



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

(ID 83/14629)

Installazione: Raffineria di Gela S.p.A. – Gela (CL)

Riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)

rilasciata con DM 383 del 24/09/2021 (GU It Serie Gen. - n. 248 del 16-10-2021; durata: 16 anni)

Procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della L. 241/90 e del D.lgs. 152/06.

Modifiche impiantistiche richieste:

- **Potenziamento della sezione di pretrattamento Degumming dell'impianto BTU, mediante installazione di una nuova quarta linea di degommazione acida;**
- **Ampliamento dell'impianto di Isomerizzazione per produrre HVO Jet Fuel.**

ISTANZA DEL GESTORE: Nuova autorizzazione a esercire una modifica dell'installazione già dotata di AIA - Decreto di AIA n.383 del 24/09/2021 (RAGE/AD/307/T del 29/05/2023: prot. MASE.Registro Ufficiale.Ingresso.0088017.30-05-2023)

AVVIO DEL PROCEDIMENTO: prot. MASE. Registro Ufficiale.USCITA.010149.21-06-2023;
(CIPPC.Registro Ufficiale.I.0000987.21-06-2023)

Gestore	Raffineria di Gela s.p.a.
Località	Gela (CL)
GRUPPO ISTRUTTORE	
Incarico presidente Comm. AIA/IPPC (CIPPC.Registro Ufficiale.U.0000998.21-06- 2023)	Prof. Antonio Mantovani (Referente)
	Dott. Marco Mazzoni
	Dott. Antonio Fardelli
	Dott. Paolo Ceci
Rappresentanti Enti territoriali	----- – Regione Siciliana
	Dott. Giuseppe Bellanti – Libero Consorzio Comunale di Caltanissetta
	Dott. Cristoforo Greco – Comune di Gela



SOMMARIO

1. DEFINIZIONI.....	4
2. INTRODUZIONE.....	4
2.1. Atti presupposti.....	4
2.2. Attività istruttorie	5
3. IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE	6
4. PROCEDIMENTI DALL'ULTIMO DECRETO DI RIESAME COMPLESSIVO.....	6
5. PREMESSA	7
6. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO - STATO ATTUALE.....	7
7. DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA	9
7.1. Modifiche proposte dal gestore rispetto all'assetto autorizzato	9
7.2. Premessa	9
7.3. Potenziamento sezione Degumming dell'impianto BTU	11
7.4. Progetto Biojet.....	15
7.4.1. Descrizione delle fasi di processo relative all'unità 308 (assetto futuro).....	18
7.4.2. Descrizione delle principali interconnessioni.....	20
7.4.3. Modalità di stoccaggio dei prodotti.....	21
7.4.4. Bilanci di materia: materie prime, materie ausiliarie e prodotti.....	22
7.5. Lavorazione UCO (olio esausto di frittura).....	22
7.6. Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione nuove Unità	22
7.7. Analisi degli effetti ambientali	22
7.7.1. Consumi materie prime	23
7.7.2. Consumi idrici	24
7.7.3. Consumi di combustibile.....	26
7.7.4. Consumo e produzione di vapore.....	26
7.7.5. Bilanci di energia.....	28
7.7.6. Emissioni in atmosfera	29
7.7.7. Scarichi idrici	34
7.7.8. Produzione di rifiuti.....	35
7.7.9. Rumore	36
7.7.10. Serbatoi di stoccaggio	37
7.7.11. Cronoprogramma degli interventi	42
8. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT	42
8.1. Conclusioni sulle BAT LVOC	43
8.2. Conclusioni sulle BAT CWW	48
8.3. Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP)	56
8.4. BREF "ENERGY EFFICIENCY"	61
8.5. BREF "Emission from Storage"	65



9. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO.....	67
10. CONSIDERAZIONI DEL GI.....	67
10.1. Procedimento di VIA.....	67
10.2. Procedimento di AIA stralciato	67
10.2.1. Considerazioni generali del GI.....	68
10.2.2. Considerazioni del GI su Aspetti Specifici	68
11. CONCLUSIONI DEL GI.....	71
12. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	74



1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), Direzione generale per le valutazioni ambientali (VA).
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 11 del D. Lgs. 152/2006, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Siciliana.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	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-terdecies, 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.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D. Lgs. 152/06.
Gestore	Raffineria di Gela S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art. 5, comma 1, lettera r-bis del D. Lgs. 152/06.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo della Commissione IPPC incaricato dal Presidente per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	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).

2. INTRODUZIONE

2.1. ATTI PRESUPPOSTI

Visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria AIA/IPPC;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC (prot. CIPPC.Registro Ufficiale.U.0000998.21-06-2023) che incarica dell'istruttoria per la modifica proposta dal gestore dell'autorizzazione integrata ambientale dell'installazione Raffineria di Gela S.p.A. al G.I. così costituito: <ul style="list-style-type: none">– Prof. Antonio Mantovani - Referente GI– Dott. Antonio Fardelli– Dott. Marco Mazzoni– Dott. Paolo Ceci
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai fini dell'art. 10, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica n. 90 del 14/05/2007, i seguenti esperti regionali, provinciali e comunali: <ul style="list-style-type: none">– ----- – Regione Siciliana– Dott. Giuseppe Bellanti – Libero Consorzio Comunale di Caltanissetta– Dott. Cristoforo Greco – Comune di Gela



2.2. ATTIVITÀ ISTRUTTORIE

Visto	il DM (AIA) n. 383 del 24/09/2021 di Riesame complessivo, con valenza di rinnovo, della durata di 16 anni (GU IT 16.10.2021); <i>[decreto di aggiornamento dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 236 del 21 dicembre 2012 e n. 218 del 7 agosto 2017 limitatamente alla parte AIA]</i> .
visto	il provvedimento AIA (MiTE.Registro Ufficiale.Uscita.0010547.28-01-2022) di Modifica Non Sostanziale dell'AIA (ID 83/1092/11927) della Raffineria di Gela S.p.A. - Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla realizzazione di una terza linea spare di degumming dell'unità POT/BTU;
visto	il Decreto VIA (DM_2023-0000138), emanato a seguito del Parere n. 336 del 24 ottobre 2022 della CTVA (Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS), pertinente alla modifica in oggetto che ha espresso parere favorevole sulla compatibilità ambientale degli adeguamenti impiantistici previsti dal progetto "Biojet e Potenziamento sezione Degumming dell'impianto BTU" e della revisione del quadro prescrittivo VIA pregresso in merito all'impiego di rifiuti, eliminando il vincolo preesistente, limitatamente per il rifiuto UCO, nel rispetto della massima capacità lavorativa autorizzata, che rimane invariata;
visto	il provvedimento di MNS (ID 83-14671) di modifica dell'AIA relativa all'introduzione del rifiuto oli esausti di frittura UCO – Used Cooking Oil;
vista	l'Istanza del Gestore – oggetto del presente PIC - presentata con nota prot. RAGE/AD/307/T del 29/05/2023 (acquisita al prot. MASE.Registro Ufficiale.INGRESSO.0088017.30-05-2023) di Modifica dell'AIA rilasciata con D.M. 383/2021;
vista	la Nota di avvio del procedimento istruttorio prot. MASE. Registro Ufficiale.USCITA.010149.21-06-2023 per il riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con provvedimento in oggetto richiamato giusta istanza prot. RAGE/AD/307/T del 29/05/2023, acquisita agli atti della scrivente in data 30/05/2023 con nota prot. MASE/88017. L'AC evidenzia che la modifica relativa all'introduzione del rifiuto oli esausti di frittura UCO – Used Cooking Oil è stata stralciata del presente procedimento ed oggetto del procedimento (ID 83/14671);
esaminata	la Relazione Istruttorie di ISPRA del 31.07.2023 (CIPPC.Registro Ufficiale.I.0001206.02-08-2023) redatta da: <ul style="list-style-type: none">- Ing. Carlo Carlucci - Referente- Ing. Roberto Borghesi - Coordinatore, responsabile della Sezione Analisi integrata delle tecnologie e dei cicli produttivi industriali
viste	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 il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, 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;
vista	l'e-mail del 25/09/2023 di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo inviata dalla Segreteria della Commissione per l'approvazione entro il 02/10/2023.



3. IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE

Ragione sociale	Raffineria di Gela S.p.A.
Sede legale e sede operativa:	Contrada Piana del Signore CP 35, 93012 Gela (CL)
Denominazione installazione	Raffineria di Gela
Tipo di impianto	Esistente
Codice e attività IPPC	Attività 1 Codice IPPC 4.1 – Fabbricazione di prodotti chimici organici
Gestore	Ing. Luca Alburno Recapito telefonico: 0933-845127 PEC: raffineriadigela@pec.eni.com
Referente IPPC	Claudia Di Marco Recapito telefonico: 0933-845113 PEC: raffineriadigela@pec.eni.com
Rappresentante Legale	Ing. Luca Alburno Recapito telefonico: 0933-845127 PEC: raffineriadigela@pec.eni.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	Si Notifica e rapporto di sicurezza: Rapporto di sicurezza ai sensi dell'art. 15 e secondo i contenuti dell'allegato C del D.Lgs. 105 del 26 giugno 2015 – Aggiornamento di Giugno 2019. Come notificato al Comitato Tecnico Regionale, la Raffineria di Gela ha presentato la revisione del RDS all'avviamento degli impianti della Bio Refinery.
Sistema di gestione ambientale	Certificazione EMAS IT – 002061 (scadenza: 20 Ottobre 2023; rinnovo convalidato 28.06.2023) UNI EN ISO 14001:2015 N. IT 17/0665 (scadenza: 01/08/2023)
Misure penali o amministrative riconducibili all'installazione o parte di essa, ivi compresi i procedimenti in corso alla data della presente domanda	R.G.N.R.: 2001/2021; 70/2022; 658/2022; 1973/2022; 613/2023; 175/2023

4. PROCEDIMENTI DALL'ULTIMO DECRETO DI RIESAME COMPLESSIVO

Procedura	Codice procedura	Stato procedura	Provvedimento
Riesame complessivo AIA, con valenza di rinnovo	83/1092/10041	Conclusa	DM 383 del 24/09/2021
Riesame AIA	83/14629	<i>Presente procedimento</i>	--
Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale	83/14671	Conclusa	CIPPC.REGISTRO UFFICIALE(U).0001407.03-10-2023



5. PREMESSA

Il Gestore della “bioraffineria di Gela”⁽¹⁾, in data 29/05/2023 ha presentato istanza di Riesame dell’AIA vigente (DM prot. 383 del 24 settembre 2021 - ID 1092/10041) al fine di aggiornare l’autorizzazione con le modifiche indicate come progetto “*Biojet e Potenziamento sezione Degumming dell'impianto BTU*”.

Il gestore successivamente, con un procedimento separato, ha attivato una richiesta di modifica non sostanziale (ID 83/14671) dell’AIA al fine di stralciare e anticipare l’introduzione nel ciclo di produzione del rifiuto oli esausti di frittura (UCO – Used Cooking Oil), in aggiunta alle altre materie già autorizzate.

Il procedimento di modifica non sostanziale (ID 83/14671) è stato avviato dall’A.C. con prot. MASE.Registro Ufficiale.Uscita.0108016.03-07-2023 (CIPPC.R U.I.0001034.04-07-2023) e concluso con esito favorevole (Prot. CIPPC.REGISTRO UFFICIALE(U).0001407.03-10-2023).

Il quadro prescrittivo del presente PIC comprende anche le prescrizioni del PIC di MNS (ID 83/14671).

6. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO - STATO ATTUALE

In sintesi, il processo produttivo della Bio Raffineria attualmente autorizzato con DM AIA 383/2021 prevede la produzione di biocarburanti a partire da cariche biogeniche che, dopo essere sottoposte ad un pretrattamento di eliminazione delle “gomme” (fosfolipidi) presenti e di sbiancatura, vengono trattate presso la sezione ECOFINING™.

Il processo svolto presso lo stabilimento è schematizzabile nelle seguenti macro-fasi:

- ☐ **Fase di Raffinazione;**
- ☐ Fase di Stoccaggio e Movimentazione;
- ☐ Fase di Gestione Rifiuti.

FASE DI RAFFINAZIONE

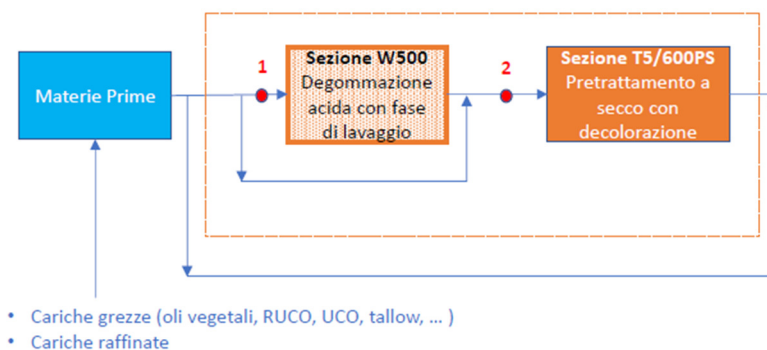
Costituisce la fase produttiva e comprende i processi nell’installazione che sono svolti dalle unità che seguono.

Viene qui approfondita solo la fase di raffinazione, in quanto le altre due elencate non comportano modifiche significative a quanto già rappresentato nel provvedimento di AIA vigente, di recente emanazione (DM 383/2021).

☐ **Unità BTU**

In tale unità avviene la separazione delle gomme acide dalla materia biogenica grezza in ingresso (sezione Degumming) e la rimozione delle impurità con trattamento con terre sbiancanti (sezione Bleaching).

La capacità di lavorazione dell’intera sezione di pretrattamento autorizzata è di 816.000 t/anno di materia grezza.



Nell’area adiacente è presente un’area logistica per la ricezione delle materie prime in lavorazione all’impianto, che comprende: le pensiline, gli isotank di stoccaggio e le pipeway di collegamento al BTU.

Le cariche biogeniche arrivano anche, tramite container ed ATB, direttamente ai serbatoi di isola 8 e isola 12 e al serbatoio S801 (capacità 35.000 m³) Hub².

¹ Installazione indicata anche con l’acronimo RAGE. Ai fini dell’AIA, l’installazione è considerata a tutti gli effetti un impianto chimico (Codice IPPC 4.1 – Fabbricazione di prodotti chimici organici) e si applicano le BAT UE relative a tali impianti.

² Nell’installazione sono presenti due assetti: Bioraffineria e HUB (ciclo Logistico). L’HUB è legato al precedente assetto tradizionale, di cui rimangono in esercizio una serie di attività correlate con strutture afferenti a tale ciclo.



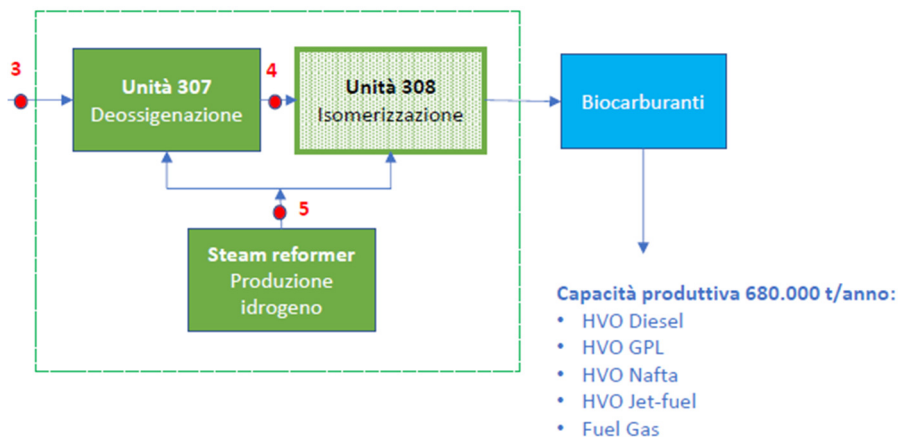
□ Unità Deossigenazione (Unità 307)

Questo processo consiste nella deossigenazione con idrogeno dei trigliceridi e saturazione dei doppi legami, con conseguente formazione di catene paraffiniche lineari, CO_2 , H_2O e H_2S .

Insieme alla carica vegetale, è riciclato all'impianto quota dell'effluente deossigenato prelevato da stoccaggio, avente la funzione di diluire l'esotermicità della reazione al fine di contenere l'incremento di temperatura nel reattore.

Carica fresca e riciclo, previa filtrazione, sono convogliate all'Unità di Deossigenazione a cui è alimentato anche Dimetil-disolfuro (DMDS), necessario per la sulfidazione continua del catalizzatore. Il processo avviene ad alta pressione (fino a circa 40 bar) e temperatura (circa 300 °C).

La capacità di lavorazione è pari a 736.000 t/anno.



L'effluente del reattore di deossigenazione subisce un raffreddamento e passa attraverso due separatori e entra poi in un primo separatore il cui fondo alimenta la colonna di strippaggio dell'Unità, mentre lo stream di testa è raccolto in un separatore freddo di alta pressione.

La parte liquida del separatore è indirizzata ad un separatore di bassa pressione e bassa temperatura da cui si separa ulteriore tail gas che viene indirizzato all'Unità di Recupero Gas di BioRaffineria, più una parte liquida indirizzata a strippaggio.

Dai due separatori sono drenate anche l'acqua di reazione e l'acqua di lavaggio che hanno come destinazione finale l'esistente Unità Sour Water Stripper di BioRaffineria.

Dalla sezione di strippaggio dell'Unità, che avviene mediante vapore vivo, sono separati: l'intermedio deossigenato che, dopo essere stato essiccato in un vacuum dryer dedicato viene indirizzato a stoccaggio e il GPL e l'eventuale Nafta che sono indirizzati all'Unità di Recupero Gas di BioRaffineria per essere portati a specifica. L'intermedio deossigenato è anche riciclato come carica dell'impianto.

Il refinery fuel gas proveniente dal gruppo vuoto del dryer è indirizzato, come combustibile, al forno dell'Unità - Sezione di Lavaggio Amminico.

Sezione di Lavaggio Amminico asservita all'Unità di Deossigenazione

Il gas ricco di H_2 e i gas acidi (CO_2 e H_2S) proveniente dal separatore freddo di alta pressione della sezione di Deossigenazione è lavato nel sistema di lavaggio/rigenerazione amminico dedicato all'Unità. Le acque acide provenienti dalla sezione di rigenerazione Ammina sono inviate all'Unità Sour Water Stripper (SWS) di BioRaffineria.

• Unità Isomerizzazione (Unità 308)

In tale unità l'intermedio deossigenato si unisce con l'idrogeno di make-up e di riciclo e inviato al reattore, dove ha luogo il processo di isomerizzazione. Il fondo del reattore va alla colonna di strippaggio da cui sono prodotti i combustibili Bio. Il processo avviene ad alta pressione (fino a circa 60 bar) e temperatura (circa 300 °C).

La capacità di lavorazione autorizzata (MCP) è 692.000 t/anno, ripartita nelle seguenti tipologie dei biocarburanti prodotti: HVO Diesel, HVO GPL, HVO Nafta, Fuel Gas.



A valle della reazione di isomerizzazione, l'effluente del reattore confluisce in un separatore, il cui fondo alimenta la colonna di stripping, mentre lo stream di testa è raccolto in un separatore freddo di alta pressione. Da tale separatore è prelevato gas (che non ha necessità di essere lavato, in quanto dalla reazione di isomerizzazione dell'intermedio deossigenato non si produce gas acido) che viene compresso e riciclato alla sezione di reazione. La parte liquida del separatore è indirizzata al separatore di bassa pressione (308-V-2).

Da quest'ultimo separatore, si ottiene il tail gas che è inviato per ulteriori trattamenti all'Unità di Recupero Gas di BioRaffineria ed una frazione liquida che è indirizzata alla colonna di stripping.

Dalla sezione di stripping vengono prelevati il HVO Diesel, che una volta essiccato in un vacuum dryer dedicato viene indirizzato a stoccaggio, HVO Nafta ed eventuale GPL che vengono indirizzati all'Unità di Recupero Gas di BioRaffineria, che tratterà le correnti gassose provenienti dalle Unità 307 e 308 e genererà tre flussi: fuel gas, bio GPL e bio Nafta.

Il gas acido prodotto dalla sezione di rigenerazione ammina è inviato all'Unità Recupero Zolfo di BioRaffineria, gestita nell'assetto HUB di BioRaffineria.

□ Unità di Produzione Idrogeno (Steam Reformer) (non approfondita in questo PIC in quanto non oggetto del procedimento)

Il processo *steam reforming* permette la produzione di idrogeno utilizzato nella sezione di raffinazione Ecofining. La capacità produttiva massima di gas idrogeno, H₂, è di circa 40.000 Nm³/h al 99,9%vol (pari a 3.585 kg/h).

Oltre all'idrogeno, l'impianto produce vapore surriscaldato a media e a bassa pressione.

L'idrogeno prodotto va direttamente in alimentazione alle unità di Deossigenazione (Unità 307) e di Isomerizzazione (Unità 308) per le corrispondenti reazioni.

7. DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA

7.1. MODIFICHE PROPOSTE DAL GESTORE RISPETTO ALL'ASSETTO AUTORIZZATO

Con istanza acquisita al prot. MASE/88017 del 30/05/2023 e relativi allegati tecnici, il Gestore ha presentato richiesta di autorizzazione per le seguenti modifiche impiantistiche:

- Potenziamento della sezione di pretrattamento Degumming dell'impianto BTU mediante l'installazione di una nuova quarta linea di degommazione acida;
- Ampliamento dell'impianto di Isomerizzazione al fine di produrre HVO Jet Fuel.

Nello specifico, il progetto di potenziamento dell'impianto BTU, Biomass Treatment Unit, oggetto della presente istanza, consentirà alla Bioraffineria di Gela di utilizzare fino al 100% di biomasse che non siano in competizione con la filiera alimentare (oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali e cariche di tipo advanced, quali oli da alghe, materiale lignocellulosico, biooli, ecc.), con l'obiettivo di realizzare un modello di economia circolare per la produzione di HVO Diesel, HVO Naptha, HVO GPL e HVO Jet fuel.

Con la futura configurazione del BTU sarà quindi completata la seconda fase della trasformazione della Bioraffineria, in coerenza con la strategia di Eni, impegnata a raggiungere la totale decarbonizzazione di prodotti e processi entro il 2050. Tra i punti salienti del piano 2021-2024 è, infatti, previsto il raddoppio della capacità produttiva delle bioraffinerie ENI a circa 2 milioni di tonnellate entro il 2024 e l'aumento a 5/6 milioni di tonnellate entro il 2050.

Scopo del progetto è inoltre la diversificazione dei biocarburanti prodotti a più basso contenuto carbonico realizzando un impianto Biojet destinato a produrre biocarburanti avio (HVO jet), in aggiunta ai carburanti, già oggi in produzione, quali HVO Naptha, HVO Diesel e HVO GPL.

7.2. PREMESSA

Al fine di promuovere la diversificazione dei biocombustibili prodotti a più basso contenuto carbonico, l'azienda ha sviluppato la tecnologia per la produzione di Biojet per il mercato avio. Inoltre, con l'obiettivo di realizzare un modello di economia circolare per la produzione di HVO Diesel, HVO Naptha, HVO GPL e HVO Jet fuel, la Bioraffineria di Gela ha previsto il potenziamento dell'impianto BTU, *Biomass Treatment Unit* per permettere di utilizzare fino al 100% di cariche biogeniche che non siano in competizione con la filiera alimentare.



La Modifica dell'AIA, oggetto dell'istanza all'AC, comprende quindi:

1. il progetto di potenziamento della **sezione Degumming dell'impianto BTU** con la realizzazione di una quarta linea di degommazione acida che verrà utilizzata per garantire una migliore affidabilità operativa, e sarà di uguale potenzialità alle preesistenti linee. La modifica consentirà la lavorazione al 100% della potenzialità del BTU di materie prime di seconda e terza generazione.
2. il progetto **Biojet** che prevede un ampliamento dell'impianto di Isomerizzazione al fine di produrre HVO Jet Fuel in aggiunta ai biocombustibili attualmente prodotti;
3. la diversificazione delle materie prime in lavorazione alla Bioraffineria, con l'introduzione del rifiuto oli esausti di frittura (UCO – *Used Cooking Oil*). L'utilizzo dell'UCO – che non richiede modifiche impiantistiche o di assetto produttivo – consentirà di perseguire importanti obiettivi in un'ottica di economia circolare, in linea con le finalità e nel rispetto delle condizioni di cui all'art. 216 comma 8-septies. Tale norma, infatti, *“al fine di un uso più efficiente delle risorse e di un'economia circolare che promuova ambiente e occupazione”*, consente, nel rispetto di specifiche condizioni, l'utilizzo dei rifiuti individuati nella lista verde di cui al regolamento (CE) n.1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, negli impianti industriali autorizzati ai sensi della disciplina dell'AIA. L'UCO è ricompreso nella suddetta *“Lista Verde”* (Allegato III Reg 1013/2006 e allegato IX della convenzione di Basilea: B3065 *Waste edible fats and oils of animal or vegetable origin (e.g. frying oils), provided they do not exhibit an Annex III characteristic*).

La modifica di cui al punto 3) sopra, su richiesta del Gestore, è stata successivamente stralciata e oggetto di un altro procedimento (ID 83-14671), il cui provvedimento è stato rilasciato con prot. CIPPC.REGISTRO UFFICIALE(U).0001407.03-10-2023.

