b>Stato di applicazione dichiarato dal Gestore</b>	<b>Confor- mità BAT</b>	<b>NOTE</b>
Monitoraggio delle emissioni in atmosfera	1 la BAT consiste nel monitorare le emissioni convogliate nell'atmosfera provenienti da forni/riscaldatori di processo in conformità con le norme EN e almeno alla frequenza indicata. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.	Nessun BAT AEL	Applicata Monitoraggio in continuo (SME) dei punti di emissione convogliata E3N, E16, E17 ed E18 per i parametri SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , polveri e CO.	C	-



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

Monitoraggio delle emissioni in atmosfera	2 la BAT consiste nel monitorare le emissioni convogliate nell'atmosfera non provenienti da forni/riscaldatori di processo in conformità con le norme EN e almeno alla frequenza indicata. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.	Nessun BAT AEL	N.D.	-	Non sono state dichiarate dal Gestore emissioni non derivanti da forni/riscaldatori di processo
Emissioni in atmosfera	3 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera di CO e delle sostanze incombuste provenienti dai forni/riscaldatori di processo, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione.	Nessun BAT AEL	Applicata Tutti i forni di processo degli impianti sono dotati di sistema di controllo automatico dei parametri in modo da ottimizzare la combustione.	PC	Tutti i camini sono dotati di SME per CO e NOx. Sono utilizzati solo combustibili gassosi.
Emissioni in atmosfera	4 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera di NOx provenienti dai forni/riscaldatori di processo, la BAT consiste nell'utilizzare una o una combinazione delle tecniche indicate di seguito: a) Scelta del combustibile b) Combustione a stadi c) Ricircolo (esterno) degli effluenti gassosi d) Ricircolo (interno) degli effluenti gassosi e) Bruciatori a emissioni basse (LNB) o ultra basse (ULNB) di NOx f) Uso di diluenti inerti g) Riduzione catalitica selettiva (SCR) h) Riduzione non catalitica selettiva (SNCR) Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL): cfr. Tabella 2.1 e Tabella 10.1.	Nessun BAT AEL	Applicata I forni di processo applicano una combinazione delle tecniche: a. Scelta del combustibile c. ricircolo degli effluenti gassosi e. bruciatori a emissioni basse	C	-
Emissioni in atmosfera	5 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni nell'atmosfera delle polveri provenienti dai forni/riscaldatori di processo, la BAT consiste nell'utilizzare una o una combinazione delle tecniche indicate di seguito: a) Scelta del combustibile b) Atomizzazione dei combustibili liquidi c) Filtro in tessuto, ceramica o metallo	Nessun BAT AEL	Applicata I forni di processo utilizzano unicamente combustibili gassosi (tecnica a) per ridurre le emissioni di polveri	C	-
Emissioni in atmosfera	6 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni nell'atmosfera di SO <sub>2</sub> provenienti dai forni/riscaldatori di processo, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito. a) Scelta del combustibile b) Lavaggio caustico	Nessun BAT AEL	Applicata I forni di processo utilizzano unicamente combustibili gassosi (tecnica a) per ridurre le emissioni di SO <sub>2</sub>	C	Posti limiti anche a contenuto massimo di H <sub>2</sub> S nel fuel gas
Emissioni in atmosfera	7 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera dell'ammoniaca utilizzata nella riduzione catalitica selettiva (SCR) o nella riduzione non catalitica selettiva (SNCR) per abbattere le emissioni di NOx, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR o SNCR (tramite, ad esempio, un rapporto ottimale reagente/NOx, una distribuzione omogenea del reagente e una calibrazione ottimale delle gocce di reagente). Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni provenienti da un forno di cracking per la fabbricazione di olefine leggere con uso di SCR o SNCR: Tabella 2.1.	Nessun BAT AEL	N.D.	NP	Non sono presenti SCR e SNCR



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

Emissioni in atmosfera	8 Al fine di ridurre il carico degli inquinanti negli scarichi gassosi da sottoporre a trattamento finale e aumentare l'efficienza delle risorse, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione di tecniche tra quelle indicate di seguito per trattare i flussi di gas di processo. a. Recupero e uso dell'idrogeno in eccesso o prodotto dalla reazione b. Recupero e uso di solventi organici e materie prime organiche non reagite c. Uso dell'aria esausta d. Recupero di HCl con lavaggio a umido (wet scrubbing) per ulteriore uso e. Recupero di H <sub>2</sub> S con lavaggio (scrubbing) con ammine con rigenerazione dei solventi per ulteriore uso f. Tecniche per ridurre il trascinamento di solidi e/o liquidi	Nessun BAT AEL	Applicata Recupero del H <sub>2</sub> S con lavaggio (scrubbing) con ammine con rigenerazione per ulteriore uso (tecnica e)	C	Applicata anche tecnica LOCAT (in corso)
Emissioni in atmosfera  Efficienza energetica	9 Al fine di ridurre il carico degli inquinanti degli scarichi gassosi da sottoporre a trattamento finale e aumentare l'efficienza energetica, la BAT consiste nell'inviare i flussi di gas di processo che possiedono un potere calorifico sufficiente a un'unità di combustione. Le BAT 8a e 8b hanno tuttavia priorità sull'invio dei gas di processo a un'unità di combustione.	Nessun BAT AEL	Applicata Tutti i flussi gassosi aventi caratteristiche idonee, ove non riciclabili, sono inviati alle unità di combustione.	C	-
Emissioni in atmosfera	10 Al fine di ridurre le emissioni convogliate di composti organici nell'atmosfera, la BAT consiste nell'utilizzare una o una combinazione delle tecniche indicate di seguito. a. Condensazione b. Adsorbimento c. Lavaggio a umido (wet scrubbing) d. Ossidatore catalitico e. Ossidatore termico	Nessun BAT AEL	N.D.	-	Il Gestore non dichiara emissioni di composti organici dai camini dell'impianto
Emissioni in atmosfera	11 Al fine di ridurre le emissioni convogliate di polveri nell'atmosfera, la BAT consiste nell'utilizzare una o una combinazione delle tecniche indicate: a) Ciclone b) Precipitatore elettrostatico c) Filtro a tessuto d) Filtro per polveri a due stadi e) Filtro metallico/ceramico f) Abbattimento a umido	Nessun BAT AEL	N.D.	CNV	Il Gestore non fornisce dettagli sull'applicazione di questa BAT. Tuttavia, tutti gli 8 camini sono dotati di SME.
Emissioni in atmosfera	12 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera di biossido di zolfo e altri gas acidi (ad esempio, HCl), la BAT consiste nell'utilizzare il lavaggio a umido (wet scrubbing).	Nessun BAT AEL	N.D.	PC	Il Gestore non fornisce dettagli in sull'applicazione di questa BAT. Tuttavia si rappresenta che con rifer. alla BAT 8 il Gestore dichiara la presenza di H <sub>2</sub> S e lavaggio (scrubbing) con ammine (tecnica e).
Emissioni in atmosfera	13 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera di NO <sub>x</sub> , CO, e SO <sub>2</sub> provenienti da un ossidatore termico, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione di tecniche.	Nessun BAT AEL	N.D.	PC	Il applicherà il nuovo sistema LOCAT per la SO <sub>2</sub> .





Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

Emissioni in acqua	14 Al fine di ridurre il volume delle acque reflue, i carichi inquinanti da sottoporre a un idoneo trattamento finale (di norma trattamento biologico) e le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nell'applicare una strategia integrata di gestione e trattamento delle acque reflue che comprenda un'adeguata combinazione di tecniche integrate nei processi, tecniche di recupero degli inquinanti alla fonte e tecniche di pretrattamento, sulla base delle informazioni fornite dall'inventario dei flussi di acque reflue di cui alle conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica.	Nessun BAT AEL	Applicata L'impianto di pretrattamento della carica all'Ecofining (Unità POT) è dotato di una sezione di pretrattamento delle acque reflue (omogeneizzazione, trattamento chimico-fisico e trattamento biologico) prima dell'invio all'impianto Trattamento Effluenti – TE di stabilimento e successivamente a quello consortile SIFA. Lo stabilimento di Venezia applica una strategia integrata di gestione delle acque che include anche le attività dell'assetto green per ridurre per quanto possibile il volume di acque di raffreddamento prelevato.	C	-
Efficienza delle risorse	15 Al fine di aumentare l'efficienza delle risorse quando si utilizzano catalizzatori, la BAT consiste nell'applicare una combinazione delle tecniche indicate di seguito: a) Scelta del catalizzatore b) Protezione del catalizzatore c) Ottimizzazione del processo d) Monitoraggio delle prestazioni del catalizzatore	Nessun BAT AEL	Applicata Catalizzatori scelti al fine di aumentare l'efficienza delle risorse (Tecnica a.). Impianto di Steam Reforming dotato di sezione di purificazione della carica a protezione dei catalizzatori (Tecnica b.). Le condizioni dei reattori sono regolate per rendere ottimale la conversione della carica in ingresso e allungare la vita utile del catalizzatore (Tecnica c.). Le condizioni di efficacia dei catalizzatori sono continuamente monitorate (Tecnica d.).	C	-
Efficienza delle risorse	16 Al fine di aumentare l'efficienza delle risorse, la BAT consiste nel recuperare e riutilizzare i solventi organici.	Nessun BAT AEL	N.D.	PC	Il Gestore non fornisce dettagli in merito all'applicazione di questa BAT.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

Produzione di rifiuti	<p>17</p> <p>Al fine di prevenire la produzione di rifiuti da smaltire o, se ciò non è praticabile, ridurne la quantità, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione di tecniche tra quelle indicate di seguito.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a. Aggiunta di inibitori nei sistemi di distillazione</li><li>b. Riduzione al minimo della formazione di residui altobollenti nei sistemi di distillazione</li><li>c. Recupero di materie (ad esempio, per distillazione, cracking)</li><li>d. Rigenerazione dei catalizzatori e degli adsorbenti</li><li>e. Uso dei residui come combustibile</li></ul>	Nessun BAT AEL	<p>Applicata</p> <p>Le Tecniche a. (Aggiunta di inibitori nei sistemi di distillazione) e b. (Riduzione al minimo della formazione di residui altobollenti nei sistemi di distillazione) non sono applicabili all'impianto in oggetto. L'applicazione delle Tecniche c. (Recupero di materie) e d. (Rigenerazione dei catalizzatori e degli adsorbenti) rappresentano il tratto distintivo del processo dell'assetto green che prevede l'utilizzo di biomasse oleose di scarto quali grassi animali e in particolare di oli usati di cottura.</p>	NC	I report annuali mostrano una buona efficienza dei processi di recupero
Condizioni di esercizio diverse da quelle normali	<p>18</p> <p>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni dovute a cattivo funzionamento delle apparecchiature, la BAT consiste nell'utilizzare tutte le tecniche indicate di seguito.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>a) Individuazione delle apparecchiature critiche</li><li>b) Programma di affidabilità delle apparecchiature critiche</li><li>c) Sistemi di riserva per le apparecchiature essenziali</li></ul>	Nessun BAT AEL		PC	Il Gestore dichiara di applicare le sole tecniche a e b. L'enunciato della BAT prevede l'applicazione di TUTTE le tecniche. Peraltro l'assetto green, pur in esercizio da più anni, necessita ancora verifiche ai fini delle ottimizzazioni impiantistiche.
Condizioni di esercizio diverse da quelle normali	<p>18</p> <p>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni dovute a cattivo funzionamento delle apparecchiature, la BAT consiste nell'utilizzare tutte le tecniche indicate di seguito.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>d) Individuazione delle apparecchiature critiche</li><li>e) Programma di affidabilità delle apparecchiature critiche</li><li>f) Sistemi di riserva per le apparecchiature essenziali</li></ul>	Nessun BAT AEL	<p>Applicata</p> <p>(Tecnica a.) mediante valutazione dei rischi. Le apparecchiature critiche saranno sottoposte a manutenzioni programmate preventive secondo uno scadenziario specifico (Tecnica b.).</p>	PC	Il Gestore dichiara di applicare le sole tecniche a e b. L'enunciato della BAT prevede l'applicazione di TUTTE le tecniche. Peraltro l'assetto green, pur in esercizio da più anni, necessita ancora verifiche ai fini delle ottimizzazioni impiantistiche.