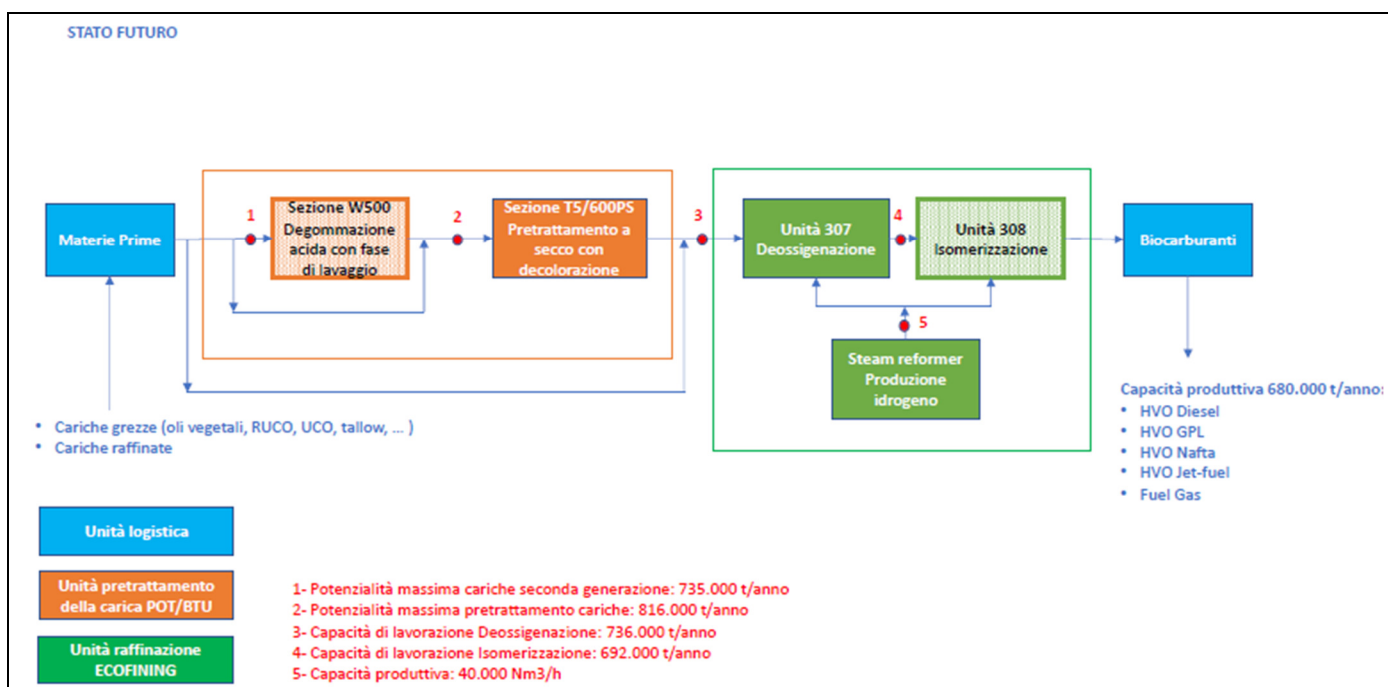
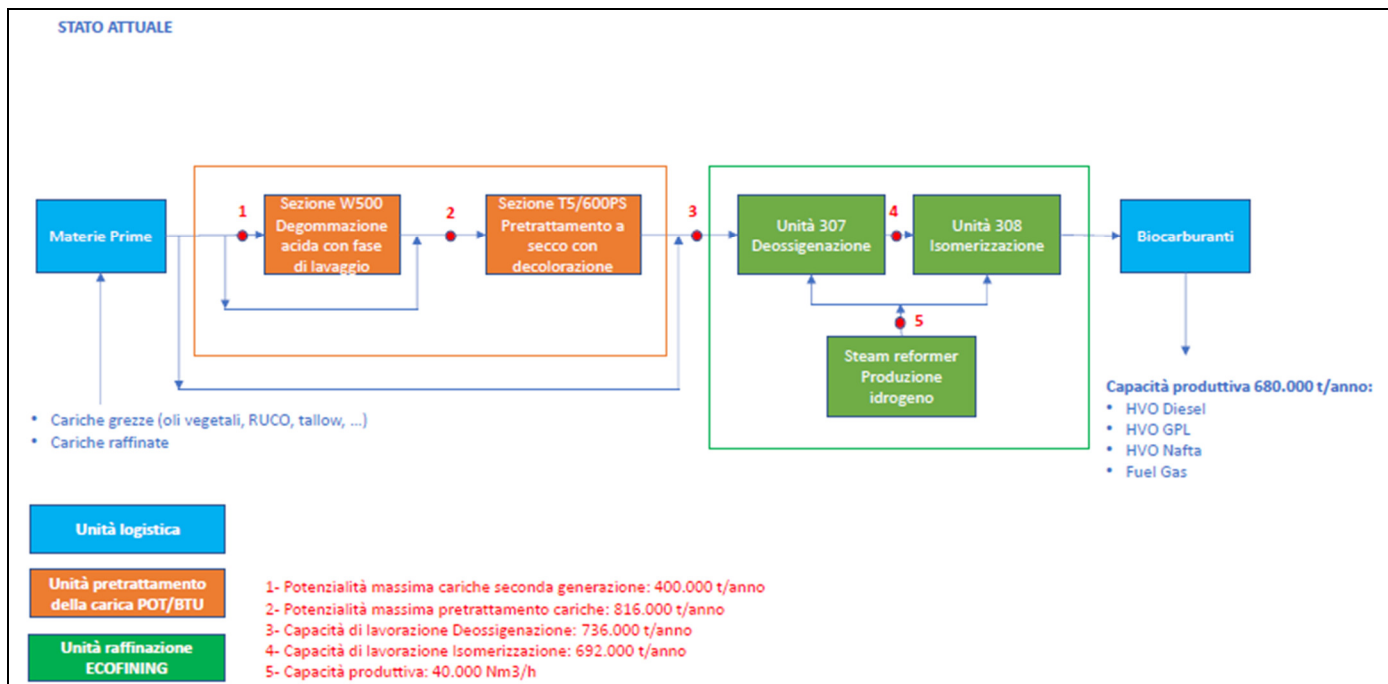
Il presente PIC riguarda le modifiche impiantistiche all'interno della Raffineria di Gela relative ai punti 1) e 2) - Degumming e Biojet - sopra.

Si evidenzia che, a seguito delle modifiche in progetto, non subiranno variazioni né la capacità di pretrattamento della carica grezza, pari a 816.000 t/anno, né la capacità produttiva della Bioraffineria, pari a 680.000 t/a di biocarburanti e biocombustibili.

Di seguito si riportano gli schemi a blocchi rappresentativi dello stato attuale autorizzato (All A25_Schemi a Blocchi) e dello stato futuro (All C7_Schemi a Blocchi), da autorizzare, della Bioraffineria.

Evidenziata con il bordo color **arancio** è l'unità all'interno della quale sarà introdotta la modifica proposta della sezione degumming.

Evidenziata con il bordo **verde** è, invece, l'unità all'interno della quale sarà introdotta la modifica di ampliamento della sezione di isomerizzazione proposta finalizzata al progetto Biojet.



7.3. POTENZIAMENTO SEZIONE DEGUMMING DELL'IMPIANTO BTU

Il progetto di potenziamento della sezione di pretrattamento Degumming delle cariche grezze dell'impianto BTU (*Biomass Treatment Unit*) nasce dalla necessità di introitare maggiori quantità di materia prima di seconda generazione (per esempio oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e cariche di tipo *advanced* di terza generazione (per esempio oli da alghe, materiale lignocellulosico, biooli).

Il progetto prevede l'installazione di una nuova quarta linea di degommazione acida che permetterà di operare con maggior flessibilità, utilizzando quattro linee di degommazione di potenzialità di 28 t/h ciascuna.

La nuova ed i nuovi item saranno installati presso l'Isola 5 in prossimità delle attuali tre linee; è prevista anche la realizzazione dell'*interconnecting* (per le linee di processo e le utilities).



Efficientamento dell'impianto WWTP (Waste Water Treatment Plant).

Il progetto di potenziamento comprende inoltre l'installazione di package di impianti dedicati all'efficientamento del WWTP, finalizzati alla minimizzazione del quantitativo di fanghi prodotti dal trattamento acque reflue e alla concentrazione delle acque gommose prodotte dal processo, al fine di recuperare parte dell'acqua dal processo e ridurre il quantitativo di gomme.

Nella Tabella successiva si riporta l'elenco delle apparecchiature relative alla quarta linea, in cui sono evidenziate in **verde e in corsivo** le apparecchiature che saranno in comune con la terza linea.

Tabella apparecchiature nuova quarta linea sezione di degommaggio
(in **verde e corsivo** gli item già esistenti in comune con la terza linea)

Tipologia di item	Tag item esistenti	Servizio
Agitatori	--	Agitatore per reattore n.1
	--	Agitatore per reattore n.2
	--	Agitatore per reattore n.3
	--	Agitatore per reattore n.4
	--	Agitatore per serbatoio gomme
Pompe	770-PA-909A/B	<i>Pompe centrifughe per acido fosforico</i>
	770-PA-910A/B	<i>Pompe centrifughe per soda caustica</i>
	770-PA-911A/B	<i>Pompe centrifughe per acido citrico</i>
	--	Pompe olio ingresso
	770-PA-902A/B	<i>Pompe acqua calda</i>
	770-PA-903A/B	<i>Pompe olio di recupero</i>
	770-PA-904A/B	<i>Pompe acqua di scarico</i>
	770-PA-905A/B	<i>Pompe per i saponi</i>
	--	Pompe olio essiccato
	--	Pompe olio a seconda centrifuga
	770-PA-908A/B	<i>Pompe acqua di raffreddamento</i>
	--	<i>Pompe circolazione Scrubber</i>
	770-P-407A/B	<i>Pompe closed drain waste water</i>
	770-P-408A/B	<i>Pompe pozzetto closed drain</i>
	770-P-901A/B	<i>Pompa di trasferimento acido fosforico</i>
	770-P-902A/B	<i>Pompa acqua degasata</i>
	770-PA-406A/B	<i>Pompa Odor Scrubber</i>
Scambiatori di calore	--	Scambiatore recuperatore di calore
	--	Scambiatori per avviamento
	--	Scambiatore riscaldatore
	--	Scambiatore recuperatore di calore
	--	Scambiatori raffreddatori
	--	Scambiatori riscaldatori
	--	Scambiatore riscaldatore
	--	Scambiatore riscaldatore
	--	Scambiatore raffreddatore
	--	Scambiatore raffreddatore finale
	770-HB-911 A/B	<i>Scambiatori per acqua di raffreddamento</i>
	770-E-901	<i>Scambiatore a piastre acqua degasata</i>



Tipologia di item	Tag item esistenti	Servizio
Filtri	--	Filtri per ingresso olio
	--	Filtri per ingresso olio
App. statiche	770-CD-903	Eiettore per serbatoio acqua calda
	--	Mixer statico acqua-acido
	--	Mixer statico acqua-soda
	--	Mixer statico acqua-acido
Mixer dinamici	--	Mixer dinamico olio-acqua
	--	Mixer dinamico olio-acido
	--	Mixer dinamico olio-soda
	--	Mixer dinamico olio-acido
Reattori	--	Primo reattore di degommaggio
	--	Secondo reattore di <u>degommaggio</u>
Vessel	--	Maturatore
	--	Serbatoio di lavaggio olio
	770-VB-901	Vaso di espansione per acqua di raffreddamento
	770-S-404	Waste Water closed drain
Separatori centrifughi	--	Separatore centrifugo per i solidi
	--	Separatore centrifugo per le gomme
	--	Separatore centrifugo di lavaggio
Serbatoi	--	Serbatoi o polmone
	770-TZ-901	Serbatoio acqua calda
	770-TZ-902	Serbatoio acido fosforico
	770-TZ-903	Serbatoio soda caustica
	770-TZ-904	Serbatoio acido citrico
	770-TZ-905	Serbatoio separazione acqua-olio
	770-TZ-906	Serbatoio gomme
	770-S-901	Stoccaggio acido citrico
	770-S-902	Stoccaggio acido fosforico
	770-S-904	Stoccaggio soda caustica
	770-S-905	Stoccaggio soda caustica
	770-S-507	Stoccaggio waste water
	770-S-508	Stoccaggio waste water
Package	--	Tavola per pulizia separatore centrifugo
	--	Tavola per pulizia separatore centrifugo
	--	Tavola per pulizia separatore centrifugo
	--	Package gruppo vuoto
Soffianti e ventilatori	770-K-403 A/B	Ventilatore Scrubber
Miscellanea	--	Essiccatore
	770-V-405	Scrubber odori
	770-V-901	Deareatore
	770-HL-901	Desurriscaldatore
	770-VZ-907	Vasca barometrica
Tank	770-S-902	Tank di Stoccaggio Acido Fosforico
	770-S-904	Tank di Stoccaggio Soda Caustica
	770-S-905	Tank di Stoccaggio Soda Caustica
	770-S-901	Tank di Stoccaggio Acido Citrico



Descrizione del processo di degommazione acida

Il processo di degommazione acida che verrà introdotto con la nuova quarta linea sarà del tutto analogo alla terza linea, sotto descritta:

- 1. Degommazione acida.** L'alimentazione costituita da cariche biogeniche di diversa composizione (di seguito denominata "olio" per semplicità) viene inviata al serbatoio 770-TF-901, previa filtrazione tramite i filtri autopulenti 770-CK-901A/B, per trattenere solidi di granulometria superiore a 800 micron, e poi tramite i filtri autopulenti 770-CK-902A/B, per trattenere solidi di granulometria compresa tra 200 e 800 micron.

Dal serbatoio 770-TF-901, l'olio viene inviato alla Unità di Degommaggio, per mezzo della pompa 770-PA-901A/B e viene preriscaldato per mezzo del recuperatore di calore a piastre 770-HB-901, tramite l'olio degommato, e riscaldato alla temperatura di degommaggio per mezzo del riscaldatore a piastre 770-HB-902A/B, tramite vapore a bassa pressione.

All'olio viene poi addizionata acqua calda, proveniente dal serbatoio 770-TZ-901 e dalla pompa centrifuga 770-PA-902A/B. L'olio e l'acqua calda vengono intimamente mescolati per mezzo del miscelatore dinamico 770-CJ-901, prima di entrare nel primo reattore di degommaggio 770-VC-901.

La miscela di olio e acqua in uscita dal primo reattore viene inviata in pressione al separatore centrifugo 770-CC-901, che ha lo scopo di separare i solidi in sospensione e i fosfatidi idratibili dall'olio, come fase pesante.

Questa fase pesante separata viene inviata al serbatoio delle gomme 770-TZ-906. Le gomme separate, contenenti quantitativi elevati di acqua, vengono trattate da un impianto dedicato all'efficientamento della concentrazione delle acque gommose, per recuperare acqua dal processo e ridurre il quantitativo di gomme da inviare a destino.

L'olio in uscita dal separatore centrifugo viene riscaldato e addizionato di: acido fosforico, proveniente dal serbatoio 770-TZ-902; una soluzione di acido citrico, proveniente dal serbatoio 770-TZ-904.

L'acido fosforico serve per la rimozione dei fosfatidi non idratibili, mentre l'acido citrico viene utilizzato anche per la rimozione dei metalli.

La miscela così formata entra nel secondo reattore di degommaggio 770-VC-902, dove la miscela staziona il tempo necessario per permettere ai fosfatidi non idratibili di essere trasformati in gomme per mezzo della reazione con acido fosforico e ai metalli di essere chelati dall'acido citrico, onde permettere la loro separazione dall'olio tramite centrifugazione.

Alla miscela in uscita dal secondo reattore viene successivamente addizionata una soluzione di soda caustica, proveniente dal serbatoio 770-TZ-903. La soda caustica viene utilizzata allo scopo di neutralizzare parzialmente gli acidi grassi liberi presenti nell'olio, in modo tale che la quantità di saponi prodotti possa aiutare il processo di agglomerazione e separazione successiva dei fosfatidi.

Dopo aggiunta di soda caustica, la miscela viene mescolata intimamente per mezzo del miscelatore dinamico 770-CJ-903 e raffreddata. A bassa temperatura e con un adeguato tempo di permanenza nel maturatore 770-VC-903, viene completato il processo di agglomerazione dei fosfatidi con i saponi, onde permetterne la successiva rimozione tramite centrifugazione.

La miscela in uscita dal maturatore viene riscaldata per facilitare la separazione dei fosfatidi e dei saponi, come fase pesante, dall'olio.

La fase pesante, separata dal separatore centrifugo 770-CC-902, viene inviata al serbatoio 770-TZ-906 dove viene raccolta insieme alla fase pesante scaricata dal primo separatore centrifugo 770-CC-901 e inviata al limite di batteria per mezzo della pompa monovite 770-PC-905A/B.

Nel caso di cariche senza presenza di solidi o con solidi con granulometria superiore a 200 micron e contenuto inferiore all'1%, la fase pesante in uscita dal primo separatore centrifugo 770-CC-901 potrebbe essere convogliata al serbatoio di separazione acqua-olio 770-TZ-905.

- 2. Lavaggio.** L'olio in uscita dal separatore centrifugo 770-CC-902 contiene ancora fosfatidi, saponi e metalli residui che necessitano di essere eliminati tramite lavaggio con acqua calda. A tale scopo, l'olio viene riscaldato alla temperatura richiesta per il successivo stadio di lavaggio. In seguito, all'olio viene addizionata acqua calda acidulata per mezzo di acido citrico. L'olio, poi, entra nel serbatoio di lavaggio 770-VC-904, dove staziona per il tempo necessario a permettere un lavaggio spinto dell'olio, onde ottenere un olio con le caratteristiche stabilite a contratto.

L'olio viene poi inviato al separatore centrifugo di lavaggio 770-CC-903 dove l'acqua di lavaggio viene separata come fase pesante e inviata al serbatoio di separazione acqua-olio 770-TZ-905. In questo serbatoio, le tracce di olio vengono separate dall'acqua: l'acqua separata è inviata all'impianto di trattamento reflui o riciclata al processo per mezzo della pompa 770-PA-904A/B, mentre l'olio recuperato è riciclato al serbatoio di alimentazione 770-TF-901 per mezzo della pompa 770-PA-903A/B.

3. Essiccazione olio. L'olio in uscita dal separatore centrifugo di lavaggio viene riscaldato alla temperatura richiesta per la disidratazione, tramite vapore a bassa pressione, e inviato all'essiccatore 770-VK-901, funzionante sotto vuoto, dove le tracce di acqua di lavaggio vengono rimosse per mezzo dell'effetto combinato di temperatura, vuoto e tempo di permanenza.

Il vuoto è creato per mezzo di un gruppo vuoto localizzato ad una altezza tale da scaricare le condense nella vasca barometrica 770-VZ-907 comune con la linea 3.

L'olio essiccato e degommato in uscita dall'essiccatore 770-VK-901 è inviato al limite di batteria, dopo essere stato raffreddato tramite l'olio in alimentazione alla Unità di Degommaggio e l'acqua di raffreddamento.

7.4. PROGETTO BIOJET

Sulla base dell'impegno delle compagnie aeree verso la riduzione delle emissioni, è stata rilevata l'opportunità di produrre biocarburanti avio (HVO Jet fuel) all'interno della nuova Bioraffineria, in aggiunta ai carburanti, già oggi in produzione, quali Naptha, Diesel e GPL.

Il progetto comporterà l'introduzione del nuovo impianto all'interno dell'Isola 8 ma, in relazione alle attività connesse a tale impianto, comprenderà anche modifiche ed interconnessioni con altre aree di stabilimento (in realtà, l'impianto Biojet è una sezione dell'impianto di isomerizzazione ma per comodità viene indicato nel prosieguo come impianto). Essa sarà fortemente interconnessa all'esistente Unità 308 di isomerizzazione.

Sull'unità di isomerizzazione sono previste le modifiche in progetto che comporteranno l'introduzione di nuove apparecchiature necessarie alla produzione del HVO Jet fuel. Resterà comunque la possibilità di esercire l'isomerizzazione nella configurazione esistente per produrre prevalentemente HVO Diesel.

Le modifiche da effettuare all'Unità Isomerizzazione possono essere riassunte con i seguenti interventi:

- Inserimento di un nuovo reattore in serie con l'esistente;
- Realizzazione di una nuova sezione di frazionamento prodotti, per consentire la separazione fisica tra HVO Jet fuel e HVO Diesel, ottenendo per il HVO Diesel una migliore qualità a freddo.

Nella figura seguente si riporta uno stralcio indicativo su ortofotocarta con l'individuazione delle aree di intervento del progetto Biojet all'interno della Bioraffineria





Con le nuove modifiche, l'Unità 308 (isomerizzazione) sarà in grado di garantire le prestazioni sotto elencate.

Tabella - Prestazioni Unità 308 nei vari assetti

CASO	DESCRIZIONE	REATTORI	RICIRCOLO
<u>CASO 1:</u> YE27017 MAX DIESEL	L'impianto continua ad operare senza la produzione di HVO Jet fuel, avendo come obiettivo la sola produzione di HVO Diesel. L'unica differenza, rispetto all'assetto attuale, è nella capacità di gestire il <i>cut point</i> del gasolio prodotto (138 °C), consentendo l'ottenimento di un HVO Diesel con un <i>Cloud Point</i> = -18 °C ed un <i>Flash Point</i> > 60 °C	Due reattori in serie	Nessun riciclo in carica di HVO Diesel prodotto
<u>CASO 2:</u> YE27199 MIN JET	L'impianto è in grado di avere come obiettivo una resa del 13% vol. di Jet, ed una resa del 73% vol. di un Diesel con <i>Cloud Point</i> = -7°C	Due reattori in serie	Nessun riciclo in carica di HVO Diesel prodotto
<u>CASO 3:</u> YE27209 EQ JET	L'impianto è in grado di avere come obiettivo una resa del 31% vol. di Jet, ed una resa del 33%vol. di un Diesel con <i>Cloud Point</i> = -18 °C	Due reattori in serie	Un riciclo in carica di HVO Diesel prodotto, pari al 50% della carica fresca
<u>CASO 4:</u> YE27244 MAX JET	Modalità di massima severità rivolta alla massimizzazione del prodotto Jet. Infatti, le rese sono del 61% vol. di Jet e del 3% vol. di un Diesel con <i>Cloud Point</i> = -12 °C.	Due reattori in serie	Un riciclo in carica di HVO Diesel prodotto, pari al 50% della carica fresca

Nella tabella seguente si riporta l'elenco di tutte le apparecchiature asservite all'Unità 308 (isomerizzazione), con evidenziato in **blu in corsivo** gli item introdotti dalla modifica in progetto.

	Item	Servizio	Note
Colonne	<i>308-C-901</i>	<i>Colonna di frazionamento</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	<i>308-C-902</i>	<i>Biojet stripper</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	<i>308-C-903</i>	<i>Stripper Naptha pesante</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	308-C-3	Stripper Gasolio	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-C-91	Rigeneratrice Amminica	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-C-92	Assorbitore Gas di Riciclo	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
Pompe	308-PN-91 A/B (Ex 307-P-101 A/B)	Pompe di carica	Pompa esistente che non cambia servizio
	<i>308-NP-2001</i>	<i>Pompe fondo frazionatrice (Ex pompe fondo essiccatore)</i>	<i>Pompa esistente utilizzata in assetto Biojet che cambia servizio</i>
	<i>308-P-908A/B</i>	<i>Pompa per ribollitore colonna di frazionamento</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	<i>308-P-904A/B</i>	<i>Pompa di testa colonna di frazionamento</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	<i>308-P-909A/B</i>	<i>Pompa Biojet</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	<i>308-P-907A/B</i>	<i>Pompa heavy Naptha</i>	<i>Apparecchiatura nuova</i>
	308-NP-2001	Pompe fondo frazionatrice (Ex pompe fondo essiccatore)	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-908A/B	Pompa per ribollitore colonna di frazionamento	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-904A/B	Pompa di testa colonna di frazionamento	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-909A/B	Pompa Biojet	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-907A/B	Pompa heavy Naptha	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-MP-11 A/B	-	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-MP-12 A/B	-	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-95 A/B	Pompe Circolazione Soluzione Amminica	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-96 A/B	Pompe Riflusso Rigeneratrice Soluzione Amminica	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-14 A/B	Pompe Rilancio Condense Isola 8	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-P-906 A/B (ex 5209-P-1603 A/B)	Pompe Blow Down Amminico	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA D.M. 383/2021

	Item	Servizio	Note
Compressori	308-K-1 A/B	Compressore di riciclo H2	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
Forni	308-F-91	Forno di reazione	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-F-901	Ribollitore colonna di frazionamento	Apparecchiatura nuova
	308-H-91	Scambiatore elettrico gas di ricircolo	Scambiatore elettrico esistente
Reattori	308-R-2000	1° Reattore isomerizzazione	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-R-91	2° Reattore (Unità 307)	Reattore asservito alla Unità 307
	308-R-901	2° Reattore isomerizzazione	Apparecchiatura nuova
	308-NV-1	Separatore alta temperatura	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
Vessel	308-V-1	Separatore alta pressione	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-V-2	Separatore bassa pressione	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-V-4	K.O. Drum ^{(*)3} aspirazione compressore	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-V-900	Separatore carica	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-V-12	K.O. Drum fuel gas	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-V-904	Accumulatore di testa colonna di frazionamento	Apparecchiatura nuova
	308-V-905	K.O. Drum Fuel Gas per 308-F-901	Apparecchiatura nuova
	308-V-5	Ricevitore Testa Stripper	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-901	Essiccamento Diesel	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-902	Accumulatore Condense Vuoto	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-903	Incondensabili Gruppo Vuoto	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-S-1	Serbatoio acqua di iniezione	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-93	Serbatoio Riflusso Rigeneratrice	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-7	Decantatore Idrocarburi	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-8	Flash rum Soluzione Amminica	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-10	Ricevitore	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-11	Recupero Condense Isola 8	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-V-906	K.O. Drum Blow Down Amminico	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
Scambiatori	308-E-1 A/B	Scambiatore Carica	Effluente
	308-E-1 C	Scambiatore Effluente Carica	/
	308-E-2 A/B	Scambiatore Effluente / Gas	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-NE-4 A/B/C	Scambiatore Fondo Separatore Bassa P / Fondo Frazionatrice	Apparecchiatura nuova
	308-NE-1 A/B	Scambiatore Carica/Fondo Frazionatrice	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che cambia servizio
	308-NE-2	Scambiatore Gas Caldo / Gas	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che cambia servizio
	308-NE-3 A/B	Scambiatore Effluente Reattore/Carica	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che cambia servizio
	308-NE-3 C	Scambiatore Effluente Reattore/Carica	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che cambia servizio
	308-NE-5	Cooler finale Diesel	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-E-901	Scambiatore Fondo Frazionatrice / Fondo Separatore Alta T	Apparecchiatura nuova

³ K.O. DRUM (knockout drum) = separatore utilizzato per separare la fase liquida contenuta in un residuo gassoso (tipicamente nell'industria petrolifera). Per garantire un funzionamento sicuro e efficiente è indispensabile una misura di livello affidabile e un adeguato sistema di allerta e allarme in caso di raggiungimento di livelli critici.



	Item	Servizio	Note
Scambiatori (cont.)	308-E-902	Condensatore colonna di Fraziona-mento	Apparecchiatura nuova
	308-E-903A/B	Scambiatore Biojet/Fondo Separatore Bassa P	Apparecchiatura nuova
	308-E-904	Cooler Biojet	Apparecchiatura nuova
	308-E-905	Ribollitore Biojet Stripper	Apparecchiatura nuova
	308-E-906	Ribollitore Stripper Naptha Pesante	Apparecchiatura nuova
	308-E-96	Condensatore Finale Testa Stripper	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-E-97	Ribollitore Rigeneratrice	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-E-98	Scambiatore Soluzione Amminica Fresca/Esausta	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-E-99 A/B	Refrigerante Soluzione Amminica	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-E-910 A/B	Condensatore Rigeneratrice	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
Air cooler	308-EA-3 A/B/C/D	Refrigerante Effluente Reattore	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-EA-13	Refrigerante ad aria Diesel	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet che non cambia servizio
	308-EA-901	Refrigerante ad aria colonna di frazionamento	Apparecchiatura nuova
	308-EA-902	Refrigerante ad aria Biojet	Apparecchiatura nuova
	308-EA-14	Condensatore ad Aria Testa Stripper	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
Filtri	308-FT-900	Filtro Carica	Apparecchiatura esistente riutilizzata per impianto Biojet non cambia servizio
	308-FT-N1	Prefiltro a Cartucce	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-FT-N2	Filtro a Carbone Attivo	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-FT-N3	Postfiltro a Cartucce	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
Package	308-PK-901	Sistema di preparazione fuel gas	Apparecchiatura nuova
	308-PK-900	Gruppo Vuoto	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
Altre apparecchiature	308-L-901	Arrestatore di Fiamma	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio
	308-L-900	Desurriscaldatore	Apparecchiatura esistente che non cambia servizio

Il layout impiantistico è stato progettato sulla base di verifiche atte a mantenere le distanze minime di sicurezza dalle Unità e apparecchiature esistenti, tenendo conto dello spazio sufficiente per la loro manutenibilità e considerando gli aspetti di interconnessione con l'impianto esistente.

7.4.1. DESCRIZIONE DELLE FASI DI PROCESSO RELATIVE ALL'UNITÀ 308 (ASSETTO FUTURO)

Nel presente paragrafo si riporta la descrizione del processo, a seguito delle modifiche in progetto, nelle varie sezioni che compongono l'Unità 308 (Isomerizzazione).

- Sezione di carica.** L'Intermedio Deossigenato entra nell'Unità di Isomerizzazione e, previa filtrazione con 308-FT-900, alimenta il separatore carica 308-V-900.

In uscita dal separatore l'intermedio, rilanciato dalla pompa di carica 308-PN-91 A/B, viene preriscaldato nell'esistente treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi in uscita dai reattori di isomerizzazione (308-R-2000 e 308-R-901).

Per massimizzare la resa in Jet fuel, una parte del Diesel uscente dalla frazionatrice 308-C-901 viene ricircolata e unita alla corrente deossigenata entrante nel separatore (Caso 3 e Caso 4). Questo ricircolo viene effettuato per sottoporre il Diesel ad un secondo ciclo di reazione e, quindi, favorire la rottura della molecola in prodotti più leggeri.

L'idrogeno di make-up necessario alla reazione si unisce al gas di riciclo che è compresso dal compressore di riciclo 308-K-1 A/B. Prima di arrivare al reattore 308-R-2000, il gas idrogenato viene preriscaldato negli scambiatori a recupero 308-NE-2 e 308-E-2 A/B.

- Sezione di reazione.** Il riscaldamento finale dell'intermedio deossigenato avviene nel forno di reazione 308-F-91 (esistente), che assicura la giusta temperatura di reazione alla carica in ingresso al reattore 308-R-2000. Nel reattore avviene la reazione, praticamente isoterma, di isomerizzazione dell'intermedio deossigenato (a catene paraffiniche lineari), necessaria ad incrementare le proprietà a freddo del Diesel prodotto.



- Per massimizzare la resa in Diesel (Caso 1 e Caso 2), la corrente calda esce dal fondo del reattore, entra nel secondo reattore di isomerizzazione 308-R-901 e si raffredda in una serie di scambiatori a recupero, nei quali viene preriscaldato sia l'intermedio deossigenato che il gas di riciclo idrogenato prima del suo rientro nel reattore. In tali casi non si lavora con riciclo di HVO Diesel in carica fresca (CFR= 1).
 - Per massimizzare, invece, la resa in Jet fuel (Caso 3 e Caso 4), la corrente calda uscente dal reattore 308-R-2000 entra nel secondo reattore di isomerizzazione 308-R-901 in condizioni operative sono più severe. In questi casi si avrà un riciclo di HVO Diesel in alimentazione pari al 50 % della carica fresca (CFR= 0,5). In uscita dal secondo reattore, la corrente viene raffreddata con la serie di scambiatori a recupero sopra citati. Il profilo di temperatura all'interno dei reattori viene mantenuto quasi isoterma utilizzando idrogeno compresso come corrente di *quench*.
- 3. Treno di scambio.** La corrente uscente dal reattore viene inviata in una serie di scambiatori a recupero (308-NE-3 A/B/C, 308-E-1C e E-2 A/B), nei quali viene preriscaldato sia l'intermedio deossigenato che il gas di riciclo idrogenato prima del suo rientro nel reattore 308-R-2000.
- 4. Sezione di separazione.** A valle del treno di scambio, l'effluente isomerizzato raggiunge il separatore ad alta temperatura 308-NV-1: la fase liquida separata viene inviata al *Product Fractionator* 308-C-901; l'effluente gassoso continua il suo scambio termico negli scambiatori 308-E-1 A/B e 308-NE-2, per poi arrivare, previo il raffreddamento con aria nel refrigerante 308-EA-3 A/B/C/D, al separatore di alta pressione 308-V-1. Dal separatore trifasico 308-V-1 si liberano: un gas ricco di idrogeno che viene ricircolato, previa compressione da parte del compressore 308-K-1 A/B ai reattori 308-R- 2000 e 308-R901, una fase liquida leggera che viene inviata al successivo separatore di bassa pressione 308-V-2 ed infine una fase acquosa (normalmente non presente) che viene drenata verso l'Unità di trattamento delle acque acide. Il gas che si libera dal separatore di bassa pressione 308-V-2 è inviato all'Unità di recupero gas in controllo di pressione, mentre il liquido in uscita viene inviato, previo riscaldamento, alla frazionatrice 308-C-901. La fase acquosa (normalmente non presente) viene drenata verso l'Unità di trattamento delle acque acide.
- 5. Sezione di compressione.** Il *KO Drum* in aspirazione nel compressore 308-V-4 riceve l'effluente gassoso proveniente dal separatore ad alta pressione 308-V-1 il quale viene ricircolato, tramite il compressore 308-K-1 A/B, ai reattori di isomerizzazione.
- 6.** Il gas compresso viene in parte inviato nel reattore 308-R-2000 come alimentazione, dopo esser stato riscaldato (308-NE-2, 308-E-2 A/B e 308-H-91), e in parte viene alimentato come corrente di *quench*, in entrambi i reattori (R- 2000, 308-R-901), per mantenere il giusto profilo di temperatura all'interno dei reattori. L'idrogeno di make-up, necessario per reintegrare l'idrogeno convertito e le perdite, viene alimentato sulla mandata del compressore 308-K-1 A/B.
- 7. Sezione di frazionamento.** Il liquido in uscita dal separatore 308-NV-1, previo riscaldamento (308-E-901), viene inviato come alimentazione alla frazionatrice 308-C-901. La colonna viene alimentata anche con il liquido proveniente dal *Flash Drum* 308-V-2 dopo esser stato precedentemente riscaldato (308-E-903, 308-NE-4 A/B/C).
- All'interno della colonna, avviene un frazionamento della carica che permette di ottenere diversi prodotti, a seconda del Caso operativo considerato, come riepilogato in Tabella.

Tabella di riepilogo dei Casi operativi considerati

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
Testa	Light Naptha	Light Naptha	Light Naptha	Light Naptha
Taglio laterale	-	Jet fuel+ Heavy Naptha ⁽¹⁾	Heavy Naptha + Jet fuel	Heavy Naptha + Jet fuel
Fondo	Diesel	Diesel	Diesel	Jet fuel

Nota 1 "Il taglio Heavy Naptha è mescolato insieme al diesel prodotto ed inviato a stoccaggio come HVO-diesel"

Dalla testa della frazionatrice 308-C-901 esce una corrente che, per mezzo del refrigerante ad aria 308-EA-901 e del condensatore 308E-902, viene condensata e raccolta nell'accumulatore di testa 308-V-904.

Dall'accumulatore 308-V-904 si libera una fase gassosa ricca in idrogeno ed idrocarburi leggeri che viene inviata all'Unità di recupero gas (Unità 310).



Mentre il prodotto liquido (Light Naptha) viene in parte ricircolato in colonna (308-C-901) ed in parte inviato alla successiva sezione di separazione Naptha/GPL, dove la Naptha verrà stabilizzata prima di essere inviata ai serbatoi di stoccaggio.

Dai tagli laterali, si ottengono due correnti, Heavy Naptha e Jet fuel, che vengono mandate ai rispettivi Stripper (308-C-903 e 308-C-902) e poi a stoccaggio.

Dal fondo della frazionatrice 308-C-901 si ottiene il Diesel che viene in parte inviato, mediante le pompe 308-P-908 A/B), ai ribollitori del Heavy Naptha e del Jet fuel (308-E-906 e 308-E-905), come fluido riscaldante, per poi essere ricircolato nuovamente in colonna previa vaporizzazione nel forno 308-F-901 e in parte inviato a stoccaggio dopo essersi raffreddato in una serie di scambiatori a recupero (308-E-901, 308-NE-4 A/B, 308-NE-4 A/B/C, 308-EA-13, 308-NE-5).

Nel Caso 3 e Caso 4, una parte di Diesel viene ricircolata e unita alla corrente dell'intermedio deossigenato per favorire e massimizzare la resa in Jet fuel, sottoponendo il Diesel ad un secondo ciclo di reazione e quindi ad una maggiore rottura della molecola in composti più leggeri.

8. Sezione di strippaggio Jet Fuel e Heavy Naptha. Le correnti di Heavy Naptha e di Jet fuel, provenienti dai prelievi laterali della colonna 308-C-901, vengono inviate e ulteriormente trattate nei rispettivi *Strippers* (308-C-903 e 308-C-902).

La corrente di testa degli stripper viene nuovamente alimentata in ingresso alla frazionatrice; il fondo viene inviato in parte nei rispettivi ribollitori degli stripper (308-E-906 e 308-E-905) e in parte mandata a stoccaggio, previo raffreddamento.

La Heavy Naptha, miscelata con il Diesel proveniente dal fondo della frazionatrice 308-C-901, viene raffreddata negli scambiatori esistenti 308-EA-13 e 308-NE-5 e inviata allo stoccaggio del Diesel (tramite le pompe 308-P-907 A/B).

Il Jet fuel viene raffreddato negli scambiatori 308-E-903, 308-EA-902 e 308-E-904 e inviato allo stoccaggio dedicato (tramite le pompe 308-P-909 A/B).

I ribollitori degli Stripper utilizzano come fluido riscaldante il Diesel uscente dal fondo della frazionatrice 308-C-901.

7.4.2. DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI INTERCONNESSIONI

I collegamenti dell'Unità 308 al ciclo produttivo della Bioraffineria (*interconnecting*) saranno:

Collegamento	Descrizione
Da Steam Reforming	Idrogeno di make-up in entrata all'Unità 308
Da Unità 5209-Serbatoi	Intermedio deossigenato in ingresso all'Unità 308
A Unità 1315-SWS	Acque acide in uscita dall'Unità 308
A Recupero Gas-Unità 310	Gas di spurgo dall'Unità 308
A Recupero Gas-Unità 310	HVO Wild Naptha in uscita dall'Unità 308
A PGS	HVO Diesel in uscita dall'Unità 308
Da PGS	HVO Diesel di flussaggio dall'Unità 308
A PGS	Jet fuel in uscita dall'Unità 308

Sono sotto descritti sotto i circuiti di processo interessati da modifiche a seguito del progetto in oggetto.

1. Circuito HVO Diesel prodotto. Il HVO Diesel prodotto viene inviato dall'Unità di isomerizzazione ai serbatoi di stoccaggio 380-S-318 e 380-S-305. È prevista, inoltre, una linea di colaggio al serbatoio 380-S-804 utilizzato per lo spiazzamento del circuito dell'olio di palma. Il HVO Diesel può essere trasferito da un serbatoio all'altro tramite le pompe 380-P32A/B da 200 m³/h.

La spedizione via nave è effettuata tramite le pompe 380-P28/29 con una portata di 750 m³/h. La condizione operativa di caricamento su nave del HVO Diesel è stata analizzata in fase di autorizzazione dello stato attuale e non subisce variazioni.

Per gestire le fasi di start-up sono previste delle connessioni con il pontile, baia di carico di ponente e di levante, per permettere la scarica della nave nei serbatoi di stoccaggio HVO Diesel.



Nella configurazione attuale il serbatoio 380-S-314, è destinato allo stoccaggio del HVO Diesel e nel nuovo assetto HVO Jet fuel non mantiene lo stesso servizio in quanto sarà destinato allo stoccaggio della Naptha. Per quanto riguarda il serbatoio 380-S-305, che nell'attuale configurazione da DM 383/21 era destinato allo stoccaggio di HVO Naptha, nel nuovo assetto HVO Jet fuel è destinato allo stoccaggio del HVO Diesel.

È prevista la connessione dei suddetti serbatoi con i circuiti esistenti mediante l'installazione di nuove linee (o cavallotti) a cura della Bioraffineria.

- 2. Circuito HVO Naptha prodotto.** Dall'Unità isomerizzazione la HVO Naptha, prima di essere inviata a stoccaggio nei serbatoi 380-S-314 e 380-S-307, viene stabilizzata nella sezione di recupero gas esistente Unità 310 (colonna C107). La HVO Naptha può essere trasferita da un serbatoio all'altro tramite le pompe 380-P21A/B da 230 m³/h.

La spedizione via nave è effettuata tramite le pompe 380-P23 A/B con una portata di 570 m³/h. La condizione operativa di caricamento su nave del HVO Naptha è stata analizzata in fase di autorizzazione dello stato attuale e non subisce variazioni.

Per gestire le fasi di start-up sono previste delle connessioni con il pontile, baia di carico di ponente, per permettere la discarica della nave con riempimento dei serbatoi di stoccaggio HVO Naptha.

Il serbatoio 380-S-307, che nell'attuale configurazione da DM 383/21 non era in uso, nel nuovo assetto HVO Jet fuel è destinato allo stoccaggio di HVO Naptha. Invece, il serbatoio 380-S-318, che nella configurazione attuale è destinato allo stoccaggio di HVO Diesel, nel nuovo assetto HVO Jet fuel è destinato allo stoccaggio di HVO Naptha.

È prevista la connessione dei suddetti serbatoi con i circuiti esistenti mediante l'installazione di nuove linee (o cavallotti) a cura della Bioraffineria.

- 3. Circuito HVO Jet fuel prodotto.** Dall'Unità di isomerizzazione il HVO-Jet Fuel prodotto viene inviato ai serbatoi di stoccaggio 380-S-317 e 380-S-306 (nuova linea di collegamento).

La spedizione via nave viene effettuata tramite la nuova pompa 380-P-906 avente capacità di 750 m³/h. È previsto un controllo di portata sulla mandata pompa, un sistema di filtraggio (380-PK-901) e un sistema di misura fiscale. La linea di collegamento dai serbatoi di stoccaggio fino alle baie di carico sarà di nuova installazione.

Il serbatoio 380-S-317, che nell'attuale configurazione da DM 383/21 era destinato allo stoccaggio di HVO Diesel, nel nuovo assetto HVO Jet fuel è destinato allo stoccaggio di HVO Jet fuel. Per quanto riguarda il serbatoio 380-S-306, che nell'attuale configurazione da DM 383/21 era destinato allo stoccaggio di HVO Naptha, nel nuovo assetto HVO Jet fuel è destinato allo stoccaggio di HVO Jet fuel.

7.4.3. MODALITÀ DI STOCCAGGIO DEI PRODOTTI

A valle della nuova configurazione interconnessa con la nuova Unità Biojet saranno quindi prodotti:

- HVO Diesel - HVO Naptha - HVO Jet fuel.

Nella Tabella seguente vengono riepilogati i serbatoi di stoccaggio relativi all'Unità di isomerizzazione.

Prodotto	Serbatoio di stoccaggio	Capacità [m ³]	Dimensioni	Caratteristiche
HVO Diesel	380-S-318	50.000	- diametro: 59,0 m - altezza: 18,38 m	Serbatoio a tetto galleggiante
HVO Diesel	380-S-305	10.000	- diametro: 30,48 m - altezza: 14,63 m	Serbatoio a tetto galleggiante
HVO Naptha	380-S-307	10.000	- diametro: 30,48 m - altezza: 14,63 m	Serbatoio a tetto galleggiante
HVO Naptha	380-S-314	50.000	- diametro: 59,0 m - altezza: 18,38 m	Serbatoio a tetto galleggiante
HVO Jet fuel	380-S-306	10.000	- diametro: 30,48 m - altezza: 14,63 m	Serbatoio a tetto galleggiante oggetto di adeguamento
HVO Jet fuel	380-S-317	50.000	- diametro: 59,0 m - altezza: 18,38 m	Serbatoio a tetto galleggiante oggetto di adeguamento



Nell'attuale configurazione, autorizzata AIA con DM 383/21, il serbatoio 380-S-317 era destinato allo stoccaggio di HVO Diesel, mentre il serbatoio 380-S-306 era destinato allo stoccaggio di HVO Naptha.

Nel nuovo assetto Biojet, la destinazione d'uso tali serbatoi sarà modificata e saranno utilizzati per lo stoccaggio biocarburante avio.

Inoltre, a fronte degli adeguamenti richiesti dalla normativa EI/JIG Standard 1530 "*Quality assurance Requirements for the manufacture, storage and distribution of the aviation fuels to airports*" i serbatoi di stoccaggio di HVO Jet fuel suddetti saranno oggetto di manutenzione/modifica, al fine di essere provvisti di un fondo conico e di una cupola geodetica per la copertura.

7.4.4. BILANCI DI MATERIA: MATERIE PRIME, MATERIE AUSILIARIE E PRODOTTI

Le modifiche impiantistiche da apportare all'Unità 308 (isomerizzazione) consentiranno la diversificazione dei prodotti della Bioraffineria, mantenendo la massima capacità di produzione di biocarburanti e biocombustibili invariata, pari a 680.000 t/anno.

La materia prima inviata all'unità di isomerizzazione, vale a dire l'intermedio deossigenato proveniente dall'unità di deossigenazione, non subirà variazioni a seguito dell'introduzione delle modifiche in progetto.

L'intermedio deossigenato da alimentare all'Unità 308 di isomerizzazione è stoccato nei serbatoi intermedi 5209-S-2301/2302 riscaldati per evitare problemi di cloud point.

Il gas idrogeno, H₂, di make-up necessario per la reazione di isomerizzazione proviene dall'Unità *Steam Reforming*. Il reattore di isomerizzazione 308-R-901, introdotto con la modifica in progetto, utilizzerà come materia ausiliaria al processo il catalizzatore DI-100, un modello innovativo di catalizzatore progettato per massimizzare le rese e ottenere le specifiche richieste per i prodotti diesel e jet fuel di alta qualità.

Il catalizzatore di isomerizzazione DI-100 viene utilizzato per rimuovere i metalli contaminanti derivati da oli naturali e grassi animali prima della successiva conversione in biocombustibili.

Il quantitativo necessario di tale catalizzatore resterà invariato rispetto a quello utilizzato nel reattore 308-R-2000 esistente. Ogni due anni, si prevede di caricare entrambi i reattori 308R-2000 e 308-R-901 con circa 60,9 t del nuovo catalizzatore.

7.5. LAVORAZIONE UCO (OLIO ESAUSTO DI FRITTURA)

Su richiesta del gestore, questa lavorazione è stata oggetto di un separato procedimento (ID 83-14671) di modifica non sostanziale; il provvedimento di autorizzazione è stato rilasciato con prot. CIPPC.REGISTRO UFFICIALE(U).0001407.03-10-2023. Tale modifica è stata pertanto stralciata da questo procedimento.

7.6. DISPOSITIVI DI MISURA, CONTROLLO, REGOLAZIONE E PROTEZIONE NUOVE UNITÀ

Lo scopo del monitoraggio e del controllo di processo è di fornire un'adeguata rilevazione di potenziali escursioni del processo al di fuori dei valori operativi di progetto e di avviare azioni esecutive per controllare condizioni operative anomale e per prevenire il possibile rilascio di inquinanti.

Pertanto, a tale scopo sarà fornito un sistema di arresto del processo; i sistemi di arresto e controllo saranno funzionalmente indipendenti.

Il controllo di condizioni anomale sarà progettato al fine di permettere l'arresto del flusso del fluido, arrestando la pressione e le apparecchiature di servizio e fornendo un sistema di protezione della pressione.

I sistemi contenenti fluidi sotto pressione saranno dotati di barriere di protezione indipendenti contro gli eventi di sovrappressione.

7.7. ANALISI DEGLI EFFETTI AMBIENTALI

Il ciclo produttivo BIO nella configurazione di progetto subirà modifiche, sia in relazione alle tipologie di materie prime processabili, sia da un punto di vista impiantistico.

A seguito delle modifiche in progetto, la capacità di pretrattamento della carica grezza, 816.000 t/anno, e la capacità produttiva della Bioraffineria, 680.000 t/a di biocarburanti e biocombustibili, non subiranno variazioni.

Il progetto di potenziamento della sezione di Degumming del BTU nasce dalla necessità di trattare maggiori quantità di materie prime di seconda generazione (per esempio oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e



scarti della lavorazione di oli vegetali) e cariche di tipo *advanced* o di terza generazione (per esempio oli da alghe, materiale lignocellulosico, biooli). Si vuole privilegiare l'utilizzo delle cariche suddette in quanto hanno minore impronta carbonica e non sono in competizione con la filiera alimentare; in particolare:

- Degommazione acida. Il progetto prevede l'installazione di una nuova quarta linea di degommazione acida che permetterà all'impianto BTU maggiore flessibilità, potendo disporre di quattro linee di degommazione di potenzialità di 28 t/h ciascuna. In tal modo sarà soddisfatta la maggiore capacità di degommazione, richiesta dalle nuove cariche;
- Progetto Biojet. Gli interventi di modifica/ottimizzazione previsti all'interno del progetto Biojet permetteranno, in alternativa, la produzione di HVO Jet fuel, in modo da modulare in funzione alle richieste di mercato, l'attuale produzione di HVO Diesel e HVO Naptha.

Entrambi i progetti prevedono, inoltre, l'adeguamento del sistema delle utilities esistente, la realizzazione di tutte le opere di interconnecting fra le sezioni di raffinazione esistenti, oltre a quelle necessarie a trasferire le materie prime e i prodotti dalla nuova Unità ai serbatoi di stoccaggio.

Di seguito si riporta la valutazione degli effetti previsti da tali modifiche rispetto all'attuale configurazione.

7.7.1. CONSUMI MATERIE PRIME

Potenziamento Sezione di Degumming

Le materie prime in ingresso alla sezione di pretrattamento di Degumming, che sarà costituita da quattro linee da 28 t/h, saranno costituite principalmente da cariche biogeniche alternative (quali oli vegetali, oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e cariche di tipo *advanced* (quali oli da alghe, materiale lignocellulosico, biooli), cioè da materie prime che necessitano di un primo pretrattamento di degommazione acida, prima dell'invio alla successiva fase di pretrattamento a secco con decolorazione.

Nelle tabelle successive si riportano i quantitativi di materie prime e ausiliarie che verranno utilizzate nel processo di pretrattamento effettuato nella sezione Degumming nella futura configurazione impiantistica.

La composizione delle cariche biogeniche in ingresso alla sezione di Degumming dell'Unità BTU può variare, in base alle disponibilità di mercato, secondo percentuali ricomprese nel range 0 – 100 per ciascuna delle componenti in ingresso, incluso l'UCO.

Futura configurazione degumming: quantitativi di materie prime e ausiliarie previsti alla MCP

Descrizione	U.d.M.	Quantitativi annui
Cariche biogeniche	t/a	735.840

Descrizione	U.d.M.	Quantitativi annui
Acido Fosforico	t/a	245
Soda Caustica	t/a	2.495
Acido Citrico	t/a	2.155

Preme evidenziare che a seguito della realizzazione dei nuovi impianti non si prevedono variazioni del quantitativo di biomasse oleose in alimentazione alla sezione di pretrattamento con decolorazione Bleaching dell'Unità BTU della Bioraffineria alla Massima Capacità Produttiva (MCP).

Descrizione	U.d.M.	Stato autorizzato	Stato di progetto	Variazione MCP %
Cariche grezze	t/a	816.000 (di cui: cariche grezze da degommare fino a un massimo di 400.000)	816.000 (di cui: cariche grezze, incluso l'UCO, da degommare fino a un massimo di 735.840)	0

Il progetto non prevede un aumento nella capacità di trattamento di biomasse oleose raffinate, alimentabili all'Unità Deossigenazione, che pertanto anche nello scenario di progetto sarà pari a 736.000 t/a.



Impianto Biojet

Le modifiche impiantistiche da apportare all'Unità 308 (isomerizzazione) consentiranno la diversificazione dei prodotti della Bioraffineria pur mantenendo la massima capacità di produzione di biocarburanti e biocombustibili pari a 680.000 t/anno.

La materia prima inviata all'unità di isomerizzazione, vale a dire l'intermedio deossigenato proveniente dall'unità di deossigenazione, non subirà variazioni a seguito dell'introduzione delle modifiche in progetto.

L'intermedio deossigenato da alimentare all'Unità 308 è stoccato nei serbatoi intermedi 5209-S-2301 / 2302 riscaldati per evitare problemi di cloud point.

Il gas di make-up necessario per la reazione di isomerizzazione proviene dall'Unità di Steam Reforming.

Il nuovo reattore di isomerizzazione 308-R-901, introdotto con la modifica in progetto, utilizzerà come materia ausiliaria al processo il catalizzatore DI-100, un modello innovativo di catalizzatore progettato per massimizzare le rese e ottenere le specifiche richieste per i prodotti diesel e jet fuel di alta qualità.

Il catalizzatore di isomerizzazione DI-100 viene utilizzato per rimuovere i metalli contaminanti derivati da oli naturali e grassi animali prima della successiva conversione in biocombustibili.