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

Emissioni in atmosfera	19 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni nell'atmosfera e nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'attuare misure commisurate alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti per: i) operazioni di avvio e di arresto ii) altre circostanze (ad esempio, lavori di manutenzione regolare e straordinaria e operazioni di pulizia delle unità e/o del sistema di trattamento degli scarichi gassosi), comprese quelle che potrebbero incidere sul corretto funzionamento dell'installazione.	Nessun BAT AEL	Applicata La Raffineria è dotata di apposita procedura, che sarà estesa dell'assetto green, per la gestione dei malfunzionamenti e transitori che consentono la gestione di tali eventi secondo modalità atte a ridurre per quanto possibile le emissioni nell'atmosfera; è inoltre definito un sistema per il calcolo dei quantitativi emessi in tali fasi.	CNV	Il Gestore fa riferimento alle sole emissioni in atmosfera. Inoltre tale procedura non è stata fornita dal Gestore nella documentazione allegata alla domanda di Riesame. Pertanto non è possibile valutare la conformità dell'applicazione della BAT.
------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

## 2) CONCLUSIONI BATC-CWW (UE) 2016/902)

**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
Sistema di gestione ambientale	1 Sistema di gestione ambientale	Nessun BAT AEL	Applicata La Raffineria di Venezia è registrata EMAS dal 2003 e certificata secondo lo standard ISO 14001:2015 dal 2011. Le certificazioni sono state estese allo scopo di includere anche l'assetto green. Inoltre, l'intero stabilimento è dotato di un sistema di procedure ed istruzioni operative finalizzate alla gestione complessiva degli impianti in relazione agli obiettivi definiti.	PC	All'interno dell'Allegato D.21, nel quale il Gestore descrive il proprio SGA, non sono presenti sufficienti informazioni circa quanto richiesto dalla BAT. In particolare si rappresenta che nell'elenco delle Procedure e delle Istruzioni operative fornito dal gestore, non sono presenti piani di gestione del Rumore né piani di gestione degli odori. Inoltre l'istruzione operativa OPI SG HSE 11 Gestione rifiuti non è stata fornita dal Gestore, non permettendone la sua valutazione nell'ambito di quanto richiesto dalla BAT.
Sistema di gestione ambientale	2 Al fine di favorire la riduzione delle emissioni in acqua e in aria e del consumo di risorse idriche, la BAT consiste nell'istituire e mantenere, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un inventario dei flussi di acque reflue e degli scarichi gassosi, con tutte le seguenti caratteristiche: i) informazioni sui processi chimici di produzione,	Nessun BAT AEL	Applicata La gestione del flusso idrico in ingresso ed in uscita avviene nell'ambito del SGA tramite opportune procedure ed istruzioni operative; tale gestione è estesa anche all'assetto green.	PC	All'interno dell'Allegato D.21, nel quale il Gestore descrive il proprio SGA, non sono presenti informazioni circa quanto richiesto dalla BAT.  Il gestore ha fornito una relazione sull'impianto previsto di pretrattamento dei reflui dall'assetto green.  Per le altre attività si fa riferimento alle procedure



**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	<p>compresi:</p> <p>a) equazioni di reazioni chimiche, che indichino anche i sottoprodotti;</p> <p>b) schemi semplificati di flusso di processo che indichino l'origine delle emissioni;</p> <p>c) descrizioni delle tecniche integrate con il processo e del trattamento delle acque reflue/degli scarichi gassosi alla sorgente, con indicazione delle loro prestazioni;</p> <p>ii) informazioni, quanto più possibile complete, riguardo alle caratteristiche dei flussi delle acque reflue, tra cui:</p> <p>a) valori medi e variabilità della portata, del pH, della temperatura e della conducibilità;</p> <p>b) valori medi di concentrazione e di carico degli inquinanti/parametri pertinenti (ad es. COD/TOC, composti azotati, fosforo, metalli, sali, determinati composti organici) e loro variabilità;</p> <p>c) dati sulla bioeliminabilità [ad esempio BOD, rapporto BOD/COD, test Zahn-Wellens, potenziale di inibizione biologica (ad es. nitrificazione)];</p> <p>iii) informazioni, quanto più possibile complete, riguardo alle caratteristiche dei flussi degli scarichi gassosi, tra cui:</p> <p>a) valori medi e variabilità della portata e della temperatura;</p> <p>b) valori medi di concentrazione e di carico degli inquinanti/parametri pertinenti (ad es. COV, CO, NOx, SO2, cloro, acido cloridrico) e loro variabilità;</p> <p>c) infiammabilità, limiti di esplosività inferiori e superiori, reattività;</p> <p>d) presenza di altre sostanze che possono incidere sul sistema di trattamento degli scarichi gassosi o sulla sicurezza dell'impianto (per</p>				di impianto messe in atto.



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	esempio ossigeno, azoto, vapore acqueo, polveri).				
Emissioni in acqua	3 Per le emissioni in acqua di cui all'inventario dei flussi di acque reflue (cfr. BAT 2), la BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo (compreso il monitoraggio continuo della portata, del pH e della temperatura delle acque reflue) in punti chiave (ad esempio, ai punti di ingresso del pretrattamento e del trattamento finale).	Nessun BAT AEL	Applicata Le acque reflue conferite al depuratore consortile sono monitorate per verificare le caratteristiche di accettazione stabilite a livello contrattuale con SIFA.	PC	Le procedure sono quelle in atto. Praticamente nulla cambia.
Monitoraggio delle emissioni in acqua	4 Monitoraggio delle emissioni in acqua	Nessun BAT AEL	N.D.	N.V.	Le procedure sono quelle in atto. Praticamente nulla cambia.
Monitoraggio delle emissioni in atmosfera – Diffuse/fuggitive	5 La BAT consiste nel monitorare periodicamente le emissioni diffuse di COV in aria provenienti da sorgenti pertinenti attraverso un'adeguata combinazione delle tecniche da I a III o, se sono presenti grandi quantità di COV, tutte le tecniche da I a III. I. Metodi di «sniffing» (ad es. con strumenti portatili conformemente alla norma EN 15446) associati a curve di correlazione per le principali apparecchiature; II. tecniche di imaging ottico per la rilevazione di gas; III. calcolo delle emissioni in base a fattori di emissione convalidati periodicamente (ad esempio, una volta ogni due anni) da misurazioni.  Quando sono presenti quantità significative di COV, lo screening e la quantificazione delle emissioni dall'installazione mediante campagne periodiche con tecniche ottiche basate sull'assorbimento, come la tecnica DIAL (radar ottico ad assorbimento differenziale) o la tecnica SOF (assorbimento infrarossi dei flussi termici e solari) costituiscono un'utile tecnica complementare alle tecniche da I a III.	Nessun BAT AEL	Applicata Il programma LDAR già implementato presso la Raffineria viene esteso anche alle nuove apparecchiature dell'assetto green.	N.V.	E' attivo un programma LDAR con verifica annuale.
Monitoraggio degli odori	6 Monitorare periodicamente le emissioni di odori da sorgenti	Nessun BAT AEL	Applicata Il programma degli odori già implementato presso la	N.V.	Il Gestore dichiara che, per quanto riguarda l'assetto green, il programma degli



**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	pertinenti (monitorate con il metodo dell'olfattometria dinamica conformemente alla norma EN 13725)		Raffineria viene esteso anche alle nuove apparecchiature dell'assetto green.		odori non è ancora attivo. Il Gestore dichiara altresì che: <i>Si prevede che l'impatto odorigeno della Raffineria durante il ciclo "green" sia paragonabile a quello generato durante il ciclo tradizionale e che i nuovi impianti e serbatoi non comporteranno alcun incremento dello stesso nella configurazione post operam rispetto all'ante operam.</i> Gli impianti e i serbatoi che la raffineria intende realizzare saranno inclusi sia nell'elenco delle potenziali sorgenti di emissioni odorigene che nel programma di monitoraggio degli odori vigente presso la Raffineria. Pertanto, a seguito dello avviamento produzione sarà inoltre implementato un programma di monitoraggio per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi."
Emissioni in acqua	7 Per ridurre il consumo di acqua e la produzione di acque reflue, la BAT consiste nel ridurre il volume e/o il carico inquinante dei flussi di acque reflue, incentivare il riutilizzo di acque reflue nel processo di produzione e recuperare e riutilizzare le materie prime.	Nessun BAT AEL	Applicata L'assetto dell'assetto green prevede una significativa riduzione degli approvvigionamenti idrici (di raffreddamento e di processo) e quindi dei quantitativi di acque reflue scaricati.	N.V.	Il Gestore, dichiarando che l'assetto dell'assetto green prevede una riduzione degli approvvigionamenti idrici, non fornisce un termine di paragone che consenta di verificare la reale riduzione a parità di assetto impiantistico. Confrontare due assetti diversi con due tipologie di produzione diverse (raffineria e assetto green) non rappresenta un'applicazione della BAT.
Emissioni in acqua	9 Per evitare emissioni incontrollate nell'acqua, la BAT consiste nel garantire un'adeguata capacità di stoccaggio di riserva per le acque reflue prodotte in condizioni operative diverse da quelle normali, sulla base di una valutazione dei rischi (tenendo conto, ad esempio, della natura dell'inquinante, degli effetti su ulteriori trattamenti e dell'ambiente ricevente), e nell'adottare ulteriori misure appropriate (ad	Nessun BAT AEL	Applicata Tutti i reflui di processo dell'Assetto green (ad eccezione delle acque di raffreddamento circolanti in circuito dedicato) afferiscono alla fogna oleosa di stabilimento, vengono pretrattate nell'impianto Trattamento Effluenti – TE e poi inviate a trattamento finale presso l'impianto consortile SIFA. Le acque reflue dall'Unità POT subiscono anche un	PC	Il Gestore non fornisce sufficienti argomentazioni tecniche dei sistemi che ritiene idonei a dimostrare l'applicazione della BAT.



**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	esempio, controllo, trattamento, riutilizzo).		trattamento in sezione dedicata all'interno della medesima unità prima del conferimento in rete fognaria di stabilimento. In considerazione del ciclo produttivo e della capacità di accumulo e trattamento degli impianti di trattamento e recupero di acque reflue (interne allo stabilimento e consortile), non è attesa la possibilità di generazione di flussi con caratteristiche tali da determinare criticità per la gestione.		
Produzione di rifiuti	13 Per prevenire o, qualora ciò non sia possibile, ridurre la quantità di rifiuti inviati allo smaltimento, la BAT consiste nell'adottare e attuare, nell'ambito del piano di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione dei rifiuti, che garantisca, in ordine di priorità, la prevenzione dei rifiuti, la loro preparazione in vista del riutilizzo, il loro riciclaggio o comunque il loro recupero.	Nessun BAT AEL	Applicata Saranno privilegiate operazioni di recupero dei rifiuti, ove disponibili tecniche di recupero e utilizzi dei materiali recuperati.	PC	Nell'Allegato D.21 che descrive lo SGA, non sono presenti sufficienti informazioni circa quanto richiesto dalla BAT. In particolare, nell'elenco delle Procedure e delle Istruzioni operative fornito dal gestore, è presente l'istruzione operativa OPI SG HSE 11 Gestione rifiuti che però non è stata fornita dal Gestore, non permettendone la sua valutazione ai fini BAT.
Produzione di rifiuti	14 Riduzione del volume dei fanghi ottenuti dai trattamenti delle acque reflue e riduzione del loro potenziale impatto ambientale attraverso le seguenti tecniche: a) Condizionamento chimico (ad es. aggiunta di prodotti coagulanti e/o flocculanti) o condizionamento termico (ad es. riscaldamento) per migliorare le condizioni nel corso dell'ispessimento/disidratazione dei fanghi. b) Ispessimento / disidratazione c) Stabilizzazione d) Essiccazione	Nessun BAT AEL	N.D.	N.V.	Il Gestore non fornisce dettagli in merito all'applicazione di questa BAT. Si rappresenta che l'impianto di pretrattamento acque del POT è provvisto di trattamento fanghi.
Emissioni in atmosfera	16 Al fine di ridurre le emissioni in aria, la BAT consiste nell'utilizzare una strategia integrata di gestione e trattamento degli scarichi gassosi che comprende tecniche integrate con il	Nessun BAT AEL	N.D.	N.V.	Il Gestore non fornisce dettagli in merito all'applicazione di questa BAT.



**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	processo e tecniche di trattamento degli scarichi gassosi.				
Emissioni in atmosfera	17 Al fine di prevenire le emissioni nell'aria provenienti dalla combustione in torcia, la BAT consiste nel ricorrere alla combustione in torcia esclusivamente per ragioni di sicurezza o in condizioni di esercizio diverse da quelle normali (per esempio, operazioni di avvio, arresto ecc.) utilizzando una o entrambe le tecniche riportate.	Nessun BAT AEL	N.D.	N.V.	Il Gestore non fornisce dettagli in merito all'applicazione di questa BAT.
Emissioni in atmosfera - Torce	18 Per ridurre le emissioni nell'aria provenienti dalla combustione in torcia quando si deve necessariamente ricorrere a questa tecnica, la BAT consiste nell'applicare una delle due tecniche riportate: 1. Progettazione corretta dei dispositivi di combustione in torcia 2. Monitoraggio e registrazione dei dati nell'ambito della gestione della combustione in torcia	Nessun BAT AEL	N.D.	N.V.	Il Gestore non fornisce dettagli in merito all'applicazione di questa BAT.
Odori	20 Per prevenire o, se non è possibile, ridurre le emissioni di odori, la BAT consiste nel predisporre, attuare e riesaminare regolarmente, nell'ambito del piano di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione degli odori che includa tutti gli elementi riportati di seguito: i) un protocollo contenente le azioni appropriate e il relativo crono-programma; ii) un protocollo per il monitoraggio degli odori; iii) un protocollo delle misure da adottare in caso di eventi odorigeni identificati; iv) un programma di prevenzione e riduzione degli odori inteso a identificarne le sorgenti, misurare / valutare l'esposizione, caratterizzare i contributi delle sorgenti e applicare misure di	Nessun BAT AEL	N.D.	N.V.	All'interno dell'Allegato D.21, nel quale il Gestore descrive il proprio SGA, non sono presenti sufficienti informazioni circa quanto richiesto dalla BAT. In particolare si rappresenta che nell'elenco delle Procedure e delle Istruzioni operative fornito dal gestore, non sono presenti piani di gestione del Rumore né piani di gestione degli odori.