Il quantitativo necessario di tale catalizzatore resterà invariato rispetto a quello utilizzato nel reattore 308-R-2000 esistente. Si prevede di caricare entrambi i reattori 308R-2000 e 308-R-901 con circa 60,9 t del nuovo catalizzatore ogni due anni.

7.7.2. CONSUMI IDRICI

Potenziamento Sezione di Degumming

Nella Tabella seguente si riportano i consumi idrici di progetto della nuova linea di degommazione acida.

Descrizione	Acqua demineralizzata (kg/h)	Acqua mare di raffreddamento (kg/h)
Scambiatore acqua di raffreddamento	-	41.663 - 130.000
Serbatoio acqua calda	1126 - 4.500	-
Scambiatore raffreddatore	-	2893
Package vuoto	-	5800
Separatore centrifugo per i solidi	255 -1000	-
Separatore centrifugo per le gomme	255-1000	-
Separatore centrifugo di lavaggio	255-1000	-

Impianto Biojet

Nella tabella seguente si riportano i consumi idrici della nuova Unità di Biojet.

Item tag	Descrizione	Acqua demineralizzata (kg/h)	Acqua mare di raffreddamento (kg/h)	Acqua di raffreddamento macchine (kg/h)
308-K-1 A/B	compressori di riciclo H ₂		410	4.448 raffreddamento cilindri e tenute
				10.000 raffreddamento cooler olio di lubrificazione
308-NE-5	cooler finale diesel		2.500	-
308-E-902	condensatore colonna di frazionamento		355.627	-
308-E-904	cooler biojet		42.851	-
308-P-908 A/B	pompa per ribollitore colonna di frazionamento		-	-4.500
308-P-909 A/B	pompa biojet		-	-2.400
308-P-907 A/B	pompa diesel		-	-3.300
308-L-900	desurriscaldatore	400	-	-



Item tag	Descrizione	Acqua demineralizzata (kg/h)	Acqua mare di raffreddamento (kg/h)	Acqua di raffreddamento macchine (kg/h)
	(item sezione amminica)			
308-E-99 A/B	refrigerante soluz. amminica (item sezione amminica)	-	569.965 ¹	-
		-	350.550 ²	-
308-E-910 A/B	condensatore rigeneratrice (item sezione amminica)	-	109.166 ¹	-
		-	90.972	-
308-P-95 A/B	pompe di circolazione soluzione amminica (item sezione amminica)		-	-1.200
308-P-96 A/B	pompe riflusso rigeneratrice soluzione amminica (item sezione amminica)		-	-300
TOTALE		400	1.522.041	-26.148

¹ Caso EOR; ² Caso SOR.

Consumi idrici: variazioni Assetto Complessivo

I consumi idrici dovuti alle attività dei due progetti di Biojet e potenziamento della sezione Degumming dell'impianto BTU sono riportati nella seguente tabella riepilogativa.

Descrizione	U.d.M.	Quantità annue utilizzate progetto Biojet	Quantità annue utilizzate progetto potenziamento sezione Degumming
Diga Dirillo	m ³ /a	-	-
Acquedotto Siciliacque	m ³ /a	-	-
Testata Pontile (acqua mare di raffreddamento)	m ³ /a	13.333.079	1.138.800
Impianto biologico urbano	m ³ /a	-	-
Impianto di trattamento acque di falda (TAF)		-	-

ACQUA DEMI

In assetto di progetto saranno consumati circa 42924 m³/a di acqua demineralizzata prelevati dalla rete acqua Demi di stabilimento, ripartiti come descritto nella tabella seguente.

Da rete acqua demi	U.d.M.	Quantità annue utilizzate progetto Biojet	Quantità annua utilizzata progetto potenziamento: sezione Degumming
Acqua demineralizzata	m ³ /a	3.504	39.420

L'incremento stimato di acqua demineralizzata a seguito dell'attuazione dei due progetti, non è ritenuto significativo.

L'acqua demineralizzata viene ottenuta a seguito del processo di demineralizzazione presso l'Impianto di Trattamento Acque (TAC), che tratta: l'acqua prelevata dalla Diga Dirillo, le condense di vapore dallo stabilimento e una quota parte dell'acqua trattata presso l'impianto TAF (recupero da Osmosi).⁴

L'attuale quantitativo annuo di acqua demineralizzata prelevata dalla rete di stabilimento - proveniente da 687.274 m³/a di acque superficiali da Diga Dirillo e da 357.584 m³/a di acqua di riuso da impianto TAF (dati dal Report Annuale di AIA – anno 2020) -.

⁴ L'impianto TAC è descritto nel "Allegato B18 Relazione tecnica descrittiva dei processi produttivi" (maggio 2023).



I consumi idrici relativi al sito complessivo riferiti alla MCP in assetto BIO + HUB sono riportati nella seguente tabella riepilogativa.

Descrizione	U.d.M.	Stato autorizzato	Stato di progetto	Variazione %
Diga Dirillo	m ³ /a	3.000.000	3.000.000	0
Acquedotto Siciliacque	m ³ /a	300.000	300.000	0
Testata Pontile (acqua mare di raffreddamento)	m ³ /a	130.000.000	144.472.195	+11,1
Impianto biologico urbano	m ³ /a	1.500.000	1.500.000	0
Impianto di trattamento acque di falda (TAF)	m ³ /a	1.100.000	1.100.000	0

7.7.3. CONSUMI DI COMBUSTIBILE

Potenziamento Sezione di Degumming

La modifica in progetto non prevede l'introduzione di apparecchiature che utilizzano combustibile, per cui non è ipotizzabile nella configurazione futura un incremento del consumo di combustibile associato al degumming.

Impianto Biojet

A servizio del processo di produzione HVO Jet fuel saranno presenti sezioni di impianto che utilizzano combustibili; il consumo della nuova unità viene riepilogato nella tabella seguente,

Item tag	Descrizione	Fuel gas (MW)	Metano tecnologico da rete (kg/h)
308-F-91	Forno di reazione	4,84 ³	-
308-F-901	Ribollitore colonna di frazionamento	13,7	-
308-V-900	Separatore carica	-	417
TOTALE		18,54	417

³ Il fuel gas necessario per esercire il forno 308-F-91 (esistente) è prelevato dalla rete di stabilimento. Al posto del fuel gas, ad integrazione può essere utilizzato il metano.

Consumo combustibili: variazioni Assetto Complessivo

Le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno le variazioni nei consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva (MCP) relativi al ciclo BIO e al ciclo HUB. Nella tabella seguente si riporta il riepilogo di tali variazioni.

Descrizione	U.d.M.	Stato autorizzato		Stato di progetto		Variazione
Consumo combustibili		Fuel gas	Metano	Fuel gas	Metano	
Assetto BIO	t/a	256.342	44.332	256.342	47.985	
Assetto HUB	t/a	140.000		140.000		
Totale	t/a	440.674		444.327		+0,8%

7.7.4. CONSUMO E PRODUZIONE DI VAPORE

Potenziamento Sezione di Degumming

La nuova linea di degommazione acida utilizzerà vapore per il processo di trattamento; tale vapore verrà fornito dalla rete di stabilimento e attemperato nel desurriscaldatore 770-HL-901 (comune alla 3° linea) per mezzo di acqua calda prodotta nell'Unità di degommazione.



Nella tabella sotto si riporta il consumo di vapore associato al funzionamento della nuova linea di degommazione.

Descrizione	Vapore (kg/h)
Scambiatore per avviamento	629
Scambiatore riscaldatore	143
Scambiatore riscaldatore	735
Scambiatore riscaldatore	136
Scambiatore riscaldatore	136
Serbatoio Polmone	25
Deareatore	200
Serbatoio acqua calda	106
Totale Vapore	2110

Impianto Biojet

Ai fini del processo di raffinazione viene utilizzato il vapore della rete di stabilimento; di seguito le tabelle con riportati il consumo e la produzione di vapore della nuova Unità di Biojet.

Consumo vapore

Item tag	Descrizione	Bassa Pressione (kg/h)
-	Tracciature linee e apparecchiature	500
308-F-91	Forno di reazione	140
308-E-97 A/B	Ribollitore rigeneratrice (item sezione amminica)	9.144
TOTALE		9.784

Produzione vapore

Item tag	Descrizione	Bassa Pressione (kg/h)
308-L-900	Desurriscaldatore (item sezione amminica)	400
TOTALE		400

Consumi e produzioni di energia: Variazioni Assetto Complessivo

Le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno le variazioni nei consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva (MCP) relativi al ciclo BIO e al ciclo HUB. Nella tabella seguente si riporta il riepilogo di tali variazioni.

Consumi e produzioni energetiche

Descrizione	U.d.M.	Stato autorizzato		Stato di progetto		Variazione
<i>Consumo combustibili</i>		<i>Fuel gas</i>	<i>Metano</i>	<i>Fuel gas</i>	<i>Metano</i>	
Assetto BIO	t/a	256.342	44.332	256.342	47.985	
Assetto HUB	t/a	140.000		140.000		
Totale	t/a	440.674		444.327		+ 0,8%
<i>Vapore prodotto</i>						
Assetto BIO	t/a	640.943		644.447		
Assetto HUB	t/a	1.927.200		1.927.200		
Totale	t/a	2.568.143		2.571.647		+ 0,14%



7.7.5. BILANCI DI ENERGIA

Potenziamento sezione di degumming

La nuova linea di degommazione acida comporterà l'utilizzo di apparecchiature il cui funzionamento comporterà un consumo di energia elettrica.

La potenza elettrica futura afferente alla nuova linea di degommazione acida risulta pari a 451,8 kW.

Impianto Biojet

Il nuovo progetto prevede l'introduzione di nuove apparecchiature per la produzione del HVO Jet fuel e, contestualmente, la variazione della potenza e, in taluni casi, l'eliminazione di item esistenti.

La potenza elettrica futura afferente al nuovo impianto Biojet risulta pari a 1.291 kWe.

Inoltre, si evidenzia che il consumo previsto di energia termica del nuovo forno “*Ribollitore colonna di frazionamento*” 308-F-901 è di 94.176 MWh (termici)/anno (potenza termica = 13,7 MWt). Esso sarà alimentato con fuel gas.

Variazioni di energia: Assetto Complessivo

Le modifiche impiantistiche oggetto del presente progetto introdurranno le variazioni nei consumi/produzioni energetiche alla Massima Capacità Produttiva (MCP) relativi al ciclo BIO e al ciclo HUB. Nella tabella seguente si riporta il riepilogo di tali variazioni.

Descrizione	U.d.M.	Stato autorizzato	Stato di progetto	Variazione
Energia Termica consumata				
Assetto BIO	MWh	3.414.214	3.508.390 (*)	
Assetto HUB	MWh	2.597.800	2.597.800	
Totale	MWh	6.012.014	6.106.190	1,6%
Energia elettrica consumata				
Assetto BIO	MWh	20,253	22,448	
Assetto HUB	MWh	61.350	61.350	
Totale	MWh	61.370,253	61.372,448	0,004%

(*) La differenza pari a 94.176 MWh fra lo stato di progetto e quello autorizzato è dovuta al nuovo ribollitore 308-F-901 (P 13,7 MWt) del progetto Biojet.



7.7.6. EMISSIONI IN ATMOSFERA

EMISSIONI CONVOGLIATE

Potenziamento della sezione Degumming dell'impianto BTU.

L'unica nuova fonte di emissione tecnicamente convogliabile è riconducibile allo scrubber utilizzato per l'abbattimento delle sorgenti odorigene della nuova quarta linea.

Il gestore specifica che per tale stream non è atteso un flusso superiore alla soglia di rilevanza, come indicato per le linee esistenti, e pertanto influente rispetto al quadro emissivo complessivo della BioRaffineria di Gela.

Progetto Biojet.

Le emissioni tecnicamente convogliabili sono riconducibili al nuovo punto di emissione E14, relativo nuovo forno 308-F-901 (13,7 MWt) dell'Unità Biojet Isomerizzazione F901, alimentato con fuel gas.

Le caratteristiche dell'emissione convogliata al nuovo camino E14 sono indicate nelle seguenti tabelle.

Caratteristiche nuovo camino E14

Sigla del camino	E14
Altezza camino [m]	43 m (da p.c.) 23 m (solo camino)
Diametro interno [m]	1,472
Velocità emissione [m/s]	7,5
Tempo funzionamento [g/anno]	365
Temperatura fumi [°C]	269 °C
Portata tal quale e normalizzata (stimata)	Portata flue-gas: 21000 kg/h Portata flue-gas normaliz.: 17540 Nm ³ /h
% O ₂ di riferimento	3%

Caratteristiche emissioni proposte al camino E14

Limite di emissione in concentrazione		Flusso di massa rappresentativo al camino
Inquinante	[mg/Nm ³]	[kg/a] (**)
CO	100	15400
COV	10	1540
H ₂ S	0,6	93
NH ₃	3	461
NO _x	250 (*)	38500
PST (Polveri)	5	770
SO ₂	35	5400

Note:

(*) Il VLE propone di allinearli ai limiti dei Medi impianti di combustione > 5 MWt (limite NO_x per combustibili gassosi diversi dal gas naturale: 200 mg/Nm³).

(**) Il gestore, erroneamente nella doc. trasmessa riporta tonn, invece di kg.



Nell'assetto bio di progetto saranno pertanto attivi i seguenti 12 punti di emissioni convogliate in atmosfera, sopra soglia di rilevanza prevista dal D. Lgs 152/06 (art. 268, comma 1, lett. v; All. I, parte II della Parte Quinta), autorizzati:

Tabella 1 - Elenco aggiornato delle emissioni convogliate

Camini esistenti / nuovi	Camino	Aut. AIA DM 383/2021	Impianto afferente	Sistema di riduzione/abbattimento degli inquinanti	SME
Esistenti	E21-4	SI	G-500	Bruciatori basse emissioni NOx (LNB)	SI
	E4	SI	CO boiler	Bruciatore UltraLowNOx (ULN)	SI
	E16	SI	LOCAT	Termocombustore e caldaia a recupero	SI
	E24	SI	Verniciatura	Filtri in tessuto a cassetto	--
	E25	SI	Ingresso essiccazione	Filtri a carboni attivi	--
	E26	SI	Uscita essiccazione	Filtri a carboni attivi	--
	E27	SI	VRU DENT	--	--
	E28	SI	Vent filtropressatura LOCAT	--	--
	E12	SI	Unità di isomerizzazione	Bruciatore UltraLowNOx (ULN)	--
	E13	SI	Unità di Deossigenazione	Bruciatore UltraLowNOx (ULN)	--
	E _{Steam}	SI	Unità di produzione idrogeno	Bruciatore UltraLowNOx (ULN) e Sistema DeNOx - SCR	SI
Nuovo	E14	NO	Unità Biojet Isomerizzazione F901	Bruciatore UltraLowNOx (ULN)	--

SME: Inquinanti misurati in continuo: NOx, SOx, CO, Polveri; per il camino E_{Steam} anche COV, NH₃.

E24, E25 e E26: Dai monitoraggi effettuati il flusso massico in uscita dai suddetti punti emissivi risultano essere ampiamente inferiori alla soglia di rilevanza prevista dal D. Lgs 152/06 e ss.mm.ii.

E28: Con flusso di massa sotto la soglia di rilevanza, che convoglia l'emissione correlata al vent della filtropressatura del LOCAT (misurato 2022)

La normativa recente utilizza il termine Ossidatore Termico invece di termocombustore; detta apparecchiatura è una Tail Gas Treatment Unit (TGTU).

Tabella 2 - Elenco aggiornato degli sfiati di emissione di tipo convogliato poco significativi/non significativi e di emergenza/sicurezza

Camino	Impianto afferente
ESFBTU	Sfiato associato al sistema di <u>abbattimento</u> /lavaggio con soluzione sodica al 10%, della corrente di vapore in uscita ai serbatoi in ingresso all'impianto BTU - Unità BTU
ESFxx	Sfiato associato al sistema di <u>abbattimento</u> odori con filtro a carboni attivi, collegato ai due serbatoi ricevanti le cariche alternative nella area logistica (Unità 760) - Unità BTU (*)
(*) L'area logistica (Unità 760) via terra, delle cariche alternative, prevista in Isola 5 nella porzione confinante con l'ubicazione dell'impianto BTU non è stata ancora realizzata. <u>Sigle provvisorie degli sfiati.</u>	

Flussi di massa e concentrazioni di inquinanti emessi in atmosfera alla MCP

La seguente Tabella riporta i VLE delle concentrazioni e i flussi di massa alla MCP, per singolo punto di emissione, per i diversi inquinanti emessi considerando un funzionamento degli impianti pari a 365 g/anno.

Camino	Impianto afferente	Portata	SO ₂		NO _x		Polveri		CO		COV		H ₂ S		NH ₃	
		Nm ³ /h	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³
E21-4	G-500	160000	5,6	35	33,6	210	0,8	5	8	50	1,6	10	0,8	5	0,8	5
E4	CO boiler	84000	2,94	35	17,64	210	0,42	5	8,4	100	0,84	10	0,42	5	0,42	5
E16	Locat	18000	2,7	150	3,78	210	0,09	5	1,8	100	0,18	10	0,18	10	0,09	5
E24	Verniciatura	3100	-	-	-	-	-	-	-	-	0,465	150	-	-	-	-
E25	Ingresso essiccazione	7000	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	150	-	-	-	-
E26	Uscita essiccazione	7000	-	-	-	-	-	-	-	-	1,05	150	-	-	-	-
E27	VRU DEINT	1500	-	-	-	-	-	-	-	-	0,225	150	-	-	-	-
E28	Vent filtropressatura LOCAT	500	-	-	-	-	-	-	-	-	0,075	150	-	-	-	-



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA D.M. 383/2021

Camino	Impianto afferente	Portata	SO ₂		NO _x		Polveri		CO		COV		H ₂ S		NH ₃	
		Nm ³ /h	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³
E12	Unità di isomerizzazione	26000	0,91	35	6,5	250	0,13	5	2,6	100	0,26	10	0,0156	0,6	0,078	3
E13	Unità di Deossigenazione	19000	0,66	35	4,75	250	0,095	5	1,9	100	0,19	10	0,0114	0,6	0,057	3
E Steam	Unità di produzione idrogeno	130000	4,55	35	1,3	10	0,65	5	13	100	1,3	10	0,078	0,6	0,65	5
E14	Isomerizzazione F901	17540	0,61	35	4,39	250	0,09	5	1,75	100	0,18	10	0,01	0,6	0,05	3

Note:

E24, E25 e E26: imbottigliamento GPL

Dalla Relazione esercizio anno 2022:

“Relativamente alle emissioni di inquinanti dai camini dell’impianto di Imbottigliamento GPL (E24, E25 ed E26) e dal vent della filtropressatura dell’impianto LOCAT (E28), è stato verificato che i rispettivi flussi di massa sono ampiamente al di sotto delle “soglie di rilevanza” ai sensi di quanto previsto dal D. Lgs.152/06, pertanto i VLE non sono applicabili. Per tali punti, si trasmette sia l’esito dei monitoraggi discontinui che il calcolo del flusso di massa.

Si fa presente, inoltre, che nel corso dell’anno 2022 il camino E21-4 della Caldaia G500 ed il camino E27 del sistema Recupero vapori (VRU) del Deposito Interno Carburanti non sono mai stati eserciti.

In ultimo, degli sfiati associati alla logistica a terra ed all’impianto BTU solo uno è risultato in esercizio nel periodo in esame (quello relativo al BTU) e dai campionamenti effettuati a monte del sistema di abbattimento, necessari alla determinazione del flusso di massa per la verifica della soglia di rilevanza, si sono verificate condizioni di non campionabilità per il persistere di basse velocità dello stream oggetto di analisi.

Per il perdurare di tali condizioni di non campionabilità inducono a considerare lo sfiato attivo dell’impianto BTU al di sotto delle soglie di rilevanza.”

Confronto dei flussi emissivi complessivi annui: stato autorizzato vs. stato di progetto

Nella Tabella successiva si riportano i flussi emissivi complessivi annui di Bioraffineria:

Parametro	U.d.M.	Stato autorizzato	Stato di progetto	Variazione %
NO _x	t/a	592	630	+6,5
SO ₂	t/a	152	157	+3,5
Polveri	t/a	19	20	+4,0
CO	t/a	313	328	+4,9
COV	t/a	63	64	+2,4
H ₂ S	t/a	13	13	+0,7
NH ₃	t/a	18	19	+2,5

Come si può notare, a seguito delle modifiche che l’azienda intende introdurre, non si rilevano variazioni significative dei flussi di emissione associati allo stabilimento.

Flussi emissivi complessivi annui in atmosfera: esercizio anno 2022

Tabella tratta dalla “Tab.13 - Quantità annua di inquinanti emessa per punto di emissione” del Report esercizio anno 2022

Punto di emissione	Impianto/Unità	Unità di Misura	NO _x	CO	SO ₂	NH ₃	COV	PST	H ₂ S
E4	CO-Boiler	t	15,923*	5,203*	0,146*	0,004	0,418	0,125*	0,007
E16	LOCAT	t	3,567*	0,825*	0,930*	0,003	0,121	0,014*	0,003
E _{Steam}	Steam Reforming	t	4,551*	1,098*	1,339*	1,224*	1,085*	0,098*	0,046
E13	Deossigenazione	t	1,315	0,073	0,046	0,001	0,049	0,001	0,003
E12	Isomerizzazione	t	1,278	0,068	0,050	0,001	0,025	0,004	0,003
E24	Cabina verniciatura Imb. GPL	t	----	----	----	----	0,005	----	----
E25	Ingresso forno essiccamento Imb. GPL	t	----	----	----	----	0,002	----	----
E26	Uscita forno essiccamento Imb. GPL	t	----	----	----	----	0,002	----	----
E28	Vent della filtropressatura LOCAT	t	----	----	----	----	0,002	----	----



Approfondimento sulle emissioni di NOx dai vari punti emissivi autorizzati

Tabella tratta dalla “Tab.14 - Analisi dei monitoraggi relativi al parametro Ossidi di Azoto” del Report esercizio anno 2022

Punto di emissione	Modalità di monitoraggio	NOx			
		Minimo [mg/Nm ³]	Medio [mg/Nm ³]	Massimo [mg/Nm ³]	95° Percentile [mg/Nm ³]
E4	In continuo	154,18	193,20	211,21 ¹³	206,39
E16	In continuo	37,04	102,14	330,53 ¹⁴	160,09
E _{steam}	In continuo	0,45	6,39	43,70 ¹⁵	8,27
E12	In discontinuo	22,20	28,91	39,70	39,22
E13	In discontinuo	28,40	47,08	59,40	57,88

¹³ Lieve disallineamento rispetto al VLE del valore medio di NOx del 13/01/22 a causa della maggiore produzione di vapore richiesta all'impianto CO-BOILER in seguito alla fermata dell'impianto Steam Reforming (rif. nota RAGE/AD/23/T del 14/01/2022).

¹⁴ Disallineamento rispetto al VLE del valore medio di NOx del 01/12/2022 (calcolato come media nelle prime 8 di esercizio del sistema) nella fase di riavviamento dell'impianto LOCAT, in seguito alla fermata per manutenzione programma della Bio Raffineria di Gela (rif. nota RAGE/AD/574/T del 06/11/2022).

EMISSIONI NON CONVOGLIATE

Emissioni Diffuse e Fuggitive

Le emissioni diffuse sono costituite prevalentemente da composti organici volatili (COV), derivanti principalmente da stoccaggi o da operazioni di carico/scarico o da vasche di raccolta/contenimento liquido all'aperto.

Le emissioni fuggitive (*o meglio: diffuse di tipo fuggitive*) sono dovute principalmente a perdite di componenti dell'impianto quali flange, valvole, pompe, compressori, ecc., che trasportano liquidi basso bollenti o gas.

A seguito delle modifiche che l'azienda intende introdurre, non si rilevano (Allegato C6 dell'istanza) variazioni significative dei flussi di emissione diffusa associati allo stabilimento.

Il GI non ha ritenuto opportuno riportare le varie tabelle del gestore relative alle emissioni diffuse e fuggitive, in quanto i dati sono riferiti ad un assetto che comprende ancora le attività tradizionali, ma di riferirsi agli esiti dei piani di monitoraggio LDAR.

EMISSIONE FUGGITIVE E DIFFUSE: ATTUALE ESERCIZIO

Il report annuale di esercizio dell'anno 2022 della Bioraffineria di Gela riporta:

- Emissioni fuggitive ⁽⁵⁾. La sintesi delle risultanze di 4 campagne di monitoraggio LDAR effettuate nel corso del 2022 riporta i valori della stima emissiva in ton/anno aggregati per impianto e complessiva: l'emissione annua complessiva di VOC non metanici (COVNM) è risultata di 7 t/a, di cui 60% dal Parco Sfere Bio GPL; la deossigenazione è stimata pesare per 2,0 t/a, le altre sorgenti un peso molto minore;
- Emissioni diffuse. Il Gestore effettua la stima dell'emissione di Composti Organici Volatili (COV non metanici) dai serbatoi di stoccaggio dei prodotti idrocarburici della Raffineria di Gela mediante l'applicazione di metodologie semplificate di calcolo, in accordo ai protocolli EPA di riferimento.
In particolare, la stima per il 2022 delle emissioni diffuse di COVNM (non metanici) risulta di 104,94 t/a.

Non essendo ancora in esercizio, tale valore stimato per il nuovo assetto impiantistico potrà essere suscettibile di variazioni e la quantità reale potrà essere definita solo a seguito dell'implementazione del sistema LDAR di cui dispone la Bioraffineria.

⁽⁵⁾ La terminologia corrente è in realtà non corretta. Infatti, ad es. la Dec. Esec. (UE) 2022/2437 “WGC” precisa: “**Emissioni diffuse: Emissioni non convogliate nell'atmosfera. Le emissioni diffuse comprendono le emissioni fuggitive e non fuggitive**”.



In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA vigente, peraltro, il Gestore dovrà mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) e relativo protocollo di ispezione: i risultati devono essere trasmessi all'AC e all'ISPRA con cadenza annuale ed andranno aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

In effetti, il PMC par. 4) prescrizioni generali, punto 5 riporta:

“Resta, a cura del Gestore, l'obbligo di estendere i controlli a tutti i nuovi impianti/apparecchiature occorsi per effetto delle modifiche impiantistiche (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.). Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare ai fini ambientali, potranno essere attuate anche laddove non contemplate dal presente PMC e dovranno essere parte integrante del sistema di gestione ambientale.”

EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

In allegato D.6, il Gestore fornisce il documento di identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in aria e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione, presentando un confronto fra gli assetti ante operam e post operam.

Dai dati di qualità dell'aria monitorati nell'area di studio, il Gestore non rileva criticità per i parametri analizzati quali PM₁₀, NO₂, CO, SO₂ e C₆H₆ oltre ai parametri guida per H₂S e NH₃ e COV. Le stime del modello CALPUFF, prese in considerazione per la valutazione d'impatto ambientale per la componente aria, sono anch'esse inferiori agli standard previsti dalla normativa vigente.

Si riportano, quindi, i risultati delle concentrazioni massime stimate sul dominio di calcolo, ottenuti dalle simulazioni condotte dal Gestore, nell'ottica di valutare l'impatto delle emissioni di raffineria, nella configurazione attuale e nell'assetto futuro, sulla qualità dell'aria.

Sostanza	Standard	CALPUFF – ante operam	CALPUFF-post operam	Valore limite
		massimo sul dominio [µg/m³]	massimo sul dominio [µg/m³]	QA DLgs 155 [µg/m³]
PM10	Media annuale	0.29	0.29	40
	90.4° percentile delle medie giornaliere	0.86	0.86	50
NO ₂ ⁶	Media annuale	3.88	3.89	40
	99.8° percentile delle medie orarie	80.29	114.70	200
SO ₂	Media annuale	2.99	2.99	20
	99.72° percentile delle medie orarie	40.92	40.92	350
	99.17° percentile delle medie giorno	12.49	12.49	125
CO	Massimo delle medie di 8 orarie	81.72	81.72	10'000
COV	Massimo delle medie orarie	1235	1235	//
H ₂ S	Massimo media giornaliera	0.53	0.53	150 ⁷
NH ₃	Massimo media giornaliera	1.95	1.95	100 ⁸
C ₆ H ₆	Media annuale	0.072	0.072	5

Si osservi che il confronto *long term* rimane invariato. Un incremento significativo è stato stimato per il dato *short term* di NO_x, comunque ampiamente entro i limiti consentiti.



7.7.7. SCARICHI IDRICI

Per le attività relative al progetto potenziamento della sezione Degumming dell'impianto BTU, la nuova quarta linea si integrerà alla rete di scarichi idrici già presente nell'area interessata.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici relativi al progetto Biojet, presso l'isola 8 è previsto l'adeguamento della rete di fogna oleosa presente, per consentire l'inserimento delle utenze della nuova sezione Biojet.

Si specifica che gli scarichi di processo e le acque meteoriche ricadenti nelle aree operative saranno convogliati agli impianti di trattamento reflui in gestione ad Eni Rewind.

Stante quanto sopra descritto non si prevedono variazioni quali-quantitative e/o gestionali significative a valle dell'introduzione dei progetti in esame.

- Gli scarichi idrici dello stabilimento sono costituiti dagli scarichi delle acque di raffreddamento, delle acque meteoriche non contaminate. Le acque di raffreddamento degli impianti afferenti al ciclo BIO e le acque meteoriche non contaminate associate alle aree di stabilimento sono conferite alla rete di impianto e gestite tramite la rete idrica in capo all'assetto HUB.

Si riportano di seguito gli scarichi in esercizio dello stabilimento, con indicazione della tipologia di acque scaricate e il corpo idrico recettore:

Tabella Scarichi idrici in assetto ante operam

Scarico terminale	Caratteristiche flusso	Attività produttiva collegata	Corpo idrico recettore
C	Acque meteoriche (discontinuo)	Acque meteoriche dilavanti non contaminate da aree di pertinenza RAGE e coinsediate	Mare Mediterraneo
D1/D2	Acqua mare di raffreddamento (continuo) e acque meteoriche (discontinuo)	Acqua mare di raffreddamento impianti skid produzione aria e azoto, TAC, Steam Reforming, futuro impianto BTU ed utilities RAGE e acque meteoriche dilavanti non contaminate da aree di pertinenza	Mare Mediterraneo
H1/H2	Acqua mare di raffreddamento (continuo) e acque meteoriche (discontinuo)	Acque meteoriche dilavanti non contaminate da aree di pertinenza RAGE e coinsediate	Mare Mediterraneo
M1/M2	Acqua mare di raffreddamento (continuo) e acque meteoriche (discontinuo)	Acqua mare di raffreddamento dai impianti della Bio Raffineria e coinsediate e acque meteoriche dilavanti non contaminate da aree di pertinenza	Mare Mediterraneo
P1/P2/P3	Acque meteoriche (discontinuo)	Isola 19, Isola 20, Isola 21, Isola 22 e Isola 23	Canale Valle Priolo

- Le acque reflue industriali in uscita dagli impianti di BioRaffineria sono invece recapitate agli impianti di trattamento gestiti dalla Società Eni Rewind.

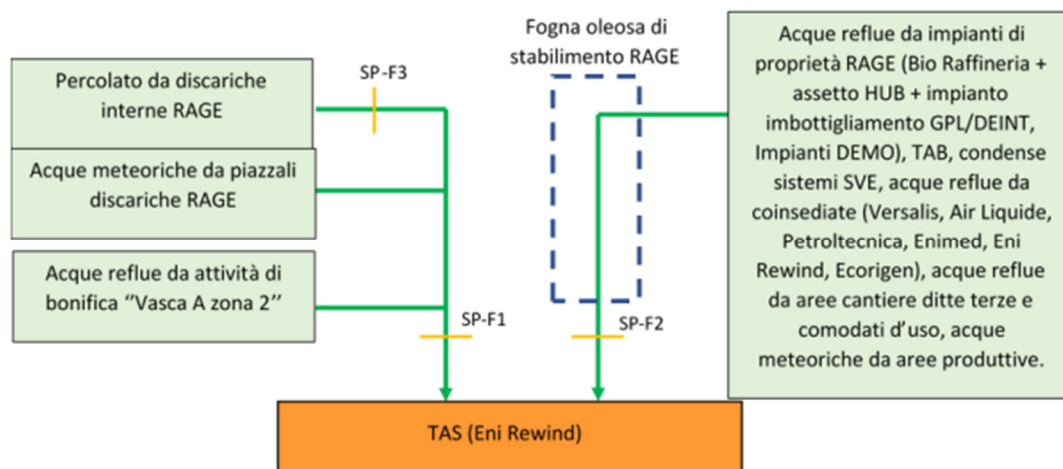
Nella tabella seguente si riportano, invece, gli scarichi parziali identificati presso lo stabilimento che confluiscono, poi presso l'esterno impianto di depurazione reflui.

Tabella Scarichi parziali in assetto ante operam

Scarico parziale	Provenienza flusso	Recettore
SP-F1	Area discariche RAGE e attività di bonifica "Vasca A zona 2"	Impianto TAF (ENI Rewind)
SP-F2	Fogna oleosa di stabilimento RAGE	Impianto TAF (ENI Rewind)
SP-F3	Percolato da discariche interne RAGE	Impianto TAF (ENI Rewind)



Nello schema seguente si riporta l'identificazione di tali scarichi parziali nel totale dei flussi inviati all'impianto di depurazione esterno



Schema scarichi idrici complessivi di Raffineria

7.7.8. PRODUZIONE DI RIFIUTI

I principali rifiuti di processo prodotti dagli impianti della Bioraffineria a seguito delle modifiche in progetto non subiranno variazioni nella loro tipologia e continueranno ad essere costituiti da:

- gomme dalla sezione Degumming;
- terre sbiancanti esauste;
- fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue del BTU;
- catalizzatori esausti, delle Unità di Deossigenazione, Isomerizzazione e di Produzione Idrogeno.

Il confronto tra i quantitativi annui dei rifiuti di processo prodotti in assetto autorizzato e di progetto alla MCP viene riportata nella seguente tabella.

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Stato autorizzato	Stato di progetto	Variazione %
Gomme separate	020304	Unità BTU	20.909	53.755	157
Terre sbiancanti esauste	020304	Unità BTU	22.000	27.500	25
Fanghi di trattamento acque reflue	020305	Unità BTU	2.850	3.856	35
Catalizzatori esausti	160802*	Unità di Deossigenazione, Isomerizzazione, BioJet e di Produzione Idrogeno	261,7	322,6	23

Allo scopo di tragguradare gli obiettivi di economia circolare sarà raddoppiata la lavorazione di scarti /rifiuti dell'industria alimentare (es. UCO) nel ciclo di Bioraffineria per la produzione di biocarburanti. Il nuovo assetto autorizzato comporterà inevitabilmente un incremento dei rifiuti prodotti; tuttavia, si osserva che tale aumento costituirà solo il 10% delle tonnellate di scarti/rifiuti lavorati.

Preme evidenziare, inoltre, come l'incremento del rifiuto "Gomme separate", confrontato con lo stato attualmente autorizzato, sia dovuto ad un maggior utilizzo delle linee di Degommaggio rispetto al precedente.



Efficientamento dell'impianto WWTP (Waste Water Treatment Plant).

La Bioraffineria, per minimizzare il quantitativo di “gomme” e dei “fanghi di trattamento acque reflue BTU” e contestualmente recuperare parte dell'acqua che verrà riutilizzata nel processo, ha individuato due aree nelle vicinanze dell'unità BTU dove posizionare due impianti dedicati (vedi “Allegato_4_Planimetria_aree_oggetto_di_modifica”, documentazione presentata per il rilascio del giudizio di compatibilità ambientale):

- uno al trattamento delle gomme, per separare e recuperare i quantitativi elevati di acqua che esse contengono,
- uno per minimizzare i fanghi provenienti dal trattamento reflui mediante processo di concentrazione.

Sono previsti interventi con fondazioni superficiali in assenza di palificazione. Gli scavi saranno, quindi, solo di sbancamento con profondità di circa 1 metro e il quantitativo di terre scavate, anche se minimo, verrà gestito nelle modalità indicate nell'istanza 242-ter, D. Lgs. 152/2006 in Allegato allo Studio di Impatto Ambientale (comprensivo di tutte le attività di scavo e occupazione suolo previste in progetto).

La produzione complessiva dei rifiuti generati nella configurazione di progetto riferiti alla MCP sono riportati nella seguente tabella riepilogativa.

Rifiuti	U.d.M.	Stato autorizzato	Stato di progetto	Variazione %
Totale	t/a	46.021	85.434	85,6

Rifiuti dalle attività di manutenzione. Ai rifiuti di processo si aggiungono quelli derivanti dalle attività di manutenzione, la cui stima quantitativa non è possibile in quanto legata a molteplici fattori (quali regime di produzione, grado di pulizia delle apparecchiature e dei serbatoi, esigenze tecnologiche) variabili nel tempo.

La Bioraffineria gestirà tutti i rifiuti prodotti nel rispetto delle norme vigenti in materia ed in regime di deposito temporaneo così come definito dal D.lgs. 152/06 privilegiandone il recupero.

Si osserva che quanto descritto nel presente paragrafo è relativo solo all'assetto della Bioraffineria, resta invariato il ciclo di lavorazione dell'assetto HUB e pertanto immutato il quantitativo dei rifiuti attualmente autorizzati che perciò non sono stati riportati.

7.7.9. RUMORE

Per quanto riguarda il ciclo produttivo nella configurazione di progetto non si prevedono variazioni rispetto allo stato attualmente autorizzato in quanto saranno adottate specifiche di fornitura e progetto che, in fase di realizzazione, si tradurranno in accorgimenti costruttivi e misure di mitigazione.

Tra i primi è prevista l'insonorizzazione di sorgenti particolarmente rumorose, quali:

- macchine rotanti (pompe e compressori);
- forni;
- linee (p.es. in mandata e/o aspirazione di macchine rotanti o alla giunzione di due linee).

In tutte le specifiche di acquisizione dei macchinari e dei componenti che possono essere sorgente di rumore saranno imposti limiti al livello di pressione acustica in termini di valori medi e come valori puntuali intorno a ciascun dispositivo. I vari costruttori rispetteranno le prescrizioni imposte con l'installazione di silenziatori o cappottature fonoassorbenti.

In merito alle nuove apparecchiature per il progetto potenziamento della sezione Degumming dell'impianto BTU sarà garantito un livello di pressione sonora inferiore a 85 dB(A) alla distanza di 1 metro.

Si fa presente che le apparecchiature della linea di degommazione, che entreranno in funzione parallelamente a quelle esistenti, possono essere ritenute poco significative. Gli unici items rumorosi sono relativi ai separatori centrifughi che pertanto sono ubicati all'interno di una stanza con pannelli di abbattimento acustico.

Relativamente ai nuovi item di installazione per il progetto Biojet sarà garantito un livello di pressione sonora inferiore a 80 dB(A) alla distanza di 1 metro.

Si fa presente che le nuove apparecchiature sono di tipo statico, per cui, non sono previste emissioni acustiche generate da parti in movimento, in quanto non sono presenti parti rotanti. L'unico item rumoroso è relativo al compressore 308-K-1 A/B già esistente e che è posto sotto tettoia.



7.7.10. SERBATOI DI STOCCAGGIO

Rispetto alla configurazione attualmente autorizzata, per il progetto di potenziamento della sezione Degumming dell'impianto BTU, come evidenziato nella Tabella successiva, il serbatoio S801 ed i serbatoi intermedi S-81/83/91, verranno utilizzati come serbatoi di stoccaggio della carica grezza in alimentazione al ciclo BIO.

In merito al progetto Biojet, nella configurazione autorizzata il serbatoio 380-S-317 era destinato allo stoccaggio di HVO Diesel. Mentre, il serbatoio 380-S-306 era destinato allo stoccaggio di HVO Naptha. Nel nuovo assetto Biojet, tuttavia, tali serbatoi saranno utilizzati per lo stoccaggio di Biojet.

Nella tabella seguente si riporta l'elenco completo dei serbatoi della Raffineria di Gela in assetto post operam.

Il Gestore si riserva comunque di disporre dei serbatoi della Raffineria di Gela, nell'ambito delle attività dell'AIA, in modo flessibile garantendo gli standard di sicurezza e di ambiente necessari alla tipologia di prodotto stoccata.

Tipologia	Codice	Codice impianto	Impianto	Tipo tetto	Capacità (m³)	Ciclo HUB/BIO	Contenuto
s	802	380	PGS	TF	24.000	Hub	Prodotto idrocarburico categoria C (attualmente acqua)
Sfera	TK210	381	GPL	/	3.800	Bio	GPL
Sfera	TK211	381	GPL	/	3.800	Bio	GPL
Sfera	TK220	381	GPL	/	4.870	Hub	Gas (vuoto)
Sfera	TK221	381	GPL	/	800	Bio	GPL
Sfera	TK222	381	GPL	/	800	Bio	GPL
Sfera	TK230	381	GPL	/	3.800	Bio	GPL
Sfera	TK231	381	GPL	/	800	Bio	GPL
Sfera	TK232	381	GPL	/	1.200	Hub	Gas (vuoto)
Sfera	TK240	381	GPL	/	5.000	Hub	Gas (vuoto)
Sfera	TK250					Hub	Gas (vuoto)
Sfera	TK260	381	GPL	/	5.000	Hub	Gas (vuoto)
Sfera	TK270	381	GPL	/	5.000	Hub	Gas (vuoto)
Sigaro	205	390	Trasferimento prodotti petroliferi	/	/	Hub	/
Sfera	TK280	381	GPL	/	/	Hub	Gas (vuoto)
Sfera	TK290	381	GPL	/	/	Hub	Gas (vuoto)
Sigaro	1	600	IMB GPL	/	110	Hub	Gas propano
Sigaro	4	600	IMB GPL	/	110	Hub	Gas propano
Sigaro	5	600	IMB GPL	/	110	Hub	Gas propano
Sigaro	6	600	IMB GPL	/	110	Hub	Gas propano
s	2	203	Gruppo Impianti Utilities	TF	350	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente acqua grezza)
s	3	601	DEINT	TG	350	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	4	601	DEINT	TF	300	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria C (attualmente vuoto)
s	10	601	DEINT	TF	210	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	10	380	PGS	TF	250	Hub	Serbatoio fuori terra sopra elevato contenente surnatante falda
s	12	380	PGS	TF	250	Hub	Serbatoio fuori terra sopra elevato (attualmente vuoto)
s	13	601	DEINT	TF	1.500	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	14	601	DEINT	TG	1.100	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	80	382	Gruppo Impianti Nord	TG	4.500	Bio	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali
s	81	382	Gruppo Impianti Sud	TG	5.000	BIO	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA D.M. 383/2021

Tipologia	Codice	Codice impianto	Impianto	Tipo tetto	Capacità (m³)	Ciclo HUB/BIO	Contenuto
s	82	382	Gruppo Impianti Nord	TG	4.500	Bio	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali
s	83	382	Gruppo Impianti Sud	TG	5.000	BIO	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali
s	84	382	Gruppo Impianti Nord	TG	4.500	Bio	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali
s	85	382	Gruppo Impianti Nord	TG	4.500	Bio	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali
s	86	382	Gruppo Impianti Sud	TG	4.500	Bio	Cariche biogeniche trattate dal BTU
s	87	382	Gruppo Impianti Sud	TF	4.500	Bio	Cariche biogeniche trattate dal BTU
s	88	382	Gruppo Impianti Nord	TF	7.000	Bio	Cariche biogeniche trattate dal BTU
s	89	382	Gruppo Impianti Nord	TF	7.000	Bio	Cariche biogeniche trattate dal BTU
s	90	382	Gruppo Impianti Sud	TG	4.500	Bio	slop
s	91	382	Gruppo Impianti Sud	TG	4.500	Bio	Oli vegetali oppure oli di frittura oppure grassi animali e slop
s	101	380	PGS	TG	39.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente greggio)
s	101	770	Gruppo Impianti Nord	TF	32	Bio	Cariche biogeniche
s	102	380	PGS	TG	39.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	103	380	PGS	TG	39.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente greggio)
s	103	770	Gruppo Impianti Nord	TF	32	Bio	Olio sgrassato
s	104	380	PGS	TG	39.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente greggio)
s	105	380	PGS	TG	22.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente greggio)
s	106	380	PGS	TG	22.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente H2O da TAS)
s	107	380	PGS	TG	24.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente acqua da greggio)
s	108	380	PGS	TG	24.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente H2O TAS)
s	109	380	PGS	TG	74.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	110	380	PGS	TG	114.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	150	380	PGS	TG	1.800	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	151	380	PGS	TG	1.600	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente slop)
s	160	380	PGS	TG	1.900	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente slop)
s	161	380	PGS	TG	1.700	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente slop)
s	174a	380	PGS	TF	2.100	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	174b	380	PGS	TF	2.100	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	201	770	Gruppo Impianti Nord	TF	32,2	Bio	Cariche Biogeniche
s	203	770	Gruppo Impianti Nord	TF	32	Bio	Olio sgrassato
s	300	380	PGS	TG	3.300	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	301	380	PGS	TG	3.300	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	301	770	Gruppo Impianti Nord	TF	105	Bio	Cariche Biogeniche



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA D.M. 383/2021

Tipologia	Codice	Codice impianto	Impianto	Tipo tetto	Capacità (m ³)	Ciclo HUB/BIO	Contenuto
s	302	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente ex benzina con H ₂ O Diga Dirillo)
s	303	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente H ₂ O benzine)
s	304	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente H ₂ O benzine)
s	305	380	PGS	TG	10.000	Bio	HVO Diesel
s	306	380	PGS	TG	9.800	Bio	HVO Jet
s	307	380	PGS	TG	10.000	Bio	HVO Naphtha
s	310	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente gasolio ATZ)
s	311	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	312	380	PGS	TG	6.800	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente Gasolio ATZ)
s	313	380	PGS	TG	6.500	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente H ₂ O e benzine)
s	314	380	PGS	TG	36.000	Bio	HVO Naphtha
s	315	380	PGS	TG	50.000	Hub	HVO Diesel
s	316	380	PGS	TG	36.000	Bio	HVO Diesel
s	317	380	PGS	TG	50.000	Hub	HVO Jet
s	318	380	PGS	TG	45.000	Bio	HVO Diesel
s	330	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente acqua)
s	340	380	PGS	TG	5.124	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	400	380	PGS	TG	3.300	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente Benzine/ ossigenati)
s	401	380	PGS	TG	3.300	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente Benzine/ ossigenati)
s	410	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	411	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente vuoto)
s	412	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente benzina fuori specifica)
s	420	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	430	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	431	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	501	770	Gruppo Impianti Nord	TF	108,9	Bio	Gomme acide
s	501	203	Gruppo Impianti Utilities	TF	25.000	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente acqua grezza)
s	502	203	Gruppo Impianti Utilities	TF	25.000	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente acqua grezza)
s	502	770	Gruppo Impianti Nord	TF	152,81	Bio	Acido Citrico
s	504	770	Gruppo Impianti Nord	TF	58,2	Bio	Soda 45%
s	506	770	Gruppo Impianti Nord	TF	500	Bio	Acque di processo
s	520	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente vuoto)
s	521	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente Gasolio ATZ)
s	522	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente Gasolio ATZ)



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA D.M. 383/2021

Tipologia	Codice	Codice impianto	Impianto	Tipo tetto	Capacità (m³)	Ciclo HUB/BIO	Contenuto
s	523	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente Benzine Pirolitiche)
s	650	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio ATZ)
s	651	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio ATZ)
s	652	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio ATZ)
s	653	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio ATZ)
s	660	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	661	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio ATZ)
s	662	380	PGS	TF	2.600	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio BTZ)
s	663	380	PGS	TF	1.700	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	664	380	PGS	TF	1.700	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	665	380	PGS	TF	380	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria C (attualmente vuoto)
s	666	380	PGS	TF	380	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	667	380	PGS	TF	380	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	703	380	PGS	TF	22.800	Bio	Cariche Biogeniche
s	713	380	PGS	TF	25.000	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	730	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente vuoto)
s	731	380	PGS	TG	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Gasolio ATZ)
s	732	380	PGS	TF	10.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente gasolio ATZ)
s	733	380	PGS	TF	10.200	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Acqua/SLOP)
s	734	380	PGS	TF	12.600	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Acqua/SLOP)
s	740	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente TAR/olio chiarificato)
s	741	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente TAR/olio chiarificato)
s	742	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Slop)
s	743	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Olio Combustibile fondo)
s	744	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente Olio Combustibile fondo)
s	801	380	PGS	TF	25.000	Bio	Cariche Biogeniche, oppure intermedio deossigenato
s	803	380	PGS	TF	35.000	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	804	380	PGS	TF	4.800	Bio	Olio vegetale spiazzante *
s	812	380	PGS	TF	23.000	Bio	CARICHE BIOGENICHE
s	824	380	PGS	TF	2.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	825	380	PGS	TF	2.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA D.M. 383/2021

Tipologia	Codice	Codice impianto	Impianto	Tipo tetto	Capacità (m³)	Ciclo HUB/BIO	Contenuto
s	826	380	PGS	TF	2.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	827	380	PGS	TF	2.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria C (attualmente vuoto)
s	956	380	PGS	TF	5.000	Hub	acque meteoriche da ARGO Cassiopea (attualmente in manutenzione straordinaria)
s	957	380	PGS	TG	10.000	BIO	HVO Naphtha
s	958	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria A (attualmente H ₂ O e benzine)
s	959	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente H ₂ O benzolo)
s	960	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente H ₂ O benzine)
s	961	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente H ₂ O benzine)
s	1001	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente Bioetanolo)
s	1002		SIA	TF	4.450	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente vuoto)
s	1003		SIA	TF	4.450	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente acqua antincendio)
s	1004	380	PGS	TG	5.000	Hub	Prodotti idrocarburici di categoria A (attualmente Etanolo)
s	1005	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente vuoto)
s	1006	380	PGS	TF	5.000	Hub	Prodotto idrocarburico di categoria C (attualmente acqua sodica)
s	1101	5209	Gruppo Impianti Nord	TF	262	Hub	Fluidi di processo non idrocarburici (attualmente soluzione LOCAT)
s	2301	382	Gruppo Impianti Sud	TF	7.500	Bio	intermedio Deoxy (assimilato diesel)
s	2302	382	Gruppo Impianti Sud	TF	7.500	Bio	intermedio Deoxy (assimilato diesel)
s	001	770	Gruppo Impianti Nord	TF	4	Bio	Gomme acide
s	002	770	Gruppo Impianti Nord	TF	1,7	Bio	Acido citrico
s	003	770	Gruppo Impianti Nord	TF	58,2	Bio	Soda caustica
s	004	770	Gruppo Impianti Nord	TF	11,1	Bio	Grassi
s	005	770	Gruppo Impianti Nord	TF	12,2	Bio	Detergente alcalino
s	006	770	Gruppo Impianti Nord	TF	12,2	Bio	Detergente alcalino
s	007	770	Gruppo Impianti Nord	TF	11,3	Bio	Acqua calda
s	601	770	Gruppo Impianti Nord	TF	12,2	Bio	Detergente CIP
s	302	770	Gruppo Impianti Nord	TF	5,8	Bio	Olio di recupero
s	402	770	Gruppo Impianti Nord	TF	4,5	Bio	Acque di processo
s	507	770	Gruppo Impianti Nord	TF	446,7	Bio	Acque di processo
s	508	770	Gruppo Impianti Nord	TF	446,7	Bio	Acque di processo
s	770-TF-901	770	Gruppo Impianti Nord	TF	55,8	Bio	Serbatoio Polmone
s	770-TZ-901	770	Gruppo Impianti Nord	TF	9	Bio	Acqua Calda
s	770-TZ-902	770	Gruppo Impianti Nord	TF	2	Bio	Acido Fosforico
s	770-TZ-903	770	Gruppo Impianti Nord	TF	2	Bio	Soda Caustica
s	770-TZ-904	770	Gruppo Impianti Nord	TF	2,7	Bio	Acido Citrico
s	770-TZ-905	770	Gruppo Impianti Nord	TF	43	Bio	Acqua-Olio
s	770-TZ-906	770	Gruppo Impianti Nord	TF	5,8	Bio	Gomme
s	S901	770	Gruppo Impianti Nord	TF	45,6	Bio	Acido Citrico
s	S902	770	Gruppo Impianti Nord	TF	45,6	Bio	Acido Fosforico
s	S904	770	Gruppo Impianti Nord	TF	45,6	Bio	Soda Caustica
s	S905	770	Gruppo Impianti Nord	TF	45,6	Bio	Soda Caustica

LEGENDA: TG – serbatoio a tetto galleggiante; TF – serbatoio a tetto fisso



7.7.11. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI

Il Gestore prevede la conclusione degli interventi nel Luglio 2024.

8. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

Il Gestore ha presentato il confronto con le BAT Relativamente all'intero assetto della bioraffineria, prendendo a riferimento ai seguenti Decisioni contenenti le BAT Conclusions e ai Documenti Bref:

- (1) Decisione di Esecuzione (UE) 2017/2117 della Commissione del 21 novembre 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi. (BATC-LVOC)
- (2) Decisione di Esecuzione (UE) 2016/902 della Commissione del 30 maggio 2016 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica. (BATC-CWW)
- (3) Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, sui grandi impianti di combustione. (BATC-LCP)

Il Gestore precisa che l'unico Grande impianto di combustione, relativo all'integrazione in oggetto, è la caldaia G500. Tuttavia, l'analisi volta a verificare l'implementazione delle BAT in esame, viene effettuata anche per la caldaia CO-BOILER, pur non essendo un GIC, ma esercita in alternativa alla G500.

- (4) BREF Emission from Storage (July 2006).
- (5) BREF Energy Efficiency (February 2009).



8.1. CONCLUSIONI SULLE BAT LVOC

Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi - D.E. (UE) 2017/2117 (LVOC)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. n. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	NOTE ISPRA
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 Il piano di monitoraggio e controllo della Raffineria di Gela è operativo in ottemperanza alla tempistica ed alle modalità stabilite nel Decreto AIA n. 383 del 24/09/2021. Per quanto concerne la bioraffineria, le emissioni E12, E13, E14 non sono dotate di analizzatore in continuo al camino mentre l'emissione Esteam ha un monitoraggio in continuo. In particolare, per le emissioni E12, E13, E14 sono previsti monitoraggi mensili di polveri, SO ₂ , NO _x , CO, COV, H ₂ S, NH ₃ . Per l'emissione E-steam sono invece previsti monitoraggi in continuo di SO ₂ , NO _x , CO, Polveri, COV, NH ₃ mentre è mensile il monitoraggio del H ₂ S.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	APPLICATA Il piano di monitoraggio e controllo della Raffineria di Gela è operativo in ottemperanza alla tempistica ed alle modalità stabilite nel Decreto AIA n. 383 del 24/09/2021. Per quanto concerne la bioraffineria, le emissioni E12, E13, E14 non sono dotata di analizzatore in continuo al camino mentre l'emissione E-steam ha un monitoraggio in continuo. In particolare, per le emissioni E12, E13, E14 sono previsti monitoraggi mensili di polveri, SO ₂ , NO _x , CO, COV, H ₂ S, NH ₃ . Per l'emissione E-steam sono invece previsti monitoraggi in continuo di SO ₂ , NO _x , CO, Polveri, COV, NH ₃ mentre il monitoraggio mensile del H ₂ S.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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 La bioraffineria ha iniziato l'esercizio nel dicembre 2019. Le apparecchiature presenti e quelle che verranno introdotte a seguito del progetto oggetto del presente riesame sono state progettate al fine di ottimizzazione l'esercizio minimizzando i consumi e riducendo le emissioni in atmosfera. La manutenzione programmata e preventiva dell'impianto consente di mantenere una corretta efficienza degli impianti e della strumentazione di controllo.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera	4 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera di NO _x 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 NO _x f) Uso di diluenti inerti g) Riduzione catalitica selettiva (SCR) h) Riduzione non catalitica selettiva SNCR). Livelli di emissioni associati alle	<u>Tabella 2.1</u> 70-200 mg/Nm ³ come media giornaliera o media nel periodo di campionamento (O ₂ rif. 3%) – forni esistenti. Se gli effluenti gassosi di due o più forni sono emessi da un camino comune, il BAT- AEL si applica all'insieme degli effluenti emessi dal camino. I BAT-AEL non si applicano durante le operazioni di rimozione del coke.	APPLICATA Il combustibile utilizzato all'interno della bioraffineria è costituito da metano e fuel gas di stabilimento (avente caratteristiche analoghe al metano stesso) che minimizza la produzione di ossidi di azoto. I bruciatori utilizzati sono tutti della tipologia Ultra LowNO _x . L'unità di Steam Reforming produce, dal metano, l'idrogeno necessario ai processi catalitici dell'unità Ecofining. La reazione di reforming è fortemente endotermica e necessita di un elevato contributo di calore che è fornito mediante la combustione del fuel gas di raffineria. I fumi prodotti dalla combustione sono trattati mediante un processo di riduzione catalitica selettiva, processo chimico per l'abbattimento degli NO _x nei fumi di combustione. L'urea, agente chimico riducente allo stato liquido, è aggiunto per iniezione ai fumi di combustione in presenza di catalizzatore e, grazie alla sua forte tendenza ad assorbire l'ossigeno, limita la	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA del D.M. 383/2021

Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi - D.E. (UE) 2017/2117 (LVOC)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. n. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	NOTE ISPRA
	BAT (BAT-AEL): cfr. Tabella 2.1 e Tabella 10.1.	Non si applicano BAT-AEL per il CO: a titolo indicativo, il livello di emissioni di CO è in genere 10– 50 mg/Nm ³ espresso come media giornaliera o come media del periodo di campionamento	formazione di NOx all'interno dei fumi, formando H ₂ O (vapore acqueo) e N ₂ (gas azoto).		
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 Il combustibile utilizzato all'interno della bioraffineria è costituito da metano e fuel gas di stabilimento (avente caratteristiche analoghe al metano stesso) che minimizza la produzione di polveri.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera	6 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni nell'atmosfera di SO ₂ 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 Il combustibile utilizzato all'interno della bioraffineria è costituito da metano e fuel gas di stabilimento (avente caratteristiche analoghe al metano stesso) che minimizza la produzione di ossidi di zolfo.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	APPLICATA I bruciatori utilizzati sono tutti della tipologia Ultra LowNOx per cui non è stato ritenuto applicabile introdurre un ulteriore sistema di abbattimento degli ossidi di azoto.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	Nessun BAT AEL	APPLICATA L'unità Deossigenazione, primo stadio di reazione del complesso Ecofing, è dotata di un sistema di lavaggio amminico, formato da una colonna di assorbimento e una di desorbimento, selettiva in CO ₂ ed H ₂ S, che “lava” l'idrogeno, fornito in eccesso alla reazione, che, mediante un compressore di riciclo, viene rimesso in reazione, riutilizzando l'idrogeno e riducendo il make-up.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi - D.E. (UE) 2017/2117 (LVOC)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. n. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	NOTE ISPRA
	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 ₂ S con lavaggio (scrubbing) con ammine con rigenerazione dei solventi per ulteriore uso f) Tecniche per ridurre il trascinamento di solidi e/o liquidi				
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 Le unità di processo afferenti al complesso Ecofining, Deossigenazione ed Isomerizzazione, oltre alla produzione di HVO GPL, HVO NAFTA, HVO DIESEL e HVO JET, producono del BIO GAS che viene inviato all'unità Recupero Gas di Raffineria, separato dalle correnti di Nafta e GPL, "lavato" mediante processi di assorbimento liquido-liquido e lavaggio con soda, per essere immesso nella rete fuel gas di raffineria ed essere usato come combustibile nei forni delle unità di processo. Il recupero del biogas ottenuto dalle reazioni di deossigenazione e di isomerizzazione consentono la riduzione del consumo di metano come combustibile, aumentando l'efficienza energetica del sistema di produzione del sito.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	APPLICATA Le correnti acide, ricche in H ₂ S, provenienti dalle unità di processo, sono inviate all'unità LoCAT per il recupero dello zolfo contenuto nell'H ₂ S. L'unità, inoltre, è dotata di un post combustore termico che consente l'ossidazione degli idrocarburi contenuti nel loft gas, post recupero dello zolfo, mediante combustione al fine di ridurre le emissioni convogliate in atmosfera di composti organici. Inoltre, allo scopo di aumentare l'efficienza energetica del sito industriale, i fumi caldi (circa 800°C) prodotti dalla combustione cedono calore ad una caldaia a recupero, posta a monte del camino, per la produzione di vapore a 6 barg.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	NON APPLICABILE	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	NON APPLICABILE	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera	13 Al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera di NO _x , CO, e SO ₂	Nessun BAT AEL	APPLICATA L'unità di Steam Reforming produce, dal metano, l'idrogeno necessario ai processi catalitici	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi - D.E. (UE) 2017/2117 (LVOC)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. n. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	NOTE ISPRA
	provenienti da un ossidatore termico, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione di tecniche.		dell'unità Ecofining. La reazione di reforming e fortemente endotermica e necessita di un elevato contributo di calore che è fornito mediante la combustione del fuel gas di raffineria. I fumi prodotti dalla combustione sono trattati mediante un processo di riduzione catalitica selettiva, processo chimico per l'abbattimento degli NOx nei fumi di combustione. L'urea, agente chimico riducente allo stato liquido, è aggiunto per iniezione ai fumi di combustione in presenza di catalizzatore e, grazie alla sua forte tendenza ad assorbire l'ossigeno, limita la formazione di NOx all'interno dei fumi, formando H ₂ O (vapore acqueo) e N ₂ (gas azoto).		
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 Il processo ecofining è stato progettato al fine di massimizzare i recuperi di acqua, energia e materia minimizzando gli scarichi prodotti dal processo produttivo. Tutte le acque vengono trattate in impianti di trattamento dimensionati allo scopo.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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 Il progetto BioRaffineria è improntato sulla sostenibilità della produzione e, quindi, sulla riduzione dei consumi, sulla massimizzazione delle rese e sull'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse. La scelta del catalizzatore del complesso Ecofining è stata guidata dalla valutazione dell'attività catalitica dello stesso e della sua selettività alla reazione di deazotazione / deossigenazione ed isomerizzazione. Come tutti i catalizzatori, anche quelli del complesso Ecofining sono sensibili ad inquinanti che possono ridurre o azzerare la loro attività in maniera reversibile o irreversibile. Al fine di consentire l'utilizzo di cariche a più alto contenuto di inquinanti, la raffineria di Gela si è dotata di una unità BTU di pretrattamento delle biomasse che elimina la maggior parte degli inquinanti come fosforo, metalli, sodio ed in parte azoto, rendendo le materie prime lavorabili all'Ecofining. Relativamente al catalizzatore dello Steam Reforming, si è scelto un catalizzatore con ciclo di vita garantito oltre i 48 mesi. Tutti i piani di carico dei catalizzatori utilizzati prevedono l'utilizzo di "guardie" di protezione. Nell'unità Steam Reforming il catalizzatore di reforming è preceduto da catalizzatori all'ossido di zinco per trattenere l'eventuale contenuto di Zolfo nel metano di processo. Inoltre, la regolazione delle condizioni operative di reazione (in particolare per il catalizzatore di	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi - D.E. (UE) 2017/2117 (LVOC)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. n. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	NOTE ISPRA
			Steam Reforming e importante il parametro Steam To Carbon e cioè il rapporto di vapore sul carbonio in carica) consente di garantire le performance attese dal catalizzatore ed il suo ciclo di vita catalitica. Il catalizzatore dell'unità di Deossigenazione del complesso Ecofining è dotato di una porzione iniziale di "catalizzatore di guardia", a protezione del catalizzatore principale nella reazione di deazotazione, al fine di proteggerlo dai veleni (in particolare i metalli). Inoltre, il costante ed appropriato apporto di DMDS alla carica consente di mantenere il catalizzatore nella corretta atmosfera riducente, al fine di garantirne la vita utile e l'efficienza di conversione attesa.		
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	NON APPLICABILE	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Produzione di rifiuti	17 Al fine di prevenire la produzione di rifiuti da smaltire o, se ciò non è praticabile, ridurre la quantità, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione di tecniche tra quelle indicate di seguito. a. Aggiunta di inibitori nei sistemi di distillazione b. Riduzione al minimo della formazione di residui altobollenti nei sistemi di distillazione c. Recupero di materie (ad esempio, per distillazione, cracking) d. Rigenerazione dei catalizzatori e degli adsorbenti e. Uso dei residui come combustibile	Nessun BAT AEL	APPLICATA L'unità Recupero Gas separa dall'HVO Nafta e porta a specifica di vendita l'HVO GPL. Prima dello stoccaggio, il GPL passa attraverso degli essiccatori contenenti gel di silice per l'abbattimento dell'umidità ancora presente. Il gel di silice, con frequenza stabilita, è soggetto ad una procedura di rigenerazione in situ mediante trattamento termico con metano caldo al fine di rimuovere le goccioline di liquido formatesi sulla superficie del gel. Dopo la rigenerazione, l'essiccatore è riutilizzato per l'eliminazione dell'umidità dal GPL. L'unità TAC (trattamento acqua di caldaia) produce da acqua DEMI mediante un processo di demineralizzazione che avviene su letti di resine cationiche ed anioniche. Tali resine sono soggette a naturale processo di esaurimento che riduce fino ad azzerare la loro efficienza di produzione. Mediante trattamenti chimici con cicli in ambienti acido/base, le resine sono rigenerate e nuovamente utilizzate per la produzione di acqua demineralizzata.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Condizioni di esercizio diverse da quelle normali	18 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. a) Individuazione delle apparecchiature critiche. b) Programma di affidabilità delle apparecchiature critiche. c) Sistemi di riserva per le apparecchiature essenziali.	Nessun BAT AEL	APPLICATA L'impianto è soggetto alla normativa dei Rischi di Incidente Rilevante. Per tale motivo è stata redatta l'analisi di sicurezza che ha portato all'individuazione delle apparecchiature critiche di impianto. L'azienda ha inoltre implementato e mantiene attivo un Sistema di Gestione della Sicurezza PIR, redatto ai sensi del D.Lgs. 105/2015, che permette di garantire la gestione nella massima efficienza delle attività svolte presso lo stabilimento, nella logica del miglioramento continuo. Tra queste vi è la gestione della manutenzione, con particolare riguardo alle apparecchiature critiche definite dall'analisi di rischio, e del controllo delle prestazioni di impianto.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera Emissioni in acqua	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:	Nessun BAT AEL	APPLICATA Il convogliamento degli scarichi al sistema di blowdown della raffineria e l'esercizio dei compressori GARO, che recuperano i gas inviati nella rete blowdown e li inviano all'unità Recupero Gas per il loro recupero ed immissione sulla rete fuel gas di raffineria per il riuso, sono misure di prevenzione e di riduzione delle emissioni atmosferiche che di cui la raffineria si è	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi - D.E. (UE) 2017/2117 (LVOC)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. n. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	NOTE ISPRA
	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.		dotato, in caso di rilascio di gas in condizioni di esercizio diverse da quelle di normale operatività come per esempio in caso di start-up e slowdown. Inoltre, tutte le acque di risulta della raffineria sono convogliate al sistema di fognatura che trasporta l'acqua all'unità TAS (trattamento di acque di scarico), gestita dalla coinsediata EniRewind, per il trattamento delle stesse.		

8.2. CONCLUSIONI SULLE BAT CWW

Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
Sistema di gestione ambientale	1 Sistema di gestione ambientale	Nessun BAT AEL	APPLICATA Lo Stabilimento di Gela è dotato di Sistema di Gestione Ambientale certificato UNI EN ISO 14001:2015 da SGS Italia SpA e registrato EMAS. Il sistema SGA, unitamente al Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) certificato UNI EN ISO 45001:2018, fa parte del Sistema di Gestione Integrato (SGI) della Raffineria di Gela per gli aspetti di salute, sicurezza e rischio di incidente rilevante. Il Sistema prevede l'impegno del personale dello Stabilimento a tutti i livelli. La Politica Ambientale dello Stabilimento mira ad un miglioramento continuo degli aspetti ambientali relativi all'installazione attraverso la definizione di specifici obiettivi. Il SGA implementato definisce procedure, obiettivi e traguardi necessari in linea con la pianificazione finanziaria e gli investimenti aziendali. Le procedure attuate presso lo Stabilimento comprendono gli aspetti richiesti. Il SGA viene periodicamente sottoposto a verifiche ispettive eseguito da personale qualificato esterno ed interno. Semestralmente la Direzione effettua il Riesame del Sistema di Gestione Ambientale per constatarne l'adeguatezza e l'efficacia, acquisendo a tal fine tutte le informazioni necessarie quali l'esito aggiornato della valutazione degli aspetti ambientali, la sintesi dell'andamento e dello stato di avanzamento dei programmi ambientali in corso, ecc.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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, compresi: a) equazioni di reazioni	Nessun BAT AEL	APPLICATA La gestione dei reflui e degli effluenti gassosi e ricompresa all'interno del SGA di cui alla BAT precedente. La procedura operativa "opi hse 017 – Approvvigionamento idrico e gestione degli scarichi" ha lo scopo di definire le responsabilità e le modalità operative per: - la gestione operativa dell'approvvigionamento idrico; - la gestione dei flussi informativi verso Eni Rewind a fronte dell'affitto del ramo d'azienda "Ramo Acque"; - definire e disciplinare le attività eseguite dalla raffineria di Gela per determinare le tipologie	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	<p>chimiche, che indichino anche i sottoprodotti;</p> <p>b) schemi semplificati di flusso di processo che indichino</p> <p>c) l'origine delle emissioni; 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, SOx, 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 esempio ossigeno, azoto, vapore acqueo, polveri).</p>		<p>e le modalità di gestione/controllo dei flussi idrici in ingresso degli impianti di trattamento ecologici gestiti da Eni Rewind.</p> <p>Inoltre, la procedura operativa “opi hse 018 - Gestione e controllo degli scarichi in fogna” definisce le modalità operative finalizzate al corretto utilizzo della rete fognaria di stabilimento. Tale procedura risulta necessaria al fine di non interferire negativamente sul normale funzionamento degli impianti finali di trattamento gestiti da Eni Rewind.</p> <p>La procedura operativa “opi hse 007 - Monitoraggio e controllo emissioni in atmosfera” ha lo scopo di definire:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le responsabilità e le relative mansioni operative; - il monitoraggio periodico e sistematico delle emissioni in atmosfera provenienti dalla normale conduzione degli impianti; - la gestione degli adempimenti connessi alle modifiche sugli impianti. <p>La procedura si applica a tutti i punti di emissione convogliati e alle emissioni fuggitive/diffuse. Nel SGI e inoltre presente una procedura “opi hse 001 - Adempimenti del Piano di Monitoraggio e Controllo dell’AIA”.</p> <p>Sia per gli scarichi idrici, che per le emissioni in atmosfera, l’organizzazione aziendale è dotata di strumenti per la gestione, registrazione e monitoraggio dei parametri ed inquinanti previsti dalle autorizzazioni.</p>		
Emissioni in acqua	<p>3</p> <p>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).</p>	Nessun BAT AEL	<p>APPLICATA</p> <p>All'interno del rapporto annuale che il Gestore trasmette all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, vengono monitorati i seguenti parametri principali di processo presso i punti di scarico dello stabilimento (scarico finale), come previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo.</p>	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
Monitoraggio delle emissioni in acqua	4 Monitoraggio delle emissioni in acqua	Nessun BAT AEL	APPLICATA La Raffineria invia le proprie acque di processo, tramite fognatura oleosa di stabilimento, agli impianti gestiti da Eni Rewind. RaGe gestisce n. 5 scarichi di acque bianche (acqua mare di raffreddamento e meteoriche da aree non produttive) con recapito finale nel Mar Mediterraneo. Le frequenze di monitoraggio di questi scarichi sono stabilite da Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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 RAGE per la stima complessiva delle emissioni diffuse e fuggitive di COV adotta un metodo misto costituito dal programma LDAR e file di calcolo (basato sul metodo US EPA 21).	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Monitoraggio degli odori	6 Monitorare periodicamente le emissioni di odori da sorgenti pertinenti (monitorate con il metodo dell'olfattometria dinamica conformemente alla norma EN 13725)	Nessun BAT AEL	APPLICATA RAGE annualmente monitora le potenziali sorgenti di impatto odorigeno come previsto dal PMC, cui si rimanda per maggiori dettagli.	CONFORME	Il Gestore in allegato E10 fornisce il Programma di monitoraggio delle emissioni odorigene adottato presso l'installazione. Nessuna criticità rilevata
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	Nessun BAT AEL	APPLICATA Il processo produttivo è stato progettato per minimizzare i consumi idrici e massimizzare il riutilizzo, come descritto anche nella verifica di conformità alle BAT Conclusions LVOC. Gli impianti di stabilimento sono serviti da una rete di recupero delle condense che viene inviata all'impianto di trattamento TAC per la produzione	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	processo di produzione e recuperare e riutilizzare le materie prime.		di acqua demineralizzata per lo stabilimento e per i terzi coinsediati. Inoltre, viene effettuato un recupero e trattamento, sempre presso l'impianto di trattamento TAC, dell'acqua depurata dagli impianti a gestione Eni Rewind TAS/TAC, Biologico Urbano e TAF, con produzione di acqua industriale per lo stabilimento e per i terzi co-insediati.		
Emissioni in acqua	8 Al fine di impedire la contaminazione dell'acqua non inquinata e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel separare i flussi delle acque reflue non contaminate dai flussi delle acque reflue che necessitano di trattamento.	Nessun BAT AEL	APPLICATA Il sistema fognario di stabilimento e costituito da: - fogna bianca; - fogna oleosa. Nella fogna bianca confluiscono gli scarichi delle acque di raffreddamento e le acque meteoriche da aree non produttive. La fogna oleosa raccoglie le acque provenienti da processi degli impianti RAGE e dei coinsediati oltre alle acque meteoriche da aree produttive del sito. La gestione della rete fognaria prevede un regolamento interno di fognatura con Eni Rewind, gestore degli impianti TAS/biologico Industriale e contratti di utenza dei singoli coinsediati con RAGE. Le acque di drenaggio dei serbatoi di greggio prima di essere inviate all'impianto di trattamento acque di scarico (TAS), vengono pretrattate in un impianto TAB (Trattamento Acque Boriche) con l'obiettivo di ridurre il contenuto di Boro.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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 esempio, controllo, trattamento, riutilizzo).	Nessun BAT AEL	NON APPLICABILE Gli impianti di trattamento dello stabilimento sono in gestione dal 1° ottobre 2017 a Eni Rewind SpA.	-	-
Emissioni in acqua	10 Gestione integrata delle acque reflue e strategia di trattamento che include un'appropriata combinazione di tecniche: a) Tecniche integrate con il processo b) Recupero di inquinanti alla sorgente c) Pretrattamento delle acque reflue d) Trattamento finale delle acque reflue	Nessun BAT AEL	APPLICATA Le acque di drenaggio dei serbatoi di greggio prima di essere inviate all'impianto di trattamento acque di scarico (TAS), vengono pretrattate in un impianto TAB (Trattamento Acque Boriche) con l'obiettivo di ridurre il contenuto di Boro. Inoltre, le acque acide generate dagli impianti di stabilimento (impianti della BioRaffineria e assetto HUB) e dei terzi coinsediati vengono trattate nell'impianto SWS con lo scopo di eliminare l'H ₂ S presente nell'acqua di processo. Il trattamento finale degli scarichi negli impianti TAS e Biologico industriale è in capo ad Eni Rewind a decorrere dal 01/10/2017.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in acqua	11 Al fine di ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel pretrattare, mediante tecniche appropriate, le acque reflue che contengono sostanze inquinanti che non possono essere trattate adeguatamente durante il trattamento finale. <u>Tecniche da adottare:</u> a) proteggere l'impianto di trattamento finale delle acque	Nessun BAT AEL			