**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	prevenzione e/o riduzione. Il monitoraggio associato è riportato nella BAT 6.				
Odori	21 Per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni di odori derivanti dalla raccolta e dal trattamento delle acque reflue e dal trattamento dei fanghi, la BAT consiste nell'applicare una delle seguenti tecniche o una loro combinazione. a) Ridurre al minimo i tempi di permanenza b) Uso di sostanze chimiche per distruggere o ridurre la formazione di composti odoriferi (per esempio ossidazione o precipitazione di solfuro di idrogeno). c) Ottimizzare il trattamento aerobico d) Copertura o confinamento degli impianti di raccolta e trattamento delle acque reflue e dei fanghi, al fine di raccogliere gli effluenti gassosi odoriferi per ulteriori trattamenti. e) Trattamento al termine del processo i) trattamento biologico; ii) ossidazione termica.	Nessun BAT AEL	Applicata La sezione di pretrattamento delle acque reflue dell'impianto di pretrattamento della carica è progettata e dimensionata in maniera dedicata all'unità stessa e per ridurre al minimo i tempi di permanenza (Tecnica a.), sfruttando la compattezza del lay-out. Inoltre, la tecnologia MBR consente l'ottimizzazione del trattamento aerobico (Tecnica c.).	PC	Il Gestore nel confronto con la BAT non fornisce indicazioni circa la riduzione delle emissioni odorigene dalla sezione di trattamento fanghi dell'impianto di pretrattamento acque del POT.
Rumore	22 Per prevenire o, se ciò non è possibile, ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nel predisporre e attuare, nell'ambito del piano di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione del rumore che comprenda tutti gli elementi riportati di seguito: i) un protocollo contenente le azioni appropriate e il relativo crono-programma; ii) un protocollo per il monitoraggio del rumore; iii) un protocollo delle misure da adottare in caso di eventi identificati; iv) un programma di prevenzione e riduzione del rumore inteso a identificarne la o le sorgenti, misurare/valutare l'esposizione al rumore, caratterizzare i contributi delle sorgenti e applicare misure di	Nessun BAT AEL	Applicata In fase di progettazione sono state identificate le sorgenti sonore a maggiore impatto e sono state previste adeguate misure di contenimento. Come previsto da decreto VIA/AIA No. 217 del 07/08/2017, entro 12 mesi dalla realizzazione delle dell'assetto green sarà eseguita una campagna di monitoraggio del rumore secondo le modalità del PMC.	N.V.	All'interno dell'Allegato D.21, nel quale il Gestore descrive il proprio SGA, non sono presenti sufficienti informazioni circa quanto richiesto dalla BAT. In particolare si rappresenta che nell'elenco delle Procedure e delle Istruzioni operative fornito dal gestore, non sono presenti piani di gestione del Rumore né piani di gestione degli odori.



**Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (BATC-CWW)**

Comparto/matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità con le BAT	Note
	prevenzione e/o riduzione.				

### 3) BREF ON ENERGY EFFICIENCY (FEBBRAIO 2009)

<b>BREF sull'efficienza energetica</b>				
Rif BRef	Rif. N. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
4.2.1 Gestione dell'efficienza energetica	1	Applicata Sistema di gestione dell'efficienza energetica secondo quanto definite dal SGE (Sistema di Gestione dell'Energia) e Certificazione ISO 50001.	PC	Il Gestore non fornisce documentazione che attesti che il SGE applicato in stabilimento risponda pienamente a quanto richiesto dalla BAT.
4.2.2.1 Miglioramento ambientale continuo	2	Applicata La Raffineria, e l'assetto green, applicano una politica di continuo miglioramento delle performance ambientale finalizzata alla minimizzazione degli impatti.	C	Il Gestore non fornisce documentazione puntuale. Esiste un sistema SME idoneo e buon controllo dei processi
4.2.2.2 Identificazione degli aspetti di efficienza energetica di un'installazione e opportunità per il risparmio energetico	3 4 5 6	Applicata L'assetto green attuerà la diagnosi energetica mediante una verifica puntuale dei processi.	PC	Il Gestore non risponde a quanto richiesto dalle singole BAT né fa riferimento alle modalità con le quali verrà condotta l'analisi energetica in parola.
4.2.2.3 Approccio sistemico alla gestione dell'energia	7	Applicata Nella unità Steam Reformer (Produzione Idrogeno): <ul style="list-style-type: none"> <li>il gas naturale utilizzato è leggermente preriscaldato insieme alla carica prima di essere inviato ai bruciatori;</li> <li>la temperatura del gas di processo in uscita dal reformer è controllata modulando la quantità di gas di supporto;</li> <li>i bruciatori sono alimentati con un ventilatore da aria preriscaldata.</li> <li>l'aria di combustione viene prima preriscaldata con acqua di alimento caldaia, riscaldata in scambiatori dedicati posti sul treno di raffreddamento del gas di sintesi, e con poi i fumi nella parte terminale della convettiva.</li> </ul>	C	-
4.2.2.4 Stabilire e riesaminare gli obiettivi di efficienza energetica e gli indicatori	8	Applicata Come già avviene per l'assetto tradizionale di raffinazione, il Gestore monitorerà sistematicamente i parametri energetici degli impianti dell'assetto green per mantenere l'allineamento con i consumi di processo previsti da progetto.	PC	Il Gestore non fornisce informazioni circa gli indicatori scelti come parametro verso il quale orientare gli obiettivi di efficienza energetica.
4.2.2.5 Benchmarking	9	Applicata L'assetto green attuerà una valutazione regolare con i dati benchmark disponibili	C	-
4.2.3 Progettazione efficiente dal punto di vista energetico (EED)	10	Applicata La progettazione degli impianti dell'assetto green è stata effettuata tenendo in considerazione gli aspetti energetici per massimizzare l'efficienza energetica.	C	
4.2.4 Aumento dell'integrazione dei processi	11	Applicata Vedi BAT n. 7	C	-
4.2.5 Mantenimento delle iniziative di efficienza energetica	12	Applicata L'assetto green applicherà una combinazione delle tecniche ponendo l'efficienza energetica tra le priorità.	C	-
4.2.6 Mantenimento della competenza	13	Applicata L'assetto green si avvarrà di consulenti specifici.	C	-
4.2.7 Controllo efficace dei processi	14	Applicata L'assetto green porrà particolare attenzione alla formazione dei lavoratori che sono periodicamente aggiornati per l'applicazione	C	-



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

<b>BREF sull'efficienza energetica</b>				
<b>Rif BRef</b>	<b>Rif. N. BAT</b>	<b>Stato di applicazione dichiarato dal Gestore</b>	<b>Conformità BAT</b>	<b>Note</b>
		di tutti gli strumenti di controllo del processo.		
4.2.8 Manutenzione	15	Applicata Tutte le apparecchiature e serbatoi relativi all'assetto green saranno sottoposti a regolare manutenzione preventiva, secondo i piani di ispezione e manutenzione che lo Stabilimento già attua. Si sottolinea che le attività di movimentazione e distribuzione sono state oggetto di recente riesame AIA conclusosi con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e si ritengono pertanto già pienamente autorizzate. L'esercizio dell'assetto green non introdurrà alcuna modifica.	C	-
4.2.9 Monitoraggio e misurazioni	16	Applicata L'assetto green adotterà un piano di raccolta e monitoraggio dei dati e delle informazioni dei processi che comprendono anche gli aspetti energetici.	C	-
4.3.1 Combustione	17	Applicata I forni dell'unità Steam Refomer, Ecofining (HF1 HF2) e Pretrattamento della Carica all'Ecofining (POT) sono dotati di sistema di monitoraggio in continuo dell'ossigeno e della temperatura all'uscita del forno.	PC	Il Gestore non effettua il confronto con le tecniche proposte all'interno della Tabella 4.1, paragrafo 4.3.1 del Bref.
4.3.2 Sistemi vapore	18	Applicata Anche per la produzione di vapore l'assetto green applica tutte le tecniche a partire dalla progettazione fino al recupero atte ad ottimizzare la produzione e la distribuzione del vapore.	C	-
4.3.3 Recupero calore	19	Applicata L'assetto green applicherà la manutenzione preventiva per mantenere in perfetta efficienza tutte le attrezzature.	C	-
4.3.4 Cogenerazione	20	N.D.	CNV	Il Gestore non fornisce dettagli in merito all'applicazione di questa BAT, pur esercendo un'unità di cogenerazione (Caldaie B1 e B2 e Turbina TG01)
4.3.5 Alimentazione energia elettrica	21	Applicata L'assetto green applicherà tecniche per ottimizzare il consumo di energia elettrica.	CNV	Il Gestore non fornisce dettagli sulle tecniche che intende utilizzare per l'ottimizzazione del consumo di energia elettrica, non permettendo il confronto con quanto riportato all'interno delle BAT.
	22			
	23			
4.3.6 Motori elettrici	24	Applicata Tutti i motori di nuova installazione presenteranno elevati standard di efficienza energetica e saranno sottoposti a regolare monitoraggio operativo e manutenzione preventiva per mantenere la efficienza ai livelli desiderati.	C	-
4.3.7 Sistemi aria compressa	25	Applicata Come già avviene per tutte le unità di stabilimento di Raffineria, anche i compressori afferenti all'assetto green saranno inseriti in un piano di manutenzione preventiva che l'assetto green applicherà alle proprie attrezzature e saranno sottoposti a sorveglianza operativa.	C	-
4.3.8 Sistemi di pompaggio	26	Applicata Pompe e compressori sono adeguatamente fissati a piastra base o telaio seguendo le indicazioni dei produttori e delle migliori pratiche e sono inseriti nel programma di manutenzione preventiva in essere presso lo Stabilimento.	C	-
4.3.9 Sistemi di riscaldamento, ventilazione e condizionamento	27	Applicata Vedi BAT n. 18-19-26	C	-
4.3.10 Illuminazione	28	Applicata Il Gestore forma il proprio personale al rispetto delle proprie	C	-



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

**BREF sull'efficienza energetica**

Rif BRef	Rif. N. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
		procedure anche allo scopo di migliorare la performance ambientale. Il sistema di illuminazione di stabilimento è efficientato, con limitazioni dovute alla necessità di garantire le condizioni di sicurezza per gli operatori.		
4.3.11 Processi di essiccazione, separazione e concentrazione	29	Applicata L'impianto di pretrattamento acque del POT è provvisto di trattamento fanghi.	C	-

**4) BREF ON EMISSIONS FROM STORAGE (LUGLIO 2006)**

**BREF su sistemi di stoccaggio**

Rif BRef	Rif. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
5.1.1.1. Progettazione di serbatoi	BAT for a proper design is to take into account at least the following: - the physico-chemical properties of the substance being stored - how the storage is operated, what level of instrumentation is needed, how many operators are required, and what their workload will be - how the operators are informed of deviations from normal process conditions (alarms) - how the storage is protected against deviations from normal process conditions (safety instructions, interlock systems, pressure relief devices, leak detection and containment, etc.) - what equipment has to be installed, largely taking account of past experiences of the product (construction materials, valve quality, etc.) - which maintenance and inspection plan needs to be implemented and how to ease the maintenance and inspection work (access, layout, etc.) - how to deal with emergency situations (distances to other tanks, facilities and to the boundary, fire protection, access for emergency services such as the fire brigade, etc.).	Applicata Tutti i serbatoi sono progettati in materiale idoneo allo specifico contenuto, tutti fuori terra in area pavimentata e dotata di sistemi di contenimento. I serbatoi sono tutti dotati di idonea strumentazione di allarme di alto ed altissimo livello e di sistemi di controllo del troppo pieno. I sistemi di allarme e controllo sono gestiti e controllati mediante un sistema di controllo distribuito (DCS). Si sottolinea che le attività di movimentazione e distribuzione sono state oggetto di recente riesame AIA conclusosi con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e si ritengono pertanto già pienamente autorizzate. L'esercizio dell'assetto green non introdurrà alcuna modifica.	C	-
5.1.1.1. Ispezioni e manutenzioni	BAT is to apply a tool to determine proactive maintenance plans and to develop risk-based inspection plans such as the risk and reliability based maintenance approach;	Applicata Tutti i serbatoi saranno sottoposti a regolare manutenzione, secondo i piani di ispezione e manutenzione che il Gestore già applica sul proprio parco serbatoi	C	-
5.1.1.1. Localizzazione e layout	BAT is to locate a tank operating at, or close to, atmospheric pressure aboveground. However, for storing flammable liquids on a site with restricted space, underground tanks can also be considered. For liquefied gases, underground, mounded storage or spheres can be considered, depending on the storage volume.	Applicata Vedi 5.1.1.1. Progettazione di serbatoi	C	-
5.1.1.1. Colore dei serbatoi	BAT is to apply either a tank colour with a reflectivity of thermal or light radiation of at least 70 %, or a solar shield on aboveground tanks which contain volatile substances, see BREF Storage Section 4.1.3.6 and 4.1.3.7 respectively.	Applicata Tutti i serbatoi contenenti sostanze volatili hanno colore idoneo a garantire la necessaria riflettanza.	C	-
5.1.1.1. Minimizzazione delle emissioni	BAT is to abate emissions from tank storage, transfer and handling that have a significant negative environmental effect	Applicata Il programma LDAR già implementato presso la Raffineria viene esteso anche alle nuove apparecchiature dell'assetto green	C	-



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

**BREF su sistemi di stoccaggio**

Rif BRef	Rif. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Confor- mità BAT	Note
5.1.1.1 Monitoraggio VOC	On sites where significant VOC emissions are to be expected, BAT includes calculating the VOC emissions regularly. Calculation model may occasionally need to be validated by applying a measurement method	Applicata Vedi 5.1.1.1 Minimizzazione delle emissioni	C	-
5.1.1.2. Serbatoi a tetto fisso	<p>Fixed roof tanks are used for the storage of flammable and other liquids, such as oil products and chemicals with all levels of toxicity, see BREF Storage Section 3.1.3. For the storage of volatile substances which are toxic (T), very toxic (T+), or carcinogenic, mutagenic and reproductive toxic (CMR) categories 1 and 2 in a fixed roof tank, BAT is to apply a vapour treatment installation.</p> <p>For other substances, BAT is to apply a vapour treatment installation, or to install an internal floating roof.</p> <p>Direct contact floating roofs and non-contact floating roofs are BAT.</p> <p>For tanks &lt; 50 m<sup>3</sup>, BAT is to apply a pressure relief valve set at the highest possible value consistent with the tank design criteria. The selection of the vapour treatment technology is based on criteria such as cost, toxicity of the product, abatement efficiency, quantities of rest-emissions and possibilities for product or energy recovery, and has to be decided case-by-case.</p> <p>The BAT associated emission reduction is at least 98 % (compared to a fixed roof tank without measures).</p> <p>For liquids containing a high level of particles (e.g. crude oil) BAT is to mix the stored substance to prevent deposition that would call for an additional cleaning step.</p>	Applicata I nuovi serbatoi a tetto fisso saranno collegati agli impianti di recupero vapori di stabilimento che sono stati oggetto di recente riesame AIA conclusosi con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e si ritengono pertanto già pienamente autorizzate. L'esercizio dell'assetto green non introdurrà alcuna modifica.	C	-
5.1.1.3. Gestione della sicurezza e dei rischi	BAT in preventing incidents and accidents is to apply a safety management system as described in BREF Storage Section 4.1.6.1.	N.D.	CNV	Il Gestore non fornisce dettagli in merito
5.1.1.3. Procedure operative ed addestramento	BAT is to implement and follow adequate organisational measures and to enable training and instruction of employees for safe and responsible operation of the installation as described in BREF Storage Section 4.1.6.1.1.	Applicata Raffineria dotata di apposite procedure operative per la conduzione degli impianti atte a minimizzare il rischio di incidenti. Gli operatori coinvolti sono preventivamente formati ed aggiornati in occasione di ogni eventuale modifica agli impianti.	C	-
5.1.1.3. Perdite dovute alla corrosione e/o erosione	<p>BAT is to prevent corrosion by:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- selecting construction material that is resistant to the product stored</li><li>- applying proper construction methods</li><li>- preventing rainwater or groundwater entering the tank and if necessary, removing water that has accumulated in the tank</li><li>- applying rainwater management to bund drainage</li><li>- applying preventive maintenance, and</li><li>- where applicable, adding corrosion inhibitors, or applying cathodic protection on the inside of the tank.</li></ul> <p>Additionally for an underground tank, BAT is to apply to the outside of the tank:</p>	Applicata Serbatoi progettati in materiale idoneo al contenimento dei prodotti, costruiti tenendo conto delle più adeguate pratiche di ingegneria, perfettamente a tenuta rispetto al possibile ingresso di acqua dall'esterno e sottoposti a regolare manutenzione, secondo i piani di ispezione e manutenzione che il Gestore già attua sul proprio parco serbatoi esistente. Si sottolinea che le attività di movimentazione e distribuzione sono	C	-



**BREF su sistemi di stoccaggio**

Rif BRef	Rif. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
	<ul style="list-style-type: none"><li>- a corrosion-resistant coating</li><li>- plating, and/or</li><li>- a cathodic protection system.</li></ul> Stress corrosion cracking (SCC) is a specific problem for spheres, semi-refrigerated tanks and some fully refrigerated tanks containing ammonia. BAT is to prevent SCC by: <ul style="list-style-type: none"><li>- stress relieving by post-weld heat treatment, see BREF Storage Section 4.1.6.1.4, and</li><li>- applying a risk based inspection as described in BREF Storage Section 4.1.2.2.1.</li></ul>	state oggetto di recente riesame AIA conclusosi con Decreto Ministeriale No. 284 del 15/10/2018 e si ritengono pertanto già pienamente autorizzate. L'esercizio dell'assetto green non introdurrà alcuna modifica.		
5.1.1.3. Procedure operative e strumentazione per evitare il sovrariempimento	BAT is to implement and maintain operational procedures – e.g. by means of a management system – as described in BREF Storage Section 4.1.6.1.5, to ensure that: <ul style="list-style-type: none"><li>- high level or high pressure instrumentation with alarm settings and/or auto closing of valves is installed</li><li>- proper operating instructions are applied to prevent overfill during a tank filling operation, and sufficient ullage is available to receive a batch filling.</li></ul> A standalone alarm requires manual intervention and appropriate procedures, and automatic valves need to be integrated into the upstream process design to ensure no consequential effects of closure. The type of alarm to be applied has to be decided for every single tank. See BREF Storage Section 4.1.6.1.6.	Applicata Vedi 5.1.1.1. Progettazione di serbatoi	C	-
5.1.1.3. Strumentazione e sistemi di rilevamento perdite	The four different basic techniques that can be used to detect leaks are: <ul style="list-style-type: none"><li>- release prevention barrier system</li><li>- inventory checks</li><li>- acoustic emission method</li><li>- soil vapour monitoring.</li></ul> BAT is to apply leak detection on storage tanks containing liquids that can potentially cause soil pollution. The applicability of the different techniques depends on the tank type and is discussed in detail in BREF Storage Section 4.1.6.1.7.	Applicata Vedi 5.1.1.3. Perdite dovute alla corrosione e/o erosione	C	-
5.1.1.3. Approccio basato sul rischio	BAT is to achieve a 'negligible risk level' of soil pollution from bottom and bottom-wall connections of aboveground storage tanks. However, on a case-by-case basis, situations might be identified where an 'acceptable risk level' is sufficient.	Applicata Vedi 5.1.1.3. Perdite dovute alla corrosione e/o erosione	C	-
5.1.1.3. Protezione del suolo attorno ai serbatoi – contenimento	BAT for aboveground tanks containing flammable liquids or liquids that pose a risk for significant soil pollution or a significant pollution of adjacent watercourses is to provide secondary containment, such as: <ul style="list-style-type: none"><li>- tank bunds around single wall tanks; see BREF Storage Section 4.1.6.1.11</li><li>- double wall tanks; see BREF Storage Section 4.1.6.1.13</li><li>- cup-tanks; see BREF Storage Section 4.1.6.1.14</li><li>- double wall tanks with monitored bottom discharge; see BREF Storage Section 4.1.6.1.15.</li></ul> For building new single walled tanks containing liquids that pose a risk for significant soil pollution	Applicata I serbatoi asserviti all'assetto green sono dotati di doppio fondo e bacini di contenimento impermeabili.	C	-



**BREF su sistemi di stoccaggio**

Rif BRef	Rif. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
	<p>or a significant pollution of adjacent watercourses, BAT is to apply a full, impervious, barrier in the bund, see BREF Storage Section 4.1.6.1.10.</p> <p>For existing tanks within a bund, BAT is to apply a risk-based approach, considering the significance of risk from product spillage to the soil, to determine if and which barrier is best applicable. This risk-based approach can also be applied to determine if a partial impervious barrier in a tank bund is sufficient or if the whole bund needs to be equipped with an impervious barrier. See BREF Storage Section 4.1.6.1.11.</p> <p>Impervious barriers include:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- flexible membrane, such as HDPE</li><li>- clay mat</li><li>- an asphalt surface</li><li>- a concrete surface.</li></ul> <p>For chlorinated hydrocarbon solvents (CHC) in single walled tanks, BAT is to apply CHC proof laminates to concrete barriers (and containments), based on phenolic or furan resins. One form of epoxy resin is also CHC proof. See BREF Storage Section 4.1.6.1.12.</p> <p>BAT for underground and mounded tanks containing products that can potentially cause soil pollution is to:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- apply a double walled tank with leak detection, see BREF Storage Section 4.1.6.1.16, or</li><li>- to apply a single walled tank with secondary containment and leak detection, see BREF Storage Section 4.1.6.1.17.</li></ul>			
5.1.1.3. Aree infiammabili e fonti di ignizione	See BREF Storage Section 4.1.6.2.1 together with ATEX Directive 1999/92/EC.	Applicata La Raffineria, impianto a rischio di incidente rilevante, applicherà la verifica del Rischio ATEX anche per gli impianti dell'assetto green. L'implementazione di tutti i sistemi antincendio viene valutata con il Comando Provinciale dei VVFF competente per il territorio e in accordo a quanto previsto dall'applicazione del D.Lgs. 105/2015.	C	-
5.1.1.3. Protezione dal fuoco	<p>The necessity for implementing fire protection measures has to be decided on a case-by-case basis. Fire protection measures can be provided by applying, e.g. (see BREF Storage Section 4.1.6.2.2):</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- fire resistant claddings or coatings</li><li>- firewalls (only for smaller tanks), and/or water cooling systems.</li></ul> <p>The necessity for implementing fire-fighting equipment and the decision on which equipment to apply has to be taken on a case-by-case basis in agreement with the local fire brigade. Some examples are given in BREF Storage Section 4.1.6.2.3.</p>	Applicata Impianti dell'assetto green progettati analizzando anche la necessità derivante dal rischio incendio e in accordo a quanto previsto dall'applicazione del D.Lgs. 105/2015.	C	-
5.1.1.3. Contenimento degli estinguenti	The capacity for containing contaminated extinguishant depends on the local circumstances, such as which substances are stored and whether the storage is close to watercourses and/or situated	Applicata La Raffineria non utilizza sostanze estinguenti con caratteristiche di tossicità, cancerogenicità o	C	-



**BREF su sistemi di stoccaggio**

Rif BRef	Rif. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
contaminati	in a water catchment area. The applied containment therefore has to be decided on a case-by-case basis, see Section 4.1.6.2.4.v For toxic, carcinogenic or other hazardous substances, BAT is to apply full containment.	pericolosità.		
5.2.1 Programmi di rilevamento perdite e manutenzione	<b>Leak detection and repair programme</b> For large storage facilities, according to the properties of the products stored, BAT is to apply a leak detection and repair programme. Focus needs to be on those situations most likely to cause emissions (such as gas/light liquid, under high pressure and/or temperature duties).	Applicata Vedi 5.1.1.3. Perdite dovute alla corrosione e/o erosione	C	-
5.2.2.1 Piping	BAT is to apply aboveground closed piping in new situations, see Section 4.2.4.1. For existing underground piping it is BAT to apply a risk and reliability based maintenance approach as described in Section 4.1.2.2.1. Bolted flanges and gasket-sealed joints are an important source of fugitive emissions. BAT is to minimise the number of flanges by replacing them with welded connections, within the limitation of operational requirements for equipment maintenance or transfer system flexibility, see Section 4.2.2.1. BAT for bolted flange connections (see Section 4.2.2.2.) include: <ul style="list-style-type: none"> <li>- fitting blind flanges to infrequently used fittings to prevent accidental opening</li> <li>- using end caps or plugs on open-ended lines and not valves</li> <li>- ensuring gaskets are selected appropriate to the process application</li> <li>- ensuring the gasket is installed correctly</li> <li>- ensuring the flange joint is assembled and loaded correctly</li> <li>- where toxic, carcinogenic or other hazardous substances are transferred, fitting high integrity gaskets, such as spiral wound, kamm profile or ring joints.</li> </ul> Internal corrosion may be caused by the corrosive nature of the product being transferred, see Section 4.2.3.1. BAT is to prevent corrosion by: <ul style="list-style-type: none"> <li>- selecting construction material that is resistant to the product</li> <li>- applying proper construction methods</li> <li>- applying preventive maintenance, and</li> <li>- where applicable, applying an internal coating or adding corrosion inhibitors.</li> </ul> To prevent the piping from external corrosion, BAT is to apply one, two, or three layer coating system depending on the site-specific conditions (e.g. close to sea). Coating is normally not applied to plastic or stainless steel pipelines. See Section 4.2.3.2.	Applicata Raffineria applica alle tubazioni un programma di ispezione preventiva basato sul sistema RBI (Risk Based Inspection). Raffineria opera secondo le più rigorose norme tecniche e procedure operative per ridurre al minimo il rischio di incidenti. Le tubazioni di nuova realizzazione sono progettate tenendo conto delle condizioni climatiche del sito, in materiale idoneo al contenimento dei singoli prodotti, costruite tenendo conto delle più adeguate pratiche di ingegneria e saranno sottoposte a regolare manutenzione, secondo i piani di ispezione e manutenzione che il Gestore già attua sulle condotte esistenti.	C	-
5.2.2.3 Valvole	BAT for valves include: <ul style="list-style-type: none"> <li>- correct selection of the packing material and construction for the process application</li> <li>- with monitoring, focus on those valves most at risk (such as rising stem control valves in continual operation)</li> <li>- applying rotating control valves or variable speed</li> </ul>	Applicata Tutte le valvole critiche afferenti all'assetto green sono incluse nel programma LDAR già implementato per lo stabilimento e opportunamente adeguato	C	-