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	<p>reflue (ad esempio protezione di un impianto di trattamento biologico dai composti inibitori o tossici);</p> <p>b) rimuovere i composti che non sono sufficientemente ridotti durante il trattamento finale (ad esempio composti tossici, composti organici scarsamente biodegradabili/non biodegradabili, composti organici che sono presenti in concentrazioni elevate o metalli nel corso del trattamento biologico);</p> <p>c) rimuovere i composti che altrimenti vengono dispersi in aria dal sistema di raccolta o nel corso del trattamento finale (ad es. composti organici alogenati volatili, benzene);</p> <p>d) rimuovere i composti che hanno altri effetti negativi (ad esempio, la corrosione delle apparecchiature; reazioni indesiderate con altre sostanze; contaminazione dei fanghi delle acque reflue).</p>				
Emissioni in acqua	<p>12 Utilizzare un'appropriata combinazione di tecniche di trattamento delle acque reflue.</p> <p>Trattamento preliminare e primario</p> <p>a) Equalizzazione</p> <p>b) Neutralizzazione</p> <p>c) Separazione fisica, in particolare mediante, schermi, setacci, separatori di sabbia, separatori di grassi o decantatori primari</p> <p>Trattamento biologico (trattamento secondario)</p> <p>d) Trattamento con fanghi attivi</p> <p>e) Bioreattore a membrana</p> <p>Denitrificazione</p> <p>f) Nitrificazione/denitrificazione</p> <p>Eliminazione del fosforo</p> <p>g) Precipitazione chimica</p> <p>Eliminazione dei solidi</p> <p>h) Coagulazione e flocculazione</p> <p>i) Sedimentazione</p> <p>j) Filtrazione (ad es. filtrazione a sabbia, microfiltrazione, ultrafiltrazione)</p> <p>k) Flottazione</p>	<p>§ 3.4 Livelli di emissione associati alla BAT per le emissioni nell'acqua: Tabelle 1, 2 e 3</p>	<p>NON APPLICABILE</p> <p>A partire dal 1° ottobre 2017 gli impianti di trattamento acque reflue industriali (TAS/BIO/IND) e civili (BIO URB) oltre alla sezione di barriera acque di falda, relativo interconnecting ed impianto di trattamento dedicato (TAF) sono passati in gestione mediante contratto di affitto di ramo di azienda alla società Eni Rewind Spa.</p>	-	L'impianto TAS è gestito da altro Gestore e non è ricompreso all'interno del presente procedimento di Riesame.
Produzione di rifiuti	<p>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</p>	Nessun BAT AEL	<p>APPLICATA</p> <p>Lo stabilimento ha implementato all'interno del proprio sistema di gestione apposite procedure per le operazioni di gestione dei rifiuti prodotti all'interno dell'impianto (rif. Procedura operativa "opi hse 010 – Gestione rifiuti"); essa include il principio generale che prevede la riduzione, il riutilizzo e riciclo dei rifiuti, in modo da</p>	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	priorità, la prevenzione dei rifiuti, la loro preparazione in vista del riutilizzo, il loro riciclaggio o comunque il loro recupero.		minimizzarne la quantità prodotta e ridurre l'impatto sull'ambiente.		
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	APPLICATA Gli impianti di trattamento sono dal 1° ottobre 2017 in gestione a Eni Rewind spa. Si fa presente che l'impianto TAB (trattamento acque boriche) di stabilimento e presente una sezione per il trattamento dei fanghi composta da: - Serbatoi di accumulo/ispessimento - Filtropressa per disidratazione.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata. Il gestore si riferisce agli impianti di trattamento acque reflue (cfr. BAT 12).
Emissioni in atmosfera	15 Al fine di agevolare il recupero dei composti e la riduzione delle emissioni in aria, la BAT consiste nel confinare le sorgenti di emissione e nel trattare le emissioni, ove possibile.	Nessun BAT AEL	APPLICATA Le emissioni derivanti dal processo subiscono il convogliamento attraverso impianti di abbattimento prima di procedere allo scarico. Si veda la BAT 16 per il dettaglio sui sistemi di abbattimento.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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 processo e tecniche di trattamento degli scarichi gassosi	Nessun BAT AEL	APPLICATA I punti di emissione dello stabilimento sono dotati di sistemi di abbattimento che consentono la minimizzazione delle emissioni in atmosfera in relazione alle sostanze potenzialmente presenti.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	APPLICATA Lo stabilimento è dotato di sistema Blow Down costituito da collettori interconnessi tra di loro dotati di separatori e da 2 torce (B e C). Dal sistema Blow-Down aspirano dei compressori denominati GARO che "rilanciano" il gas verso il sistema di recupero gas (impianti Recupero gas e LOCAT) innalzandone contestualmente il livello di pressione e rendendolo quindi idoneo all'utilizzo presso le utenze di raffineria come combustibile gassoso. Solo nel caso in cui la quantità di gas scaricata al collettore di Blow-Down superi la capacità di recupero dei compressori, si ha l'invio del gas alle torce. Le emissioni derivanti dalle torce sono emissioni di emergenza non routinarie.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	APPLICATA Tutti gli scarichi funzionali degli impianti di Raffineria di Gela sono convogliati attraverso i collettori di blowdown al sistema delle Torce Idrocarburiche B, e C, ognuna delle quali dotata di misuratori di portata sui collettori secondo quanto prescritto dal Decreto AIA (prescrizioni n. 25 e 30), come documentato dal Rapporto di installazione trasmesso dal Gestore con nota RAGE/AD/DIGE/07/T del 08/01/2014.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
Emissioni in atmosfera – diffuse/fugitive	<p>19</p> <p>Per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse di COV nell'atmosfera, la BAT consiste nell'applicare una combinazione di tecniche.</p> <p>Tecniche relative alla progettazione degli impianti</p> <p>a) Limitare il numero di potenziali sorgenti di emissioni</p> <p>b) Massimizzare gli elementi di confinamento inerenti al processo</p> <p>c) Scegliere apparecchiature ad alta integrità</p> <p>d) Agevolare le attività di manutenzione garantendo l'accesso ad apparecchiature che potrebbe avere problemi di perdite.</p> <p>Tecniche concernenti la costruzione, l'assemblaggio e la messa in servizio di impianti/apparecchiature</p> <p>e) Prevedere procedure esaustive e ben definite per la costruzione e l'assemblaggio dell'impianto / apparecchiatura. Si tratta in particolare di applicare alle guarnizioni il carico previsto per l'assemblaggio dei giunti a flangia</p> <p>f) Garantire valide procedure di messa in servizio e consegna dell'impianto/apparecchiature nel rispetto dei requisiti di progettazione.</p> <p>Tecniche relative al funzionamento dell'impianto</p> <p>g) Garantire una corretta manutenzione e la sostituzione tempestiva delle apparecchiature</p> <p>h) Utilizzare un programma di rilevamento e riparazione delle perdite (LDAR) basato sui rischi</p> <p>i) Nella misura in cui ciò sia ragionevole, prevenire le emissioni diffuse di COV, colletterle alla sorgente e trattarle</p>	Nessun BAT AEL	APPLICATA In ottemperanza a quanto prescritto nel Decreto	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Odori	<p>20</p> <p>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:</p>	Nessun BAT AEL	APPLICATA La società effettua, nell'ambito del PMC dell'AIA, un monitoraggio annuale delle principali sorgenti di composti odorigeni.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	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 la o le sorgenti, misurare/valutare l'esposizione, caratterizzare i contributi delle sorgenti e applicare misure di 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 odorigeni (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 odorigeni per ulteriori trattamenti. e) Trattamento al termine del processo i) trattamento biologico; ii) ossidazione termica.	Nessun BAT AEL	APPLICATA In Raffineria sono presenti un impianto di trattamento reflui chimico-fisico e uno biologico che dal 1° ottobre 2017 sono passati in gestione a Eni Rewind SpA: in entrambi gli impianti le sezioni che possono originare emissioni diffuse sono dotate di sistemi di copertura o comunque sono gestite con tecniche che consentono di limitare in maniera significativa le emissioni in atmosfera.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
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	Nessun BAT AEL	APPLICATA La società, nell'ambito del proprio SGI, ha implementato la procedura "opi hse 009 - Monitoraggio e controllo emissioni acustiche" che definisce le competenze e responsabilità delle funzioni aziendali coinvolte nell'esecuzione di indagini ambientali per la rilevazione del rumore e la predisposizione delle misure di prevenzione e protezione. La Raffineria con frequenza quadriennale, effettua la Valutazione di Impatto acustico in tutte le aree di lavoro, dalla quale si evince che non vi sono particolari criticità dal punto di vista dell'inquinamento acustico dell'impianto. Con cadenza biennale, come previsto dall'AIA, effettua la valutazione di impatto acustico al perimetro del sito.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica - D.E. (UE) 2016/902) (CWW)					
Comparto /matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	rumore, caratterizzare i contributi delle sorgenti e applicare misure di prevenzione e/o riduzione.				
Rumore	<p>23</p> <p>Per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni di rumore, la BAT consiste nell'applicare una delle seguenti tecniche o una loro combinazione.</p> <p>a) Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici</p> <p>b) Misure operative:</p> <p>I. ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature;</p> <p>II. chiusura di porte e finestre nelle aree di confinamento, se possibile;</p> <p>III. apparecchiature utilizzate da personale esperto;</p> <p>IV. rinuncia alle attività rumorose nelle ore notturne, se possibile;</p> <p>V. controllo del rumore durante le attività di manutenzione.</p> <p>c) Apparecchiature a bassa rumorosità</p> <p>d) Apparecchiature per il controllo del rumore</p> <p>e) Abbattimento del rumore.</p>	Nessun BAT AEL	<p>APPLICATA</p> <p>Dalle Valutazioni di Impatto acustico eseguite dalla Raffineria, si evince che non vi sono particolari criticità dal punto di vista dell'inquinamento acustico dell'impianto.</p> <p>Si fa inoltre presente che le macchine e gli impianti ritenuti di maggiore impatto acustico sono dotate delle necessarie barriere antirumore così come previsto dalle BAT (punto e).</p>	CONFORME	Nessuna criticità rilevata

8.3. CONCLUSIONI SULLE BAT PER I GRANDI IMPIANTI DI COMBUSTIONE (LCP)

Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (D.E. (UE) 2017/1442)					
Comparto/ matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
Sistema di gestione ambientale	<p>1</p> <p>Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale.</p>	Nessun BAT AEL	<p>APPLICATA</p> <p>Stabilimento di Gela e dotato di Sistema di Gestione Ambientale certificato UNI EN ISO 14001:2015 da SGS Italia SpA.</p> <p>Il sistema SGA, unitamente al Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) certificato OHSAS 18001, fa parte del Sistema di Gestione Integrato (SGI) della Raffineria di Gela per gli aspetti di salute, sicurezza e rischio di incidente rilevante.</p> <p>Il Sistema prevede l'impegno del personale dello Stabilimento a tutti i livelli.</p> <p>La Politica Ambientale dello Stabilimento mira ad un miglioramento continuo degli aspetti ambientali relativi all'installazione attraverso la definizione di specifici obiettivi.</p> <p>Il SGA implementato definisce procedure, obiettivi e traguardi necessari in linea con la pianificazione finanziaria e gli investimenti aziendali.</p> <p>Le procedure attuate presso lo Stabilimento comprendono gli aspetti richiesti.</p> <p>Il SGA viene periodicamente sottoposto a verifiche ispettive eseguito da personale</p>	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (D.E. (UE) 2017/1442)					
Comparto/ matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
			qualificato esterno ed interno. Semestralmente la Direzione effettua il Riesame del Sistema di Gestione Ambientale per constatarne l'adeguatezza e l'efficacia, acquisendo a tal fine tutte le informazioni necessarie quali l'esito aggiornato della valutazione degli aspetti ambientali, la sintesi dell'andamento e dello stato di avanzamento dei programmi ambientali in corso, ecc.		
Consumo ed efficienza energetica	2 La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. 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 La caldaia G500 ha un rendimento energetico del 97,7% mentre la caldaia del CO Boiler del 79%	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Monitoraggio delle emissioni in atmosfera e in acqua	3 La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua.	Nessun BAT AEL	APPLICATA Per le due caldaie G500 e CO Boiler risulta installato e funzionante il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni per i parametri SO ₂ , NO _x , Polveri, CO, Temperatura e Portata dei fumi.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Monitoraggio delle emissioni in atmosfera	4 La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata e in conformità con le norme EN. 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 Il piano di monitoraggio e controllo della Raffineria di Gela è operativo da Luglio 2013 in ottemperanza alla tempistica ed alle modalità stabilite nel Decreto AIA n. 236 del 21/12/2012. La caldaia G500 (installazione IPPC) è dotata di analizzatore in continuo al camino per il monitoraggio di SO ₂ , NO _x , CO e Polveri. Pur non essendo installazione IPPC, anche il CO Boiler è dotato di analogo analizzatore sul proprio camino, a partire dal 2015. Inoltre, con cadenza mensile, vengono monitorati mediante campionamento ed analisi esterna presso laboratorio certificato, i parametri H ₂ S, NH ₃ e COV e semestralmente un'analisi completa delle emissioni.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Monitoraggio delle emissioni in acqua	5 La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata e in conformità con le norme EN. 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 La Raffineria invia le proprie acque di processo, tramite fognatura oleosa di stabilimento, agli impianti gestiti da Eni Rewind. RaGe gestisce n. 5 scarichi di acque bianche (acqua mare di raffreddamento e meteoriche da aree non produttive) con recapito finale nel Mar Mediterraneo. Le frequenze di monitoraggio di questi scarichi sono stabilite da Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera Consumi ed	6 Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di	Nessun BAT AEL	Per migliorare le performance ambientali della combustione e contenere le emissioni di CO, RAGE effettua la manutenzione regolare di tutte le apparecchiature secondo	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (D.E. (UE) 2017/1442)					
Comparto/ matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
efficienza energetica	CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate		protocolli specifici e utilizza combustibili gassosi in alimentazione agli impianti di stabilimento		
Emissioni in atmosfera	7 Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOx, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NOx, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente).	Nessun BAT AEL	APPLICATA LA G500 non è dotata di SCR e/o SNCR. Per il contenimento delle emissioni di NOx, i bruciatori della G500 sono equipaggiati con delle testine a bassa emissione di NOx. Il CO Boiler, pur non rientrando tra le attività IPPC, è dotato invece di bruciatori Ultra LowNOx.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera	8 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Nessun BAT AEL	APPLICATA Per migliorare le performance ambientali della combustione e contenere le emissioni di CO, RAGE effettua la manutenzione regolare di tutte le apparecchiature secondo protocolli specifici	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera Consumi ed efficienza energetica	9 Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi indicati nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale.	Nessun BAT AEL	APPLICATA La raffineria esegue la caratterizzazione analitica dei combustibili utilizzati in accordo al AIA. Tale attività è normata all'interno della procedura del SGI Opi hse 001 "Adempimenti derivanti da PIC e PMC delle AIA di raffineria"	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera Emissioni in acqua	10 Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi: <ul style="list-style-type: none">- adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto);- elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;- rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive;- valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione / stima delle	Nessun BAT AEL	APPLICATA La gestione dei reflui e degli effluenti gassosi e ricompresa all'interno del SGI di cui alla BAT precedente. La procedura operativa "opi hse 017 – Approvvigionamento idrico e gestione degli scarichi" ha lo scopo di definire le responsabilità e le modalità operative per: - la gestione operativa dell'approvvigionamento idrico; - la gestione dei flussi informativi verso Eni Rewind a fronte dell'affitto del ramo d'azienda "Ramo Acque"; - definire e disciplinare le attività eseguite dalla raffineria di Gela per determinare le tipologie e le modalità di gestione/controllo dei flussi idrici in ingresso degli impianti di trattamento ecologici gestiti da Eni Rewind. La procedura operativa "opi hse 007 – Monitoraggio e controllo emissioni in atmosfera" ha lo scopo di definire: - le responsabilità e le relative mansioni operative; - il monitoraggio periodico e sistematico delle emissioni in atmosfera provenienti dalla normale conduzione degli impianti; - la gestione degli adempimenti connessi alle modifiche sugli impianti. La procedura si applica a tutti i punti di emissione convogliati e alle emissioni fugitive/diffuse. Nel SGI è inoltre presente una procedura	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (D.E. (UE) 2017/1442)					
Comparto/ matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive.		“opi hse 001 - Adempimenti del Piano di Monitoraggio e Controllo dell’AIA”		
Monitoraggio delle emissioni in atmosfera e in acqua	11 La BAT consiste nel monitorare Adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali	Nessun BAT AEL	APPLICATA I camini sono dotati di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni. In condizioni di esercizio diverse da quelle normali non si hanno emissioni in acqua.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Consumi e efficienza energetica	12 Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione $\geq 1\,500$ ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate	Nessun BAT AEL	APPLICATA Al fine di aumentare l'efficienza energetica vengono utilizzate le seguenti tecniche: a. Ottimizzazione della combustione, al fine di ridurre al minimo il contenuto di sostanze incombuste negli effluenti gassosi; f. Preriscaldamento dell'aria di combustione; g. Sistema di controllo dei parametri di combustione.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Consumi di risorse	13 Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate	Nessun BAT AEL	APPLICATA Gli impianti di stabilimento sono serviti da una rete di recupero delle condense che viene inviata all'impianto di trattamento TAC per la produzione di acqua demineralizzata per lo stabilimento e per i terzi co-insediati. Inoltre, viene effettuato un recupero e trattamento, sempre presso l'impianto di trattamento TAC, dell'acqua depurata dagli impianti a gestione Eni Rewind TAS/TAC, Biologico Urbano e TAF, con produzione di acqua industriale per lo stabilimento e per i terzi co-insediati.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in acqua	14 Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	Nessun BAT AEL	APPLICATA Il sistema fognario di stabilimento è costituito da: - fogna bianca; - fogna oleosa. Nella fogna bianca confluiscono gli scarichi delle acque di raffreddamento e le acque meteoriche da aree non produttive La fogna oleosa raccoglie le acque provenienti da processi degli impianti RAGE e dei coinsediati oltre che le acque meteoriche da aree produttive del sito. La gestione della rete fognaria prevede un regolamento interno con Eni Rewind in vigore dal 1° ottobre 2017, gestore degli impianti TAS/biologico Industriale e contratti di utenza dei singoli coinsediati con RAGE. Le acque di drenaggio dei serbatoi di greggio, prima di essere inviate all'impianto di trattamento acque di scarico (TAS), vengono pretrattate in un impianto TAB (Trattamento Acque Boriche) con l'obiettivo di ridurre il contenuto di Boro.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in acqua	15 Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.	Nessun BAT AEL	NON APPLICABILE Non applicabile perché non presenti impianti di tale tipologia.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Produzione di rifiuti	16 Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: a) la prevenzione dei rifiuti, ad	Nessun BAT AEL	NON APPLICABILE La combustione di fuel gas e metano effettuata nella caldaia G500 e nel CO Boiler non genera rifiuti strettamente connessi al ciclo produttivo (quali, ad esempio, ceneri di combustione), ma unicamente rifiuti connessi ad operazioni di manutenzione dell'impianto e degli impianti ausiliari, la cui gestione viene effettuata in	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (D.E. (UE) 2017/1442)

Comparto/ matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
	<p>esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;</p> <p>b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;</p> <p>c) il riciclaggio dei rifiuti;</p> <p>d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate opportunamente combinate.</p>		accordo alle modalità già in essere presso lo stabilimento.		
Rumore	<p>17</p> <p>Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate</p>	Nessun BAT AEL	<p>APPLICATA</p> <p>La società, nell'ambito del proprio SGI, ha implementato la procedura "opi hse 009 - Monitoraggio e controllo emissioni acustiche" che definisce le competenze e responsabilità delle funzioni aziendali coinvolte nell'esecuzione di indagini ambientali per la rilevazione del rumore e la predisposizione delle misure di prevenzione e protezione.</p> <p>La Raffineria effettua con cadenza quadriennale, a meno di variazioni impiantistiche che comportano la valutazione successivamente alla messa in esercizio, la Valutazione di Impatto acustico nelle aree di lavoro, dalla quale si evince che non vi sono particolari criticità dal punto di vista dell'inquinamento acustico dell'impianto.</p> <p>Con cadenza biennale, come previsto dall'AIA, effettua la valutazione di impatto acustico al perimetro del sito.</p> <p>Risultano generalmente implementate le tecniche previste dalla BAT, per le diverse tipologie di macchie ed apparecchiature.</p>	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Consumi ed efficienza energetica	<p>55</p> <p>Al fine di migliorare la prestazione ambientale generale della combustione dei combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie.</p> <p>La BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nella BAT 6 e di seguito:</p> <p>a) Pretrattamento dei combustibili di processo dell'industria chimica: Effettuare il pretrattamento di combustibile nel sito e/o fuori dal sito dell'impianto di combustione per migliorare le prestazioni ambientali di combustione del combustibile</p>	<p>Caldaie che utilizzano combustibili gassosi di processo dell'industria chimica, anche miscelati con HFO, gasolio e/o altri combustibili gassosi.</p> <p>Rendimento elettrico netto (%): 38-40.</p> <p>Consumo totale netto di combustibile (%): 78-95.</p>	<p>APPLICATA</p> <p>Il gas combustibile è un mix di fuel gas e metano. In particolare, il fuel gas è pretrattato presso le unità Recupero GAS per la riduzione della concentrazione di H₂S e CO₂.</p>	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera	<p>56</p> <p>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NOx limitando le emissioni di CO, risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica, La BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate</p>	<p>NOx</p> <p>Media annua: 70-100 mg/Nm³</p> <p>Media giornaliera o nel periodo di campionamento 85-110 mg/Nm³</p>	<p>APPLICATA</p> <p>Per il contenimento delle emissioni di NOx, i bruciatori della G500 sono equipaggiati con delle testine a bassa emissione di NOx.</p> <p>Il CO Boiler, pur non rientrando tra le attività IPPC, è dotato invece di bruciatori Ultra LowNOx. Inoltre, come descritto precedentemente, la caldaia G500 (installazione IPPC) è dotata di analizzatore in continuo al camino per il monitoraggio di SO₂, NOx, CO e Polveri.</p> <p>Anche il CO Boiler è dotato di analogo analizzatore sul proprio camino, a partire dal</p>	CONFORME	Dai dati del Gestore si rappresenta che: per l'anno 2022 al camino E4 (CO Boiler) le emissioni di NOx ritenute rappresentative sono 192,44 mg/Nm ³ ; il camino E21-4 (Caldaia G500)



Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (D.E. (UE) 2017/1442)					
Comparto/ matrice ambientale	Rif. BAT	BAT AEL	Stato di applicazione dichiarato dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
			2015.		non è stato operativo alla MCP; i valori limite AIA per le emissioni di NOx sono: - al camino E4 (CO Boiler) 210 mg/Nm ³ - al camino E21-4 (Caldaia G500) 180 mg/Nm ³ in media annuale e 210 mg/Nm ³ in media giornaliera
Emissioni in atmosfera	57 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SOx, HCl e HF risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie, La BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate	SO₂ Media annua: 10-110 mg/Nm ³ Media giornaliera o nel periodo di campionamento 90-200 mg/Nm ³ HCl Media dei campioni ottenuti in un anno 1-9 mg/Nm ³ HF Media dei campioni ottenuti in un anno < 1-3 mg/Nm ³	APPLICATA Il gas combustibile e un mix di fuel gas e metano. In particolare, il fuel gas è pretrattato presso le unità Recupero GAS per la riduzione della concentrazione di H ₂ S e CO ₂ . Il gas utilizzato è esente da HCl ed HF.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
Emissioni in atmosfera	58 Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di polveri, metalli inglobati nel particolato e sostanze presenti in tracce in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie. La BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate.	Polveri Media annua: 2-15 mg/Nm ³ Media giornaliera o nel periodo di campionamento 2-22 mg/Nm ³	APPLICATA Le caldaie sono alimentate a fuel gas e metano. Ciò permette di ottenere un effluente con basse emissioni di polveri e metalli.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata

8.4. BREF “ENERGY EFFICIENCY”

BREF su efficienza energetica				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
4.2.1.	1 Gestione dell'efficienza energetica	APPLICATA La gestione dell'energia rappresenta un aspetto di fondamentale importanza per lo stabilimento. Alla misura dei flussi energetici all'interno delle raffinerie è stata sempre dedicata la massima attenzione rappresentando la componente più cospicua dei costi di raffinazione lavorazione e produzione. Negli impianti si misurano i flussi energetici presenti in Raffineria con un livello di dettaglio elevato soprattutto per ciò che concerne il gas, i combustibili liquidi e il vapore. La gestione energetica viene fatta nell'ambito delle attività di gestione operativa ed i consumi sono contabilizzati da un'apposita funzione addetta alla contabilità industriale (funzione PERF). Il Gestore ha provveduto alla nomina di un Energy Manager secondo le disposizioni FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) e	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA del D.M. 383/2021

BREF su efficienza energetica				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
		produce, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, la diagnosi energetica secondo ISO 50001. La diagnosi energetica è una procedura sistematica volta a fornire un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un'attività o impianto industriale o di servizi pubblici o privati.		
4.2.2.	2 Pianificazione e definizione di obiettivi e traguardi	APPLICATA Lo stabilimento RaGE è dotato di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire da Ottobre 2000. Dal 2021 lo stabilimento è inoltre registrato EMAS. Gli obiettivi sono in continua evoluzione e aggiornamento e testimoniano il costante impegno da parte del Gestore per il miglioramento continuo nel campo della protezione ambientale. Tutti i consumi energetici di stabilimento sono costantemente monitorati e contabilizzati al fine di tener sotto controllo le emissioni di CO ₂ al fine di limitarne le emissioni diminuendo quindi i consumi di combustibili. Raffineria di Gela applica una politica di continuo miglioramento delle performance ambientali finalizzata alla minimizzazione degli impatti.		
4.2.2.2	3-4-5-6 Identificazione degli aspetti legati all'efficienza energetica e prospettive per il risparmio di energia	- APPLICATA - BAT 3: L'efficienza energetica degli impianti viene costantemente misurata e stimata. Il sistema di efficienza energetica è soggetto a processo di audit durante il quale si esaminano i dati di consumo energetico e di produzione del sito produttivo relativi all'anno precedente, realizzando per ogni vettore energetico di interesse il relativo modello energetico e calcolando indici di prestazione energetica. - BAT 4: Nel corso dell'audit, sono identificati i seguenti aspetti: - attività principale: strettamente correlate alla destinazione d'uso generale dell'azienda, in pratica le attività che rappresentano il "core business" aziendale; - consumo di riferimento (baseline): consumo energetico relativo al periodo di riferimento che fornisce una base di comparazione per le performances nel nuovo assetto impiantistico rispetto a quello precedente; - aggiustamenti ordinari: al consumo di riferimento (energy baseline) per quantificare le variazioni ordinarie delle variabili rilevanti che influenzano il consumo/risparmio, calcolate secondo un metodo predeterminato (es. condizioni atmosferiche, ore di marcia, fattore di carico, grado di utilizzo condizioni operative, etc.); - aggiustamenti straordinari: al consumo di riferimento (energy baseline) per quantificare variazioni non ordinarie delle variabili rilevanti o fattori statici, che non cambiano normalmente, ovvero non ricompresi negli aggiustamenti ordinari (es. superficie impianto, numero linee impianto produttivo, modifiche dell'asset produttivo...). Gli aggiustamenti ordinari (es. temperatura media di esercizio, fattore di carico etc.) o straordinari (es. una variazione dimensionale impianto) servono a calcolare il consumo che l'impianto (assetto pre-intervento) avrebbe avuto nelle condizioni di marcia reali dell'impianto post-intervento (c.d. Periodo di rendicontazione); - consumo energetico evitato (o risparmio energetico); - Indicatori di riferimento (Benchmark) e Indicatore di prestazione energetica: la misura quantitativa della prestazione energetica; - Interventi di efficienza energetica: modifiche dei processi produttivi o di sezioni di questi attraverso investimenti in capitale, o più semplici azioni di ottimizzazione gestionale o comportamentale, aventi come risultato il miglioramento delle prestazioni energetiche. - BAT 5: Nel SGA sono definiti specifici indicatori di efficienza energetica, periodicamente misurati. - La Raffineria è dotata del controllo automatico dei parametri operativi degli impianti di produzione, gestito da sistemi automatizzati che afferiscono al Distributed Control System (DCS). Tale sistema consente, con elevata efficienza ed affidabilità, il monitoraggio on-line di tutti i parametri operativi degli impianti ed il controllo in tempo reale del processo produttivo con azione combinata su valvole automatiche, attrezzature elettriche ed a vapore (pompe e compressori). Il DCS prevede, inoltre, la gestione ottimizzata degli impianti per il miglioramento delle rese e dei consumi energetici con un ritorno economico ed ambientale di notevole entità. La visione dei parametri operativi ed il loro controllo avvengono attraverso l'utilizzo di terminali, posti in Sala Controllo Impianti, che visualizzano misure puntuali ed effettuano l'analisi storica di dati su medio e lungo periodo. E inoltre possibile esportare ed analizzare i dati archiviati dal DCS secondo diversi formati e su diversi periodi storici. I dati sono disponibili in un formato grezzo (dati di campo) e in forma riconciliata. La riconciliazione è un'operazione che è eseguita per la risoluzione del bilancio di materia e del bilancio energetico, per vettore, attraverso la riallocazione del delta di chiusura sui diversi strumenti di misura. Le logiche di riconciliazione possono essere di diverso tipo, a seconda delle modalità di acquisizione dei dati, della	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA del D.M. 383/2021