**BREF su sistemi di stoccaggio**

Rif BRef	Rif. BAT	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità BAT	Note
	pumps instead of rising stem control valves - where toxic, carcinogenic or other hazardous substances are involved, fit diaphragm, bellows, or double walled valves - route relief valves back into the transfer or storage system or to a vapour treatment system.			
5.2.2.4 Installazione e manutenzione di pompe e compressori	The design, installation and operation of the pump or compressor heavily influence the life potential and reliability of the sealing system. The following are some of the main factors which constitute BAT: - proper fixing of the pump or compressor unit to its base-plate or frame - having connecting pipe forces within producers' recommendations - proper design of suction pipework to minimise hydraulic imbalance - alignment of shaft and casing within producers' recommendations - alignment of driver/pump or compressor coupling within producers' recommendations when fitted - correct level of balance of rotating parts - effective priming of pumps and compressors prior to start-up - operation of the pump and compressor within producers' recommended performance range (The optimum performance is achieved at its best efficiency point.) - the level of net positive suction head available should always be in excess of the pump or compressor - regular monitoring and maintenance of both rotating equipment and seal systems, combined with a repair or replacement programme.	Applicata Pompe e compressori adeguatamente fissati a piastra base o telaio e inseriti nel programma di manutenzione preventiva in essere.	C	-
5.2.2.4 Sistemi di tenuta delle pompe	BAT is to use the correct selection of pump and seal types for the process application, preferably pumps that are technologically designed to be tight such as canned motor pumps, magnetically coupled pumps, pumps with multiple mechanical seals and a quench or buffer system, pumps with multiple mechanical seals and seals dry to the atmosphere, diaphragm pumps or bellow pumps.	Applicata Tutte le pompe di nuova installazione sono a tenuta e selezionate.	C	-

## 8.1 CONSIDERAZIONI DEL GESTORE

Con nota prot. DIR 055/AT.cz del 10/05/2019, acquisita al prot. DVA/11849 del 10/05/2019, il Gestore ha trasmesso una nota integrativa in risposta alla nota di avvio del procedimento istruttorio prot. DVA/7175 del 21/03/2019 con la quale si chiede al Gestore di integrare la documentazione presentata con i dati storici delle emissioni in atmosfera.

All'interno della suddetta nota, il Gestore dichiara di ritenere necessario mantenere validi (nell'esercizio dell'attuale assetto "Green Refinery Step I") i criteri indicati nel relativo provvedimento autorizzativo (di cui al PIC trasmesso con prot. DVA-2014-0022014 del 04/07/2014 relativo all'ID 6/480).

Il Gestore ritiene che il presente riesame sia da riferirsi al Decreto 217/2017 che autorizza l'assetto "Green Refinery step II" e dunque possa trovare attuazione solo una volta avviato l'esercizio dell'assetto "Green Refinery Step II" non ancora completato.



Il Gestore ha presentato una proposta di riesame delle prescrizioni inerenti alle emissioni convogliate in atmosfera per l'attuale assetto produttivo "Green Refinery Step I", derivante dall'esperienza operativa e dall'analisi delle BAT di settore.

**A. Valori limite di emissione nell'assetto autorizzato**

Il Gestore dichiara che l'assetto "Green Refinery Step I" è attualmente autorizzato (Prov. U.prot DVA-2014-0022014 del 04/07/2014 - ID 6/480, di Modifica della prima AIA, DEC n. 898/2010) con i seguenti valori limite relativamente alla "bolla di Raffineria"

	Inquinanti			
	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	Polveri
Valori limite di emissione (VLE) concentrazione – media mensile (mg/Nm <sup>3</sup> )	52	220	29	8
Flusso di massa(t/anno)	270	1.154	151	44

I camini che rientrano nel calcolo di bolla di Raffineria sono (cfr. par. 1.4 lettera C.6 del DM 217/17 di VIA-AIA):

Camini rientranti nel calcolo della bolla di raffineria	
Camino	Unità
E3N	Steam reformer Impianto pretrattamento carica ECOFINING
E8	Reforming catalitico RC3A
E12	Reforming catalitico RC3B
E14	Reforming catalitico RC3C
E15	Isomerizzazione ISO
E16	Desolforazione HF1 (ECOFINING)
E17	Desolforazione HF2 (ECOFINING) Unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2
E18	Ciclo combinato cogenerativo con turbina a gas TG01/B01 Unità di distillazione primaria DP3 Forno F-1 della sezione di produzione di green jet fuel
E20	Visbreaking/Thermal cracking

Il Gestore dichiara inoltre che, dal 01/01/2016, esegue il controllo delle emissioni convogliate della Centrale Termica con l'applicazione dei limiti dedicati ai punti di emissione TG01/B01 (ciclo combinato cogenerativo con turbina a gas – camino E18) e B02 (generatore di vapore tradizionale – Camino E18), classificati come Grandi Impianti di Combustione nei Decreti DM 298/2015 e DM 334/2016.

Tali limiti sono indicati dal Gestore nella seguente tabella.

Valori limite di emissione (VLE) per i Grandi impianti di Combustione					
Camino	Fase di provenienza	Valori limite di emissione (VLE) - media mensile (mg/Nm <sup>3</sup> )			
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	Polveri
E18	ciclo combinato cogenerativo con turbina a gas: TG01/B01	VLE non previsto	120 (rif O <sub>2</sub> 15%)	VLE non previsto	VLE non previsto
	generatore di vapore tradizionale: B02	35 (rif O <sub>2</sub> 3%)	300 (rif O <sub>2</sub> 3%)	VLE non previsto	5 (rif O <sub>2</sub> 3%)



Il Gestore dichiara che i Camini rientranti nell'assetto produttivo "Green Refinery" sono i seguenti:

Camini rientranti nell'assetto produttivo "Green Refinery"		
Camino	Unità	Tipologia impianto di combustione
E3N	Caldaia B201 (POT)	Medio (< 50 MWt)
E8	Reforming catalitico RC3A	Medio (< 50 MWt)
E12	Reforming catalitico RC3B	Medio (< 50 MWt)
E14	Reforming catalitico RC3C	Medio (< 50 MWt)
E15	Isomerizzazione ISO	Medio (< 50 MWt)
E16	Desolforazione HF1 (ECOFINING)	Medio (< 50 MWt)
E17	Desolforazione HF2 (ECOFINING) Unità di recupero zolfo RZ1	Medio (< 50 MWt)
E18	Ciclo combinato cogenerativo con turbina a gas TG01/B01	GIC (> 50 MWt)
E18	Generatore di vapore tradizionale B02	GIC (> 50 MWt)

- I camini E3N (Caldaia B201- POT) e E16 (Forni F101 e F102N) sono specifici dell'Assetto Green.
- I camini E8, E12, E14, E15, E17, E18 sono comuni a entrambi gli assetti produttivi: assetto green e assetto di raffineria tradizionale; quando sono in esercizio a supporto dell'assetto green ad essi non si applica la bolla di raffineria. Tutti i camini quindi in funzione durante l'esercizio green sono quindi soggetti solo a limiti specifici di emissione, in quanto si applicano le BAT LVOC.

Al camino E17, come emerge dalla nota prot. DIR 048/DRS.cz del 24 giugno 2022 (ID 6/13059), allo stato sono convogliate due flussi da: Forno B101N (unità HF2 assetto green) e Recupero zolfo RZ1 (Post combustore termico B301).

#### NOTA DEL GRUPPO ISTRUTTORE

L'Assetto Green, D.M. VIA/AIA n. 217 del 07/08/2017 (ID 6/746) di Modifica sostanziale "Upgrading del progetto Green refinery" ha introdotto importanti modifiche all'assetto green, preesistente prot. DVA-2014-0022014 del 04/07/2014 (ID 6/480).

## 8.2 VALORI STORICI DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

### Valori storici di emissione nell'assetto green autorizzato

Nell'assetto attuale il gestore utilizza come combustibile fuel gas autoprodotta (con un tenore di H<sub>2</sub>S inferiore a 200 ppm, prescritto dal DM 284/2018, PIC par. 11.5 n. 24) e gas naturale.

Nella seguente tabella si riportano i dati storici di bolla, per l'intera installazione nell'assetto "green":

Valori storici di bolla intera installazione - assetto green – valori medi annuali

Inquinante	2016		2017		2018		2019		2020		VLE di bolla Autorizzata	
	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a
SO <sub>2</sub>	26	104	38	151	39	174	40	146	38	109	52	270
NO <sub>x</sub>	108	439	117	383	110	463	115	396	118	350	220	1.154
CO	7	30	15	38	12	81	13	59	9	28	29	151
Polveri	0,8	3	1,3	3	0,4	2	0,3	1,2	0,1	0,2	8	44

Nota. I flussi di massa annui dell'anno 2021 non sono stati riportati perché non utilizzabili essendo rimasti fermi per un lungo periodo per manutenzione programmata: dal 15/03/2021 al 05/08/2021.



Nell'integrazione integrativa post sopralluogo (CIPPC.Registro Ufficiale.I.0001368.07-10-2022), il gestore ha trasmesso per i singoli punti di emissione E8, E12, E14, E15, E16, E17 (Assetto "Green") i valori massimi delle medie mensili e i valori del 95°percentile delle medie orarie registrate nel triennio 2019-2021. Questi ultimi sono riportati sotto:

Tabella. 95° percentile delle medie orarie per l'anno 2019

Camino	Dispositivo	SO2	NOX	CO	PST
E8	RC3A	65,2	213,1	238,3	5,6
E12	RC3B	12,9	186,0	9,7	0,8
E14	RC3C	17,2	127,7	65,6	0,6
E15	ISO	19,9	160,5	15,9	2,9
E16	HF1	23,6	251,8	54,2	5,5
E17	HF2/RZ1	2584,6	294,4	116,2	5,7

Tabella. 95° percentile delle medie orarie per l'anno 2020

Camino	Dispositivo	SO2	NOX	CO	PST
E8	RC3A	10,9	233,7	163,8	0,4
E12	RC3B	8,3	207,3	3,7	0,2
E14	RC3C	16,7	143,0	83,2	0,8
E15	ISO	16,6	151,7	14,2	0,3
E16	HF1	15,8	207,9	19,7	1,7
E17	HF2/RZ1	2537,9	306,2	86,2	6,8

Tabella. 95° percentile delle medie orarie per l'anno 2021

Camino	Dispositivo	SO2	NOX	CO	PST
E8	RC3A	56,9	216,3	56,7	1,7
E12	RC3B	17,1	234,0	6,3	0,4
E14	RC3C	55,4	140,8	157,7	0,6
E15	ISO	18,4	160,2	19,3	0,1
E16	HF1	25,3	225,9	31,5	1,1
E17	HF2/RZ1	2170,3	251,0	91,4	0,8

Il gestore ha trasmesso anche i valori massimi delle medie mensili registrate nel triennio 2019-2021.

## 9 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione della documentazione resa pubblica dall'Autorità Competente sul portale non risultano presenti osservazioni.

## 10 CONSIDERAZIONI FINALI DEL GI

- 1) **COGE (CTE, camino E18).** Per quanto riguarda l'applicazione di valori limite alle emissioni del camino E18 (Impianto COGE), si osserva che esso è già stato autorizzato con DM AIA 284/2018 per l'assetto raffineria tradizionale come grande impianto di combustione (GIC). Nell'assetto green, l'impianto COGE manterrà le stesse funzioni e opererà nelle stesse condizioni dell'assetto di raffineria tradizionale, le prescrizioni vigenti (DM 284/2018) sono pertanto confermate. Sono stati inseriti VLE aggiuntivi per CO, SO<sub>2</sub> e Polveri.



## 2) Caratteristiche dei combustibili

Il combustibile utilizzato in Raffineria è costituito da una miscela di fuel gas di autoproduzione (prevalente) e gas naturale (metano) proveniente dalla rete industriale SNAM. Il gas naturale, nel nuovo assetto "green", ha sostituito integralmente l'olio combustibile BTZ, non più utilizzato quale combustibile di processo, da più di 5 anni.

Il Gestore effettua analisi interne giornaliere, tramite il laboratorio chimico di Raffineria, sul fuel gas di autoproduzione e riceve periodicamente da SNAM le cromatografie del gas naturale.

Su base mensile, inoltre, analisi cromatografiche sul fuel gas di autoproduzione vengono affidate a laboratorio terzo accreditato, che determina i parametri zolfo, potere calorifico inferiore (P.C.I.), contenuto di idrogeno e carbonio delle tre correnti di fuel gas utilizzate ("fuel gas impianti", "fuel gas CTE" e "fuel gas alta pressione CTE"). Le caratteristiche del fuel gas sono importanti perché interessano le emissioni (fumi di combustioni) di tutti i camini principali (CTE e impianti di processo).

Gli esiti relativi alle analisi del fuel gas eseguite nell'anno 2021 mostrano: PCI 46-50 MJ/kg; S (massimo prescritto: 200 ppm): fino a 135 ppm nel fuel gas alta pressione CTE; fino a 75,6 ppm nel fuel gas CTE); H<sub>2</sub> nel range 20-60%; C<sub>totale</sub> 70-80%.

Il G.I. rileva che i valori relativi al contenuto di zolfo riscontrati dal laboratorio terzo nel fuel gas in alimentazione alle CTE sono tutti compatibili con i VLE, qui prescritti, di 35 mg/Nm<sup>3</sup> per la SO<sub>2</sub> emessa nei fumi, anche qualora venisse impiegato da solo.

## 3) Emissioni convogliate in atmosfera

### Emissioni convogliate in atmosfera nel triennio 2018-2020 e confronto con dati storici

Nella tabella che segue è riportato il quadro delle emissioni convogliate in atmosfera nel triennio 2018-2020 dei macroinquinanti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e Polveri.

La tabella sotto rappresenta, quindi, una fotografia sintetica dell'assetto green esistente - che poco si differenzia dall'assetto green qui proposto - confrontato con l'assetto storico di raffineria tradizionale.

	Assetto raffineria tradizionale	Assetto "green" esistente					
ANNO	2012	2018		2019		2020	
	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a
SO <sub>2</sub>	1317	39	174	40	146	38	109
NO <sub>x</sub>	869	110	463	115	396	118	350
CO	60	12	81	13	59	9	28
Polveri	103	0,4	2	0,3	1,2	0,1	0,2

I valori riportati sono stati ottenuti mediante misure in continuo (SME), delle emissioni convogliate ai 7 camini (E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18) dell'assetto "green" esistente (*attualmente 8 camini, con E3N, SMEPOT*); i valori delle concentrazioni rappresentano la media dei valori di detti camini, ottenuta utilizzando il metodo di calcolo di bolla di raffineria (criterio non utilizzato in questo PIC, e non più utilizzabile, perché l'assetto green è stato classificato come installazione chimica).

Tutti i camini di cui sopra emettono fumi di combustione da unità asservite ai vari processi (forni ed altro) e da CTE, tutti con potenza termica < 50 MW, escluso il camino GIC (COGE) E18.

Dal camino E18 sono emessi solo i fumi dell'impianto COGE – unità di cogenerazione CCGT turbogas e turbina a vapore adibita solo alla produzione di energia elettrica e vapore; tutte le unità del COGE sono classificate GIC (potenza termica > 50 MW<sub>th</sub>).

Sono utilizzati solo combustibili gassosi: fuel gas autoprodotta – combustibile prevalente e determinante - e gas naturale. Gli inquinanti principali emessi in atmosfera sono pertanto i tipici inquinanti – NO<sub>x</sub> e CO - prodotti da impianti di combustione a gas; basse sono le concentrazioni emesse di polveri e, in generale, di SO<sub>2</sub>, con l'eccezione del camino E17, asservito all'impianto rigenerazione ammine.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Le ammine sono sostanze utilizzate per l'abbattimento chimico selettivo, reversibile, dell'H<sub>2</sub>S dai flussi gassosi prodotti da processi relativi all'assetto green dell'installazione.



Basse sono risultate e comunque prescritte le emissioni di altri inquinanti, specifici dei processi e, in particolare, di microinquinanti organici.

I dati riportati mostrano una drastica riduzione dei flussi di massa emessi, in tonnellate/anno, passando dall'assetto di raffineria tradizionale (anno 2012 in tabella) all'assetto green; i tagli delle emissioni inquinanti sono stati pari a circa: 99% Polveri; 90% SO<sub>2</sub>, 50% CO e NO<sub>x</sub>.

#### Emissioni convogliate in atmosfera di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>

Le emissioni attuali di maggior rilevanza riguardano gli inquinanti gassosi NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>. Le emissioni di questi inquinanti sono monitorate in continuo in tutti i camini.

Di seguito si riportano i valori massimi come medie mensili delle concentrazioni emesse dai camini propri dell'assetto green, registrate nel triennio 2019-2021.

#### **Valori massimi delle medie mensili nel triennio 2018 – 2020 (mg/Nm<sup>3</sup>)**

		2019	2020	2021		2019	2020	2021
<b>Camino</b>	<b>Dispositivo</b>	<b>SO<sub>2</sub></b>				<b>NO<sub>x</sub></b>		
E8	RC3A	41,1	47,4	72,2		177,5	214,4	195,9
E12	RC3B	5,7	3,4	12,5		174,4	200,3	209,5
E14	RC3C	5,6	5,0	30,4		110,9	125,7	127,5
E15	ISO	6,6	6,2	6,0		129,7	151,2	151,4
E16	HF1	13,0	6,0	200,0		229,2	187,7	251,2
E17	HF2/RZ1	2192,6	2286,9	1782,2		240,6	255,6	241,4

Di seguito si riportano, invece, i fattori di emissione specifici, riferiti alla quantità di materia prima lavorata:

	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
emissione SO <sub>2</sub> per lavorato (kg/kton)	155,9	151,3	107,6
emissione NO <sub>x</sub> per lavorato (kg/kton)	379,9	370,5	324,1
emissione CO per lavorato (kg/kton)	70,0	58,8	27,1
emissione polveri per lavorato (kg/kton)	1,4	1,2	0,2

Come emerge anche dalla tabella sopra, tipicamente, le quantità annuali emesse di NO<sub>x</sub> sono pari a circa tre volte quelle di SO<sub>2</sub>. Un'analisi sintetica dello stato di fatto è riportata sotto.

- **Emissioni di SO<sub>2</sub>:** la fonte di emissione più importante in termini di concentrazione emessa di SO<sub>2</sub> è rappresentata dal camino E17; con il DM VIA/AIA n. 217/2017 è stata prescritto un limite della concentrazione emessa di SO<sub>2</sub> di 500 mg/Nm<sup>3</sup>. Per conseguire tale risultato è resa necessaria una modifica della tecnica di abbattimento dei composti solforati (H<sub>2</sub>S), passando dal sistema esistente al nuovo impianto Locat. L'installazione del Locat è in corso e entrerà in esercizio entro il 2023.  
L'intervento comporterà un taglio di circa il 75% delle emissioni di SO<sub>2</sub> dal camino E17.

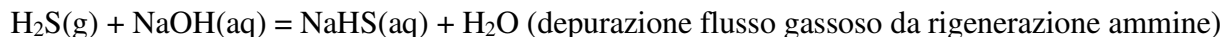
Nel processo di rigenerazione termica delle ammine esauste, il gas H<sub>2</sub>S assorbito viene riemesso e il flusso gassoso ottenuto ricco in H<sub>2</sub>S viene trattato in due stadi successivi: 1° tecnica di assorbimento chimico dei composti gassosi solforati (H<sub>2</sub>S); 2° postcombustione con produzione di SO<sub>2</sub> (emissione E17).

La tecnica attualmente impiegata nel 1° stadio (Sulfurex) è risultata avere un rendimento di abbattimento insufficiente, rispetto a quanto richiesto già nel DM AIA 217/2017 (concentrazione emessa di SO<sub>2</sub> nello stato di fatto: circa 4 volte maggiore di quella ivi prescritta, da ottemperare). È, allo stato, in corso l'installazione del nuovo impianto, denominato Locat, che andrà a sostituire l'impianto esistente impiegato nel 1° stadio, per consentire il rispetto del valore limite già prescritto (DM 217/2017) e qui confermato dalla messa a regime, ma suscettibile di una riduzione, come pure per gli NO<sub>x</sub>, in base degli esiti analitici.



Contribuisce alle emissioni di SO<sub>2</sub> dal camino E17 anche la combustione del flusso gassoso, contenente H<sub>2</sub>S, prodotto nel processo di stripping, SWS3, e convogliato direttamente al postcombustore.

La tecnica Sulfurex attuale, in esercizio, contribuisce in maniera rilevante a questo flusso gassoso a seguito dello scarico di acque sulfuree, prodotte dal processo di rimozione dell'H<sub>2</sub>S dal flusso gassoso prodotto dalla rigenerazione delle ammine:



Nello stato di fatto esiste, infatti, un loop aria-acqua-aria dell'H<sub>2</sub>S: esso viene dapprima rimosso dal gas per abbassarne il contenuto, ma poi esso a seguito dello stripping delle acque sulfuree prodotte, ritorna in ciclo andando ad alimentare il postcombustore.

Le concentrazioni di SO<sub>2</sub> emesse dagli altri camini sono basse e in grado di rispettare i VLE BATC in quanto sono utilizzati gas naturale e fuel gas con basso contenuto di H<sub>2</sub>S, controllato giornalmente.

- **Emissioni di NO<sub>x</sub>:** tutti i camini emettono ossidi di azoto essendo asserviti all'emissione di fumi da processi di combustione; i combustibili sono gas naturale e fuel gas. Le emissioni di tali camini sono in grado di rispettare i VLE BATC previsti e autorizzati.

La fonte di emissione più importante in termini di quantità di NO<sub>x</sub>, circa il 60%, connessa con l'elevata portata di fumi, è il camino E18.

Il camino E18 è asservito al COGE, che rappresenta l'unità di produzione di energia dell'installazione (autoproduzione di energia elettrica e vapore), per entrambi gli assetti; una quota significativa di energia prodotta viene ceduta.

Esso è autorizzato, da ultimo, con DM (AIA) 284/2018 relativo all'assetto di raffineria tradizionale, e non è oggetto del presente procedimento, in quanto nessuna modifica è prevista.<sup>9</sup>

Per contenere le emissioni di NO<sub>x</sub> dai vari camini, l'assetto green utilizza solo tecniche BAT primarie, che prevengono cioè la formazione di NO<sub>x</sub> in camera di combustione, specificatamente:

- bruciatori DLN (Dry Low NO<sub>x</sub>): tecnica di impiego generalizzato;
- iniezione di vapore acqueo in camera di combustione del turbogas (camino E18), per il controllo della temperatura dei fumi (abbassamento della temperatura e maggiore uniformità). Il vapore iniettato nel Turbogas (fino a 8 t/h) viene spillato dalla turbina a vapore a 24 barg.

- Nessun impianto utilizza tecniche secondarie DeNO<sub>x</sub>, di abbattimento, tipo SNCR o SCR.

Si osserva infine che, rientrando nella categoria degli impianti esistenti in considerazione del periodo di installazione, alle varie unità presenti nell'installazione, la normativa ha previsto VLE meno restrittivi.

### Emissione NO<sub>x</sub> - approfondimento

Sul rilascio dell'autorizzazione green (DM 217/2017), si era pronunciato anche il Consiglio dei Ministri, che aveva evidenziato l'importanza di ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub> (Rif. DM 217/2017).

Nel quadro attuale le emissioni effettive dagli 8 camini, il cui funzionamento è necessario per l'esercizio dell'assetto produttivo green, la situazione è nettamente migliorata in quanto, nel procedimento di cui sopra, per il camino E3N era stato autorizzato con un VLE NO<sub>x</sub> di 300 mg/Nm<sup>3</sup>, ma con una portata emessa di fumi di 156.686 Nm<sup>3</sup>/h; nell'assetto qui approvato, la portata viene prevista di appena 3.300 Nm<sup>3</sup>/h. Fermo restando il VLE di NO<sub>x</sub> di 300 mg/Nm<sup>3</sup>, in caso di funzionamento in continuo il valore atteso come flusso di massa annuale risulterebbe tagliato di ben 350 t/anno rispetto a quanto precedentemente autorizzato (DM 217/2017).

Un ulteriore taglio incisivo alle emissioni di NO<sub>x</sub>, si potrà realizzare con l'installazione dello steam reforming – non oggetto del presente procedimento –, di cui è in corso l'iter da parte del gestore per il giudizio di compatibilità ambientale, presso il MASE.

<sup>9</sup> La Dec. Esec. UE 2017/1442 (GIC; o LCP), Tabella 24 Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) fissa per le emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub> risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas i seguenti VLE: Turbine a gas entrate in funzione non oltre il 27 novembre 2003 - Potenza termica nominale totale ≥ 50 (MWth); Media giornaliera o media del periodo di campionamento: 60–140 mg/Nm<sup>3</sup>. Il valore autorizzato è 120 mg/Nm<sup>3</sup>.



EMISSIONI NON CONVOGLIATE DI COV. Il GI ha svolto un approfondimento in merito ai risultati delle emissioni non convogliate rilevati dal gestore e riportati nei Report annuali negli ultimi anni.

Il Gestore si è dotato di un programma LDAR (Leak Detection and Repair) di monitoraggio e controllo annuale delle emissioni fuggitive di COV da componenti d'impianto quali pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange. Il programma LDAR è sviluppato, secondo il protocollo EPA 453, con l'utilizzo di rilevatori a ionizzazione di fiamma (FID) e di termo-camere a infrarossi (IRC).

I risultati mostrano che:

**Quantità totali annue calcolate di COV emessi in atmosfera da sorgenti non convogliate:**

Anno	2018	2019	2020	2021
Quantità totale calcolata di COV	100 ton	125 ton	95 ton	25 ton

- **Applicazione delle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue alle acque reflue della decisione di esecuzione (UE) 2016/902.**

Il gestore ha presentato uno schema di pretrattamento delle acque reflue derivanti dai processi del ciclo green, prima dello scarico finale con la consegna al gestore terzo di trattamento delle acque reflue industriali (Veritas spa) del polo di Marghera. Trattasi di un impianto tipo chimico-fisico che tratta basse portate di acque e il cui scopo è di ridurre il contenuto di inquinanti base, quali TSS e COD.

Il GI ritiene di non introdurre nessuna prescrizione specifica in considerazione del fatto che i parametri sui quali agisce sono determinati di routine sia dal gestore ENI sia dal gestore terzo e comunque non appare essere in grado di causare nessuna criticità.





## 11 QUADRO PRESCRITTIVO

- [1] Il Gestore è tenuto al pieno rispetto di quanto stabilito dal D.Lgs. 152/2006, e dalle *BAT Conclusions* di cui alla Decisione di Esecuzione UE 2016/902 "CWW".
- [2] In assenza di specifiche prescrizioni in questo Parere, l'esercizio<sup>10</sup> delle parti dell'Assetto green comuni all'Assetto raffineria tradizionale deve avvenire nel rispetto del DM AIA n. 284/2018 e smi.

### 11.1 MASSIMA CAPACITÀ PRODUTTIVA DELLA RAFFINERIA (MCP)

- [3] Il valore della massima capacità produttiva viene prescritto come massima capacità di lavorazione pari a: 400.000 t/a di biomasse oleose.
- [4] I prodotti finiti principali dell'assetto "green" dell'installazione ENI di Venezia sono: HVO – Diesel, HVO – Nafta, HVO – GPL (*HVO hydrotreated vegetable oil*); benzina e gasolio con componenti bio.

### 11.2 COMBUSTIBILI AUTORIZZATI

- [5] I combustibili autorizzati sono fuel gas di autoproduzione e gas naturale. Il contenuto massimo di zolfo nel fuel gas destinato al riutilizzo come combustibile deve essere inferiore a 200 ppm.<sup>11</sup>

### 11.3 EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 11.3.1 EMISSIONI CONVOGLIATE

- [6] I punti di emissione convogliati in atmosfera dei processi produttivi sono tutti elencati nella Tabella 1 che segue. I punti di emissione relativi all'assetto green sono:

6.1. E3N e E16: specifici dell'assetto green;

6.2. E8, E12, E14, E15, E17, E18: utilizzati con l'assetto green e con l'assetto raffineria tradizionale. Il camino E18 riguarda il gruppo di cogenerazione COGE con potenza termica maggiore di 50 MWt, in tutte le sue configurazioni: CCGT, con la sola caldaia B01 di recupero (postcombustione) e/o con la sola caldaia a fuoco diretto B02.

L'esercizio del COGE, nelle varie configurazioni, è stato autorizzato AIA con il DM 284/2018 e i VLE ivi fissati sono qui tutti confermati.

In questo PIC sono stati aggiunti alcuni VLE, riportati in grassetto in Tabella 1, per gli inquinanti SO<sub>2</sub>, CO e Polveri, per completare il quadro complessivo dei macroinquinanti e per recepire le prescrizioni del DM 217/2017 (relativo all'assetto green), sostituito dal presente PIC.

Tabella 1

Sigla Camino	Dispositivi (Impianto)	Portata (MCP) Nm <sup>3</sup> /h (gas secchi, % O <sub>2</sub> rif.)	(%) O <sub>2</sub>	Inquinanti emessi	D.Lgs. 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	VLE AIA (mg/Nm <sup>3</sup> )	Controllo in continuo
E3N	Caldaia B201 (POT)	3.300	3	SO <sub>2</sub>	35 <sup>(1)</sup>	35	Sì
				NO <sub>x</sub>	350 <sup>(1)</sup>	250 dal 01.01.2025 (300 fino al 31.12.24)	Sì
				CO	-	75	Sì

<sup>10</sup> Il termine esercizio si intende con le BAT applicate.

<sup>11</sup> Si chiarisce che, con riferimento all'inquinante SO<sub>2</sub> prodotto, il valore prescritto non rappresenta una condizione di accettabilità dei fumi emessi. In effetti, la concentrazione di SO<sub>2</sub> nei fumi emessi dalla combustione di solo fuel gas con un contenuto di zolfo pari a 200 ppm non sarebbe, in generale, accettabile.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica*  
RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)

Sigla Camino	Dispositivi (Impianto)	Portata (MCP) Nm <sup>3</sup> /h (gas secchi, % O <sub>2</sub> rif.)	(%) O <sub>2</sub>	Inquinanti emessi	D.Lgs. 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	VLE AIA (mg/Nm <sup>3</sup> )	Controllo in continuo
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	5 <sup>(2)</sup>	5	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
E8	Forni F3AN e F3CN (Reforming catalitico RC3A)	34.417	3	SO <sub>2</sub>	35 <sup>(1)</sup>	35	Sì
				NOx	350 <sup>(1)</sup>	250 dal 01.07.2024 (300 fino al 30.06.24)	Sì
				CO	-	75	Sì
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	5 <sup>(2)</sup>	5	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
E12	Forni F1 e F2 (Reforming catalitico RC3B)	21.631	3	SO <sub>2</sub>	35 <sup>(1)</sup>	35	Sì
				NOx	350 <sup>(1)</sup>	250 dal 01.07.2024 (300 fino al 30.06.24)	Sì
				CO	-	75	Sì
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	5 <sup>(2)</sup>	5	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
E14	Forni F3A, F3B e caldaia a recupero B01 (Reforming catalitico RC3C)	50.067	3	SO <sub>2</sub>	35 <sup>(1)</sup>	35	Sì
				NOx	350 <sup>(1)</sup>	250 dal 01.07.2024 (300 fino al 30.06.24)	Sì
				CO	-	75	Sì
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	5 <sup>(2)</sup>	5	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
E15	Forni A10-1, B10-1, C10-1 (Isomerizzazione ISO)	31.293	3	SO <sub>2</sub>	35 <sup>(1)</sup>	35	Sì
				NOx	350 <sup>(1)</sup>	250 dal 01.07.2024 (300 fino al 30.06.24)	Sì
				CO	-	75	Sì
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica**  
**RIESAME ASSETTO "GREEN" - INSTALLAZIONE ENI SPA - VENEZIA (ID 6/10024)**

Sigla Camino	Dispositivi (Impianto)	Portata (MCP) Nm <sup>3</sup> /h (gas secchi, % O <sub>2</sub> rif.)	(%) O <sub>2</sub>	Inquinanti emessi	D.Lgs. 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	VLE AIA (mg/Nm <sup>3</sup> )	Controllo in continuo
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	5 <sup>(2)</sup>	5	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
E16	Forni F101 e F102N  (Unità HF1 ECOFINING™ - Deossigenazione)	12.385	3	SO <sub>2</sub>	35 <sup>(1)</sup>	35	Sì
				NO <sub>x</sub>	350 <sup>(1)</sup>	250 dal 01.07.2024 (300 fino al 30.06.24)	Sì
				CO	-	75	Sì
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	5 <sup>(2)</sup>	5	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
E17	Post combustore termico B301 (Recupero zolfo RZ1); Forno B101N (Unità HF2)	15.422	3	SO <sub>2</sub>	500 <sup>(2)</sup>	2400 (500) <sup>(4)</sup>	Sì
				NO <sub>x</sub>	500 <sup>(2)</sup>	500	Sì
				CO	-	75	Sì
				Polveri	5 <sup>(1)</sup>	5	Sì
				COV	-	10	(campionamento manuale - semestrale)
				H <sub>2</sub> S	10 <sup>(3)</sup>	10	(campionamento manuale - semestrale)
				NH <sub>3</sub>	-	5	(campionamento manuale - semestrale)
E18 (COGE)	Ciclo combinato cogenerativo con turbina a gas TG01/B01 <sup>(1)</sup>	339.359	15	SO <sub>2</sub>		35	(Rif. DM 284/2018) <sup>(5)</sup> Sì (SMEB01)
				NO <sub>x</sub>		120	
				CO		100	
				Polveri		5	
	Generatore di vapore tradizionale B01 (da solo; TG01 spento) <sup>(2)</sup>	64.709	3	SO <sub>2</sub>		35	(Rif. DM 284/2018) <sup>(5)</sup> Sì (SMEB01)
				NO <sub>x</sub>		300	
				CO		100	
				Polveri		5	
	Generatore di vapore tradizionale B02	106.890	3	SO <sub>2</sub>		35	(Rif. DM 284/2018) <sup>(5)</sup> Sì (SMEB02)
				NO <sub>x</sub>		300	
				CO		50	
				Polveri		5	

(1) Valore di cui al punto 1.3 della Parte III dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06

(2) Valore di cui al punto 3) della Parte II dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06

(3) Valore di cui al punto 29) della Parte III dell'Allegato I alla Parte V del D.Lgs. 152/06

(4) VLE SO<sub>2</sub> a valle della messa a regime dell'unità LOCAT a partire dal 1° novembre 2023. Il gestore deve inoltre comunicare i vari step a ISPRA e ARPAV, in particolare almeno 15gg prima della messa a regime del LOCAT ne dà comunicazione della data a ISPRA e ARPAV.

(5) Sono confermati i VLE e le condizioni prescritte nel DM 284/2018, cui viene fatto riferimento; nel presente PIC sono stati inseriti, in grassetto, i VLE che si riferiscono a: CO nei tre assetti del COGE; polveri per gli assetti TG01/B01 e B01 (con TG spento); SO<sub>2</sub> per l'assetto TG01/B01.



[7] Si prescrivono i seguenti adempimenti:

- 7.1. entro il 29 febbraio 2024 di presentare all'Autorità competente, per la successiva valutazione, un Piano di Adeguamento per la riduzione dei VLE per SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> emessi dal camino **E17**, alla luce dei dati di monitoraggio del primo periodo di esercizio;
- 7.2. con riferimento alle emissioni dal camino **E8** (33,9 MWt), **E12** (4,7 MWt e 16,6 MWt), **E14** (18 MWt, 9,3MWt e 22MWt), **E15** (4 MWt e 26,8 MWt), **E16** (4,9 MWt e 7,3 MWt) di traguardare per gli NO<sub>x</sub> un limite di 250 mg/Nm<sup>3</sup>, a partire dal 1° luglio 2024;
- 7.3. con riferimento alle emissioni dal camino **E3N** (3,6 MWt) di traguardare per gli NO<sub>x</sub> un limite di 250 mg/Nm<sup>3</sup>, a partire dal 1° gennaio 2025.

#### **11.3.1.1 Monitoraggio delle Emissioni convogliate**

I valori misurati di concentrazione e di portata devono essere riferiti a gas secchi, alle condizioni normali (temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa) e al tenore di O<sub>2</sub> al 3% di O<sub>2</sub>; nella configurazione con turbogas in funzione, le emissioni dal camino E18 sono riferite al 15% O<sub>2</sub>. La misura dei parametri di riferimento deve essere contestuale alla misura della concentrazione.

[8] Modalità di misura degli inquinanti emessi:

- gli inquinanti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e Polveri emessi da tutti camini in Tabella 1 devono essere monitorati in continuo;
- tutti gli altri inquinanti emessi riportati in Tabella 1 devono essere controllati in discontinuo, con metodi manuali.

#### **11.3.1.2 Monitoraggio in Continuo delle Emissioni di tutti i Camini**

Il Gestore dovrà mantenere un sistema di monitoraggio in continuo degli inquinanti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, Polveri, contestualmente alla misurazione in continuo dei seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione (per la determinazione della portata) e tenore di vapore acqueo.

Le modalità delle attività di controllo previste, i tempi di avviamento e di arresto delle varie unità, nonché i valori di Minimo Tecnico per le CTE, sono specificati nel PMC.

#### **[9] Conformità dei valori misurati in continuo ai VLE: camini E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18**

- a) I valori limite di emissione (VLE) prescritti per i 7 camini in oggetto (Tabella 1) per SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e Polveri, tutti monitorati in continuo, si intendono valori limite giornalieri.
- b) I valori medi orari e giornalieri convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati, previa detrazione del valore dell'intervallo di fiducia di cui sotto.

I valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non possono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- |                                      |     |
|--------------------------------------|-----|
| - Biossido di zolfo                  | 20% |
| - Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ) | 20% |
| - Polveri                            | 30% |
| - Monossido di carbonio              | 10% |

- c) I suddetti VLE devono riferirsi alle ore di normale funzionamento, escludendo quindi i periodi di avvio e arresto e malfunzionamento.

Le modalità di valutazione della conformità ai limiti dei valori misurati sono quelle stabilite dal PMC.

- d) Ai fini del calcolo dei flussi di massa annuali emessi devono essere misurate le quantità emesse in tutte le fasi di funzionamento, comprese quindi le fasi di avvio e arresto e le fasi di malfunzionamento.



#### [10] Conformità dei valori misurati in continuo ai valori limite: camino E18 (GIC)

All'interno della Raffineria sono presenti unità di combustione che rispondono alla definizione di Grande Impianto di Combustione, riportata all'art. 268 c.1 lett. gg del D.Lgs. 152/2006, in quanto impianti di combustione di potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW. Essi sono alimentati solo con Fuel Gas e/o Gas naturale.

##### Classificazione GIC del COGE:

- Camino E18: turbogas TG01 (con la caldaia post-combustione B01) e la caldaia B02; le tre unità confluiscono con condotti separati nel camino E18. Dalla seguente tabella emerge che singolarmente tutte le unità afferenti al camino E18 sono GIC:

Tabella. Classificazione GIC del COGE					
Camino	Impianto	Unità	Item	Combustibili utilizzati	Potenza termica nominale (MWt)
E18	COGE	Turbina a gas	TG01	Fuel gas autoprodotta e metano (a conguaglio)	95,5 (GIC)
		Caldaia a recupero (postcombustione)	B01		64,3 (GIC)
		Caldaia a fuoco diretto	B02		102,9 (GIC)

Conformità ai limiti di emissione. Per i GIC la conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione deve essere verificata secondo quanto definito al Punto 5 Conformità ai valori limite di emissione della Parte I Disposizioni generali dell'Allegato II Grandi impianti di combustione della Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 (Conformità ai VLE – Grandi Impianti di combustione):

“5.1. In caso di misurazioni continue, i valori limite di emissione indicati nella parte II, sezioni da 1 a 5, si considerano rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che, nelle ore operative, durante un anno civile:

- nessun valore medio mensile convalidato supera i pertinenti valori limite, e
- nessun valore medio giornaliero convalidato degli impianti anteriori al 2002 e anteriori al 2013 supera il 110 per cento dei pertinenti valori limite,
- il 95 per cento di tutti i valori medi orari convalidati nell'arco dell'anno non supera il 200 per cento dei pertinenti valori limite”.

Misurazione e valutazione delle emissioni. Devono essere conformi a quanto indicato nella Sezione 8 della Parte II dell'Allegato II della Parte V del D.Lgs. 152/06. I suddetti VLE devono riferirsi alle ore di normale funzionamento, escludendo quindi i periodi di: avvio e arresto e malfunzionamento e al di sotto del Minimo Tecnico.<sup>12</sup>

#### **11.3.1.3 Monitoraggio in Discontinuo delle Emissioni**

[11] Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming, si prescrive il controllo dei microinquinanti (PCDD/F, IPA e PCB-DL) mediante il campionamento e analisi del gas di rigenerazione; i VLE di riferimento sono riportati in Tabella 2 (valori limite, riferiti a un campionamento compreso tra le 6 e le 8 ore, come concentrazione “tossica equivalente”, da calcolarsi secondo le indicazioni di cui all'Allegato 1 al Titolo III-bis alla Parte Quarta del D.Lgs.152/06.

<sup>12</sup> Al camino E18 confluiscono due condotti ciascuno dotato di SME: *SMEB01* (Condotto fumi da caldaia B01, di sezione rettangolare; su questo condotto si innesta anche il condotto fumi del turbogas TG01, di sezione quadrata; *SMEB02* (Condotto fumi da caldaia B02, di sezione cilindrica).



**[12] Conformità dei valori misurati in discontinuo ai valori limite.**

In caso di misure discontinue, le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione e che siano rappresentativi di almeno un'ora di funzionamento dell'impianto, non supera il valore limite di emissione.

Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore alle tre ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite.

**[13]** Le modalità di controllo e le frequenze di tutti camini con prescritti valori limite di emissione con monitoraggio in discontinuo sono stabilite dal PMC. Il PMC stabilisce, altresì, le modalità di verifica diretta e/o indiretta del funzionamento dei sistemi di prevenzione e abbattimento installati.

**11.3.2 SFIATI DELL'INSTALLAZIONE ATTIVI IN ASSETTO GREEN**

Nella Tabella 2 che segue sono elencate le emissioni convogliate dette "Sfiati" dall'installazione in Assetto green. Essi non riguardano direttamente i processi produttivi, ma sono connessi con le attività di supporto e di servizio (manutenzione di apparecchiature, carico/scarico, attività di laboratorio, vasche di disoleazione).

**[14]** Tutti gli sfiati riportati in Tabella 2 sono riportati nel "Par.11.5.2 Sfiati in atmosfera" del PIC allegato al DM 284/2018; la Tabella 2, sotto, non contiene però tutti gli sfiati del DM 248/2018, perché non pertinenti. Ai fini dell'adeguamento alle BATC "CWW" non viene qui apportata alcuna modifica rispetto a quanto già prescritto dal DM AIA 284/2018 relativo all'assetto di raffineria tradizionale. Sono stati aggiunti gli inquinanti IPA e PCB per gli sfiati S32 e S33 come richiesto dal DM 217/2017, qui recepito.

Le tecniche applicate per ridurre e abbattere/recuperare le emissioni in atmosfera sono prescritte dal D.M. 284/2018 che ne regola anche i VLE di emissione in atmosfera; le specifiche prescrizioni sono richiamate in Tabella 2.

**Tabella 2: Sfiati dell'installazione attivi in assetto green**

Punti di emissione	Dispositivo da cui proviene l'emissione	Portata MCP (Nm <sup>3</sup> /h)	Sistemi applicati di abbattimento delle emissioni in atmosfera	VLE AIA	Tipo di emissione
S32	Sfiato dalla rigenerazione ciclica impianto di Reforming Catalitico (RC3-CCR)	40	--	PCDD+PCDF: 0,1 ng/Nm <sup>3</sup> ; IPA 0,01 mg/Nm <sup>3</sup> PCB-DL: 0,1 ng/Nm <sup>3</sup> (*)	Discontinua
S33	Sfiato fase di rigenerazione del catalizzatore impianto di Reforming Catalitico RC3 (semirigenerativo)	95	--	PCDD+PCDF: 0,1 ng/Nm <sup>3</sup> ; IPA 0,01 mg/Nm <sup>3</sup> ; PCB-DL: 0,1 ng/Nm <sup>3</sup> (*)	Discontinua
S35/1..26	Sfiati dalle cappe del laboratorio chimico	1250	--	--	Discontinua
S42	Sfiato unità di recupero vapori (VRU) del caricamento / scaricamento navi (Darsena)	720	VRU	NMCOV: 10 g/Nm <sup>3</sup>	Discontinua
S43	Emissioni prodotte dalla copertura delle vasche API; sfiato continuo con VRU.	1580	VRU	Rendimento di abbattimento VOC non inferiore all'80% (VLE orario)	Continua

(\*) Si fa riferimento al D.Lgs. 152, punto 4, Allegato 1 al Titolo III-bis alla Parte Quarta Per le analisi e i risultati dei microinquinanti PCDD/F, IPA e PCB.



- [15] **Sfiati S32 e S33.** Durante la rigenerazione del catalizzatore degli impianti di reforming catalitico si prescrive il controllo dei microinquinanti organici, mediante il campionamento e analisi del gas di rigenerazione; i VLE di riferimento, riferiti a un campionamento compreso tra 6 e 8 ore, sono indicati nell'Allegato 1 al Titolo III-bis alla Parte Quarta del D.Lgs.152/06, punto 4.

#### UNITÀ VRU RECUPERO VAPORI ORGANICI

- [16] **Sfiato S42.** Essendo associato alle operazioni di carico/scarico di navi cisterna di composti di idrocarburi liquidi con una portata annua di < 1 milione di m<sup>3</sup>/anno. Il gestore deve rispettare il seguente limite di emissione in atmosfera (media oraria): NMCOV: 10 g/Nm<sup>3</sup>.
- [17] **Sfiato S43:** copertura vasche di disoleazione e abbattimento VOC. Deve essere mantenuta la copertura delle vasche di disoleazione (API) e l'aria contaminata aspirata deve essere trattata mediante un sistema di abbattimento con carboni attivi. Le emissioni aeriformi captate e trattate vengono convogliate al punto di emissione (S43). La tecnologia per il sistema di confinamento si basa sulla realizzazione di coperture fisse sui pozzetti e sulle pre-vasche e coperture di tipo flottante sulle vasche API. Il sistema di abbattimento delle VOC deve assicurare un rendimento (media oraria) non inferiore all'80%: determinato mediante misure di VOC a monte e valle del sistema di abbattimento.
- [18] Nella comunicazione annuale, il gestore deve fornire i fattori di emissione rapportati alla quantità di biomasse oleose trattate.

#### 11.3.3 CONTROLLI PREVISTI DAL DM 284/2018

- [19] Nella prescrizione n. 33 (par. 11.5.10 Emissioni Oorigene) del PIC del DM 284/2018, dopo "...nel primo triennio" aggiungere: "dal rilascio del provvedimento AIA di cui al proc. ID 6/10024".
- [20] Tutti i controlli, verifiche, reporting, etc. prescritti in questo PIC e quelli inclusi nelle prescrizioni pertinenti del DM 284/2018, come da tabella riassuntiva sotto, devono essere mantenuti e regolarmente effettuati. Laddove disponibili, saranno seguite le indicazioni del PMC.
- Al fine di poter disporre di dati completi e aggiornati dei diversi aspetti ambientali, nel Report annuale devono essere periodicamente allegate tabelle aggiornate e complete delle tipologie di rifiuti in deposito temporaneo/stoccati e dei serbatoi con la specifica destinazione e i presidi e i controlli previsti e ottemperati.

#### 11.3.4 DURATA E SINOTTICO DEL QUADRO PRESCRITTIVO

- [21] Il presente PIC, parte integrante del Decreto AIA di adeguamento alle BATC CWW, sostituisce integralmente, per quanto di competenza AIA, il DM VIA/AIA n. 217/2017, per la realizzazione e l'esercizio dello "Assetto green" dell'installazione Raffineria ENI di Venezia; sostituisce, altresì, i provvedimenti AIA precedenti rilasciati per l'assetto green.<sup>13</sup>

La tabella che segue chiarisce il quadro prescrittivo completo dell'assetto green.

**Il presente PIC, che contiene tutte le condizioni per l'esercizio dell'installazione in assetto green, rappresenta una Modifica del DM (AIA) n. 284/2018 che, conseguentemente, ne determina la durata di validità dell'autorizzazione.**

Il DM 284/2018 contiene: la descrizione generale dell'installazione e dell'ambito territoriale, il quadro prescrittivo AIA relativo all'assetto di raffineria tradizionale, nonché alle varie attività di servizio comuni a entrambi gli assetti (gestione delle acque reflue, produzione di energia, gestione serbatoi, stoccaggi di rifiuti, ..).

<sup>13</sup> Il presente PIC non apporta alcuna modifica al DM (AIA) 284/2018 per l'assetto di raffineria tradizionale.



**Tutte le prescrizioni dell'assetto green dell'installazione sono elencate in una tabella riassuntiva, che richiama, puntualmente, le prescrizioni pertinenti del DM 284/2018.**

Il presente PIC di modifica dell'AIA riscrive, di fatto, ex novo il quadro descrittivo e prescrittivo relativo alle emissioni convogliate in atmosfera per l'Assetto Green.

**PIC "Assetto Green": Quadro Sinottico**

<b>Prescrizioni pertinenti all'Assetto Green</b>		<i>Prescrizioni <u>non pertinenti</u> all'Assetto Green</i>
<b>presente PIC: Proc. ID 6/10024</b>	<b>PIC (DM 284/2018) Prescrizioni pertinenti all'Assetto Green</b>	<i>PIC (DM 284/2018)</i>
Da n. 1 a n. 17, comprese (rif. par. da 11.1 a 11.3)	---	<i>Da n. 1 a n. 22, comprese (rif. par. da 11.1 a 11.5.3)</i>
	n. 23 e n. 24 (rif. par. 11.5.4 e 11.5.5)	
		<i>n. 25 (rif. par. 11.5.6)</i>
	n. 26 e n. 27 (rif. par. 11.5.7 e 11.5.8)	
		<i>n. 28 (rif. par. 11.5.9)</i>
	Da n. 29 a n. 97, comprese (rif. par. da 11.5.9 a 11.13)	
n. 18	Rif. prescr. n. 33: dopo "...nel primo triennio", aggiungere: " <i>dal rilascio del provvedimento AIA di cui al proc. ID 6/10024</i> ".	
n. 19 (rif. par. 11.3.3)		--
n. 20 (rif. par. 11.3.4)		<i>n. 98 (rif. par. 12)</i>

**[22] Costituisce parte integrante del presente provvedimento il PIC di Modifica non sostanziale per "Upgrading dell'Impianto di Pretrattamento cariche biologiche" Prot. MITE.REGISTRO UFFICIALE.U.0160006.20-12-2022 (ID 6/13059).**