BREF su efficienza energetica				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
		tipologia di strumenti di campo utilizzati e, non ultimo, dei software utilizzati per implementare gli algoritmi di riconciliazione. - BAT 6: vedi BAT 7		
4.2.2.3	7 Approccio sistemico alla gestione dell'energia	APPLICATA BAT 7: Lo stabilimento utilizza un approccio sistemico per l'ottimizzazione dell'efficienza energetica in allineamento alla BAT. Ad esempio, la funzione della caldaia G500, e del CO Boiler, e quella di produrre il vapore necessario ai fabbisogni operativi delle diverse unità dell'installazione e dei terzi coinsediati. La G500 può essere eventualmente accoppiata ad una turbina esistente per la produzione di energia elettrica. La caldaia è dotata di un sistema di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.2.4	8 Aumento dell'integrazione dei processi	BAT 8: All'interno delle procedure di stabilimento è presente l'"Allegato E-A msg HSE - Gestione dell'efficienza energetica e monitoraggio della compliance sugli strumenti di mercato per l'ambiente". Raffineria di Gela monitora sistematicamente i parametri energetici degli impianti per mantenere l'allineamento con i consumi di processo previsti da progetto. La Raffineria di Gela, inoltre, utilizza la diagnosi energetica come strumento che, attraverso la costruzione del modello energetico del sito produttivo secondo quanto previsto dalle indicazioni ENEA, permette di delineare il profilo di consumo per ogni vettore energetico e di identificare la presenza di opportunità di miglioramento della prestazione energetica, valutare la fattibilità tecnico economica dei possibili interventi e stimarne l'impatto. La disponibilità di tali informazioni permette all'azienda di prendere decisioni oculate sull'eventuale attuazione di provvedimenti di risparmio energetico e sulla loro priorità.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.2.5	9 Benchmarking	APPLICATA Nel SGA sono definiti specifici indicatori di efficienza energetica che vengono confrontati con parametri a livello superiore.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.3	10 Piano di efficientamento energetico (EED)	APPLICATA Lo stabilimento, all'interno del proprio sistema di gestione persegue i seguenti obiettivi: <ul style="list-style-type: none">- rendere disponibili dati aggiornati e affidabili sui progetti di efficienza energetica, a livello sia previsionale sia di consuntivo;- assicurare una valutazione omogenea dei risparmi energetici ed emissivi determinati da tali progetti;- promuovere l'efficienza energetica nelle attività operative di Eni, attraverso la condivisione di informazioni ed esperienze tra le Business Unit;- favorire il ricorso agli strumenti messi a disposizione dalla legislazione vigente per incentivare l'efficienza energetica;- fornire supporto tecnico per la definizione di posizioni Eni in merito alle evoluzioni normative nazionali e comunitarie sull'efficienza energetica. Le modifiche progettuali che vengono proposte sono elaborate tenendo in considerazione gli aspetti energetici per massimizzare l'efficienza.		
4.2.4	11 Incremento dell'integrazione di processo	APPLICATA Vedi BAT 7 e 8	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.5	12 Miglioramento continuo delle iniziative di efficienza energetica	APPLICATA Tutti i consumi energetici di stabilimento sono costantemente monitorati e contabilizzati al fine di tener sotto controllo le emissioni di CO ₂ al fine di limitarne le emissioni diminuendo quindi i consumi di combustibili. Quando viene progettato una modifica di impianto viene tenuto conto dei costi energetici del progetto che, quindi, vengono minimizzati già da un punto di vista progettuale.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.6	13 Mantenimento delle competenze	APPLICATA Il Gestore ha prodotto, secondo quanto previsto dalla normativa vigente, la diagnosi energetica secondo ISO 50001 ed ha provveduto alla nomina di un Energy Manager secondo le disposizioni FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia). All'interno dell'impianto è presente un programma periodico di manutenzione delle apparecchiature (implementato anche all'interno del Sistema di Gestione Ambientale) al fine di consentire l'utilizzo dell'impianto in condizioni sempre efficienti (anche da un punto di vista energetico). Inoltre, sono presenti specifiche prassi e consegne che indicano come esercire gli impianti minimizzando i consumi.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.7	14 Controllo di processo	APPLICATA La Raffineria è dotata del controllo automatico dei parametri operativi degli impianti di produzione, gestito da sistemi automatizzati che afferiscono al Distributed Control System (DCS). Tale sistema consente, con elevata efficienza ed affidabilità, il monitoraggio on-line di tutti i parametri operativi degli impianti	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA del D.M. 383/2021

BREF su efficienza energetica				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
		ed il controllo in tempo reale del processo produttivo con azione combinata su valvole automatiche, attrezzature elettriche ed a vapore (pompe e compressori). Il DCS prevede, inoltre, la gestione ottimizzata degli impianti per il miglioramento delle rese e dei consumi energetici con un ritorno economico ed ambientale di notevole entità. La visione dei parametri operativi ed il loro controllo avvengono attraverso l'utilizzo di terminali, posti in Sala Controllo Impianti, che visualizzano misure puntuali ed effettuano l'analisi storica di dati su medio e lungo periodo. La gestione energetica viene fatta nell'ambito delle attività di gestione operativa ed i consumi sono contabilizzati da un'apposita funzione addetta alla contabilità industriale (funzione PERF). Tutti i consumi energetici di stabilimento sono costantemente monitorati e contabilizzati al fine di tener sotto controllo le emissioni di CO ₂ al fine di limitarne le emissioni diminuendo quindi i consumi di combustibili. Inoltre, Raffineria di Gela pone particolare attenzione alla formazione dei lavoratori che sono periodicamente aggiornati per l'applicazione di tutti gli strumenti di controllo del processo.		
4.2.8.	15 Manutenzione	APPLICATA All'interno dell'impianto è presente un programma periodico di manutenzione delle apparecchiature (implementato anche all'interno del Sistema di Gestione Ambientale) al fine di consentire l'utilizzo dell'impianto in condizioni sempre efficienti (anche da un punto di vista energetico).	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.2.9.	16 Monitoraggio e misure	APPLICATA La gestione energetica viene fatta nell'ambito delle attività di gestione operativa ed i consumi sono contabilizzati da un'apposita funzione addetta alla contabilità industriale (funzione PERF) che esporta ed analizza i dati archiviati dal DCS, secondo diversi formati e su diversi periodi storici, in un formato grezzo (dati di campo) e provvede alla riconciliazione. La riconciliazione è un'operazione che è eseguita per la risoluzione del bilancio di materia e del bilancio energetico, per vettore, attraverso la riallocazione del delta di chiusura sui diversi strumenti di misura. Le logiche di riconciliazione possono essere di diverso tipo, a seconda delle modalità di acquisizione dei dati, della tipologia di strumenti di campo utilizzati e, non ultimo, dei software utilizzati per implementare gli algoritmi di riconciliazione.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.1.	17 Combustione	APPLICATA Come detto in precedenza, la caldaia G500 può eventualmente essere accoppiata ad una turbina esistente opportunamente adeguata alla produzione di energia elettrica (cogenerazione). Inoltre, la caldaia G500 è dotata di un sistema di preriscaldamento dell'aria comburente. Si fa inoltre presente che sia la caldaia G500 (attività IPPC) che il CO Boiler risultano essere dotati di sistema di monitoraggio in continuo dell'O ₂ e della Temperatura dei fumi in uscita dai forni. In relazione all'ottimizzazione dell'efficienza energetica dell'impianto di produzione si rimanda a quanto descritto nel capitolo LVOC.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.2.	18 Sistemi a vapore	APPLICATA Anche per la produzione di vapore Raffineria di Gela applica tutte le tecniche a partire dalla progettazione fino al recupero atte ad ottimizzare la produzione e la distribuzione del vapore.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.3.	19 Recupero di calore	APPLICATA All'interno dell'impianto il calore latente dei fluidi viene riutilizzato dove necessario in altre parti di impianto (recupero termico). Periodicamente tali sistemi di scambio termico vengono mantenuti al fine di mantenerli in completa efficienza.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.5.	21-22-23 Alimentazione di energia elettrica	APPLICATA L'energia elettrica viene approvvigionata dalla rete nazionale. Raffineria di Gela applica tecniche per ottimizzare il consumo di energia elettrica.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.6.	24 Motori elettrici	APPLICATA All'interno dell'impianto è presente un programma periodico di manutenzione delle apparecchiature (implementato anche all'interno del Sistema di Gestione Ambientale) al fine di consentire l'utilizzo dell'impianto in condizioni sempre efficienti (anche da un punto di vista energetico). Tutti i motori di nuova installazione presentano elevati standard di efficienza energetica e sono sottoposti a regolare monitoraggio operativo e manutenzione preventiva per mantenere la efficienza ai livelli desiderati.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.7.	25 Sistemi ad aria compressa	APPLICATA I compressori sono inseriti nel piano di manutenzione preventiva di Raffineria. All'interno dell'installazione RAGE è presente un programma periodico di manutenzione delle apparecchiature (implementato anche all'interno del Sistema di Gestione Ambientale) al fine di consentire l'utilizzo dell'impianto in condizioni sempre efficienti (anche da un punto di vista energetico).	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.8.	26 Sistemi di pompaggio	APPLICATA Le pompe di nuova installazione sono scelte ed installate unitamente ai sistemi di	CONFORME	Nessuna criticità



BREF su efficienza energetica				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore	Conformità alle BAT	Note ISPRA
		raccordo secondo le migliori pratiche di ingegneria e norme tecniche applicabili. Anch'esse rientrano nel piano di monitoraggio e manutenzione preventiva applicabile a tutte le attrezzature di Stabilimento.		rilevata
4.3.9.	27 Sistemi di riscaldamento, ventilazione e condizionamento d'aria	APPLICATA All'interno dell'impianto e presente un programma periodico di manutenzione delle apparecchiature (implementato anche all'interno del Sistema di Gestione Ambientale) al fine di consentire l'utilizzo dell'impianto in condizioni sempre efficienti (anche da un punto di vista energetico).	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.10.	28 Illuminazione	APPLICATA Raffineria di Gela forma il proprio personale al rispetto delle proprie procedure anche allo scopo di migliorare la performance ambientale. Il sistema di illuminazione è efficientato, con limitazioni dovute alla necessità di garantire le condizioni di sicurezza per gli operatori.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
4.3.11.	29 Processi di essiccazione, separazione e concentrazione	APPLICATA Impianto di pretrattamento acque provvisto di trattamento fanghi.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata

8.5. BREF “EMISSION FROM STORAGE”

BREF su sistemi di stoccaggio				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore (se applicabile)	Conformità alle BAT	Note ISPRA
5.1.1.1.	Progettazione di serbatoi Localizzazione e layout Procedure operative e strumentazione per evitare la tracimazione	APPLICATA I serbatoi sono dimensionati e progettati in base alle diverse esigenze: - caratteristiche chimico - fisiche della sostanza contenuta; - strumentazione richiesta; - comportamento in caso di emergenza. Nuovi serbatoi progettati in materiale idoneo allo specifico contenuto, con rivestimento in resina epossidica e serpentine di riscaldamento in acciaio inox, tutti fuori terra in area pavimentata e dotata di sistemi di contenimento, e doppio fondo qualora contenenti sostanze idrocarburiche. 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).	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.1.	Ispezioni e manutenzioni	APPLICATA Al fine di verificare le condizioni strutturali dei serbatoi di stoccaggio nelle fasi di carico e scarico, vengono effettuati appositi controlli	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
		così come previsto dalle procedure presenti nel SGI. Di seguito una lista, non esaustiva, delle procedure: - opi ope 004 - Controlli serbatoi di stoccaggio e relativi bacini; - opi man 005 - Ispezione dei serbatoi di stoccaggio prodotti petroliferi. È prevista inoltre la manutenzione periodica delle apparecchiature presenti (serbatoi inclusi) secondo un apposito piano di manutenzione interno che tiene conto del livello di criticità delle apparecchiature stesse.		
5.1.1.1	Ubicazione e layout	APPLICATA Lo stoccaggio delle materie prime, degli ausiliari e dei prodotti finiti a pressione atmosferica, avviene in serbatoi fuori terra.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.1.	Colore dei serbatoi	APPLICATA Tutti i serbatoi contenenti sostanze volatili hanno colore idoneo a garantire la necessaria riflettanza, mediante utilizzo di apposite vernici termoriflettenti	CONFORME	
5.1.1.1	Minimizzazione delle emissioni	APPLICATA I serbatoi sono fuori terra in area pavimentata e dotati di sistemi di contenimento, e doppio fondo qualora contenenti sostanze idrocarburiche.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.1.	Monitoraggio VOC	NON APPLICATA Raffineria di Gela applica una tecnica mista costituita dal monitoraggio di tutti gli asset afferenti (linee, valvole, accoppiamenti, pompe, ecc.) al Parco Generale Serbatoi, al Parco GPL (inclusi i sigari dell'imbottigliamento GPL), e da una stima mediante metodo di calcolo riconosciuto per le emissioni dirette dai serbatoi.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.1.	Sistemi dedicati	APPLICATA I serbatoi sono dedicati ad uno specifico prodotto.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.2.	Serbatoi a tetto flottante esterno	APPLICATA I serbatoi a tetto galleggiante presenti in Raffineria sono del tipo a singolo pontone dotati di un sistema di tenuta ad elevata efficienza, costituito da una tenuta primaria del tipo “Liquid mounted” e da una tenuta secondaria del tipo “Rim mounted” così come	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA (MASE) - COMMISSIONE ISTRUTTORIA AIA-IPPC
Raffineria di Gela S.p.A. – (ID 83/14629) Riesame AIA del D.M. 383/2021

BREF su sistemi di stoccaggio				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore (se applicabile)	Conformità alle BAT	Note ISPRA
		previsto dalla BAT.		
5.1.1.2.	Serbatoi a tetto fisso	APPLICATA Nei serbatoi a tetto fisso della Raffineria non vengono stoccati prodotti tossici, cancerogeni e mutageni tali da richiedere il trattamento dei vapori e comunque in tali serbatoi vengono stoccati solo prodotti con bassa tensione di vapore.	CONFORME	Non viene quantificato un valore soglia, es. < ...kPa a una specifica temperatura
5.1.1.2	Stoccaggio in pressione	APPLICATA Lo stoccaggio in pressione viene utilizzato per lo stoccaggio di tutte le categorie di gas liquefatti.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.3.	Procedure operative ed addestramento	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.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.3.	Perdite dovute alla corrosione e/o erosione. Strumentazione e sistemi di rilevamento perdite. Approccio basato sul rischio alle emissioni nel suolo sotto i serbatoi. Programmi di rilevamento perdite e manutenzione.	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. Ove necessario sono inoltre implementati sistemi inibitori di corrosione. Nell'ambito del piano di manutenzione sono previsti controlli specifici per la corrosione delle sfere. Il piano di manutenzione prevede una specifica ispezione basata sul rischio (RBI). Tutte le sfere in servizio sono state costruite prevedendo un PWHT. Tutti i serbatoi sono dotati di apposito sistema strumentale per la prevenzione del sovrariempimento. Eventuali perdite di fluidi dai serbatoi sono evidenziate nei normali giri di controllo degli operatori addetti alla conduzione e sorveglianza degli impianti produttivi presenti in ciclo continuo, supportati dalla eventuale strumentazione dislocata in campo. Nelle sfere e nei sigari contenenti GPL sono installati sistemi di rilevamento gas infiammabili oltre che controllori di livello con relative logiche di allarme/blocchi, nei serbatoi a tetto galleggiante sono installati indicatori di livello, inclinometri sui tetti e cavi termosensibili. Tutti i serbatoi contenenti prodotti idrocarburi sono dotati di doppio fondo. Apposite procedure del SGI disciplinano il controllo periodico del doppio fondo per la verifica dell'integrità del primo fondo oltreché per verificare l'integrità dell'intero serbatoio. Il rischio viene inoltre ulteriormente minimizzato attraverso le misure: <ul style="list-style-type: none">progettazione adeguata alla natura del fluido;gestione delle modifiche coerente con il Sistema di Gestione Sicurezza.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.3.	Protezione del suolo attorno ai serbatoi – contenimento.	APPLICATA I serbatoi presenti, contenenti fluidi pericolosi, sono dotati di bacini di contenimento.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.3.	Aree infiammabili e fonti di ignizione. Sistemi antincendio.	APPLICATA Gli impianti sono progettati analizzando anche le necessità per il rischio incendio.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.3.	Protezione dal fuoco.	APPLICATA Le apparecchiature degli impianti sono conformi alla classificazione ATEX della relativa zona di installazione	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.1.1.3.	Contenimento degli estinguenti contaminati	APPLICATA Le aree impianti ove sono posizionati i presidi antincendio sono pavimentate e drenate alla fognatura oleosa di Raffineria ed inoltre nel sistema antincendio vengono utilizzati solo materiali estinguenti biodegradabili e non pericolosi per l'Ambiente.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.2.2.1.	Piping	APPLICATA Tutte le tubazioni che trasportano prodotti idrocarburi sono fuori terra. Tutte le linee fanno parte di un sistema di monitoraggio e manutenzione basato sulla tecnica RBI di ispezione e manutenzione che il Gestore già attua sulle condotte esistenti. Il controllo dei VOC sulle linee ed apparecchiature di impianto viene effettuato tramite il programma LDAR. Sulla base delle risultanze del suddetto monitoraggio la Raffineria di Gela implementa gli ulteriori interventi volti alla minimizzazione dei VOC dagli elementi critici. La Raffineria effettua gli interventi manutentivi in accordo alle specifiche di linea (in funzione dei fluidi di processo e delle condizioni operative). La Raffineria di Gela ha implementato un sistema di Gestione dell'ASSET INTEGRITY che segue la vita dell'asset dalla sua progettazione fino alla sua dismissione nel rispetto della presente BAT.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.2.2.3.	Valvole	APPLICATA Le installazioni presso la Raffineria di Gela sono conformi alle specifiche di linea che rispondono ai requisiti della ANSI B 31.3.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata



BREF su sistemi di stoccaggio				
Punto	BAT	Azione prevista dal Gestore (se applicabile)	Conformità alle BAT	Note ISPRA
5.2.2.4.	Installazione e manutenzione di pompe e compressori.	APPLICATA Le Pompe e i compressori sono progettati ed installati secondo le indicazioni della BAT e le indicazioni del costruttore.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata
5.2.2.4.	Sistemi di tenuta delle pompe e compressori.	APPLICATA Le apparecchiature della Raffineria sono progettate nel rispetto delle normative vigenti. I sistemi di tenuta dei compressori sono progettati ed installati secondo le indicazioni della BAT e le indicazioni del costruttore.	CONFORME	Nessuna criticità rilevata

9. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione della documentazione resa pubblica dall'Autorità Competente sul portale <https://va.minambiente.it/it-IT> non sono presenti osservazioni del pubblico.

10. CONSIDERAZIONI DEL GI

10.1. PROCEDIMENTO DI VIA

Gli interventi proposti dal gestore riguardano il procedimento “Biojet e potenziamento sezione di degumming dell'impianto BTU” che è stato sottoposto a procedura di VIA (art. 23 D.Lgs 152/2006), conclusasi con giudizio positivo di compatibilità ambientale con Decreto MiTE n. 138 del 13/03/2023, vincolato all'ottemperanza delle condizioni ambientali riportati nel Parere n. 336/2022 delle CTVA; quelli pertinenti sono state qui recepiti in ottemperanza all'art. 26, commi 1 e 2 del D.Lgs. 152/2006⁶.

Il Decreto VIA si è espresso positivamente anche sulla richiesta di revisione della prescrizione A.8 - oggetto del Parere CTVA n.274 del 10/06/2022 -, limitatamente al rifiuto olio esausto di cottura (UCO) classificato con EER 20.01.25, “oli e grassi commestibili”.

Il Decreto VIA 138/2023 prescrive condizioni ambientali riferite alla fase di esercizio e alle fasi ante e post operam. In quanto pertinente all'AIA, si riporta sotto il testo della condizione ambientale n. 1, relativa alla fase di esercizio:

“Condizione ambientale n. 1

Il Proponente, per la valutazione dell'impatto odorigeno relativo alle attività svolte nello stabilimento, dovrà redigere un piano di monitoraggio delle emissioni odorigene basato sulla raccolta informatizzata in tempo reale delle segnalazioni provenienti dalla popolazione esposta. Il sistema informatico dovrà essere messo a disposizione di ARPA Sicilia per le opportune verifiche atte ad escludere la presenza di impatti significativi sulla qualità della vita della popolazione esposta.”

10.2. PROCEDIMENTO DI AIA STRALCIATO

L'istanza del gestore Raffineria di Gela comprende due tipologie di interventi che richiedono modifiche al Decreto AIA vigente DM 383/2021.

A seguito delle modifiche in progetto, la capacità autorizzata di pretrattamento della carica grezza, 816.000 t/anno, e di produzione di biocarburanti e biocombustibili della Bioraffineria, 680.000 t/a, non subiranno variazioni.

In relazione al presente procedimento, si deve evidenziare che il gestore aveva dapprima richiesto anche l'autorizzazione all'utilizzo di materie prime meno raffinate e più facilmente disponibili sul mercato, come materia prima il rifiuto olio esausto di cottura (UCO) classificato con EER 20.01.25, “oli e grassi commestibili”, in aggiunta alle altre materie prime autorizzate.

Su richiesta dello stesso gestore, tale attività è stata successivamente stralciata ed è stato avviato dall'Autorità Competente AIA uno specifico procedimento identificato con ID 83/14671, cui si rimanda per gli approfondimenti in merito, concluso con esito favorevole (Prot. CIPPC.REGISTRO UFFICIALE(U).0001407.03-10-2023).

Le due tipologie degli interventi oggetto del procedimento AIA riguardano:

(1) **Progetto Biojet**. È finalizzato alla produzione di biocarburanti avio (HVO Jet fuel) in aggiunta/alternativa ai

⁶ ART. 26 (Integrazione del provvedimento di VIA negli atti autorizzatori).



biocarburanti/biocombustibili già autorizzati (HVO diesel; HVO GPL; HVO nafta; fuel gas) (par. 8.3 del PIC parte integrante del DM (AIA) 383/2021, vigente, che ne fissa anche la MCP complessiva a 680.000 t/a);

(2) **Degommazione acida.** Il progetto prevede l'installazione di una nuova quarta linea di degommazione acida, in aggiunta alle altre tre esistenti e di pari capacità (28 t/h ciascuna).

In tal modo sarà soddisfatta la maggiore capacità di degommazione richiesta dalle nuove cariche (materie prime di seconda generazione, quali oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e cariche di tipo *advanced* o di terza generazione (per esempio oli da alghe, materiale lignocellulosico, biooli). La 4^a linea consentirà anche una migliore elasticità e affidabilità operativa.

Gli interventi proposti includono, inoltre, l'adeguamento del sistema delle utilities e delle opere di interconnecting fra le sezioni esistenti.

Le modifiche sulle linee di produzione esistenti descritte nel par. 6.1÷6,6 e le variazioni degli impatti sull'ambiente descritte nel par. 6.7 sono contenute e motivate dall'estensione all'utilizzo di materie prime più grezze (oli vegetali usati, UCO) e dall'introduzione di processi di produzione di biocarburanti di qualità più elevata (avio, HVO Jet fuel).

10.2.1. CONSIDERAZIONI GENERALI DEL GI

A valle dell'analisi della documentazione tecnica trasmessa dal Gestore non si rappresentano particolari criticità connesse con la proposta di modifica di AIA.

Il quadro prescrittivo del presente PIC è inteso a:

- estendere le prescrizioni del vigente DM 383/2021 alle nuove unità,
- aggiornare e meglio definire le emissioni convogliate in atmosfera con bassi valori emissivi, cosiddette sotto soglia, nuove e esistenti,
- introdurre specifiche condizioni per un miglior allineamento alle BAT, es. riduzione dei quantitativi di rifiuti prodotti e efficientamento energetico,
- attivare dal 2024 un Piano di monitoraggio aggiuntivo delle emissioni, propedeutico all'allineamento entro il 2026 alla recente Decisione di Esecuzione (UE) 2022/2427 (detta WG) relativa alle emissioni in atmosfera dagli impianti chimici.

10.2.2. CONSIDERAZIONI DEL GI SU ASPETTI SPECIFICI

1 - EMISSIONI CONVOGLIATE IN ATMOSFERA.

Le emissioni convogliate di inquinanti in atmosfera più importanti sono dovute agli impianti di combustione. Il fuel gas di stabilimento (avente caratteristiche analoghe al metano) e il metano di rete sono i combustibili utilizzati nella bioraffineria ⁷.

Gli impianti di combustione sono dotati (ovvero, sono previsti per il nuovo 308-F-901) di tecniche primarie di prevenzione della formazione di inquinanti tramite:

- un sistema di controllo della combustione che consente la regolazione del rapporto aria-combustibile,
- bruciatori ULN (UltraLowNOx) – LNB, invece per la caldaia G500 -, che costituisce una tecnica primaria di controllo degli NOx, di tipo preventivo.

Per gli impianti di combustione è previsto inoltre un efficace controllo delle emissioni in atmosfera mediante il monitoraggio in continuo, SME, per gli inquinanti NOx, SO₂, CO, Polveri emessi:

Camino	Apparecchiatura	Potenza termica nominale	SME
E21-4	Caldaia G500	170 MWt (*)	SI

⁷ Consumo di combustibili della bioraffineria (anno 2022): Fuel Gas 11.023.982 Sm³; Metano (di integrazione) 23.143.654 Sm³.



E _{steam}	Steam reforming	84 MWt	SI
E4	CO-Boiler, Produzione vapore	40 MWt	SI
E14 (nuovo da autorizzare)	Nuovo reattore 308-F-901	13,7 MWt	SI (prescritto)
E16	Ossidatore Termico, “termocombustore” per trattamento gas acidi di coda (H ₂ S), con caldaia a recupero; a valle del LOCAT	--	SI
E12	Unità Isomerizzazione (Unità 308)	4,1 MWt	NO
E13	Unità Deossigenazione (Unità 307)	3,6 MWt	NO

(*) Non in funzione nel 2022. La CTE – Caldaia G500 alimentata con fuel gas è utilizzata solo per la produzione del vapore necessario ai fabbisogni operativi (essenzialmente in fase di avviamento impianti “green” e per altri impianti del sito). La caldaia G500 verrà gestita con potenzialità LCP > 50 MWt e < 300 MWt. Le due caldaie G500 e CO Boiler non operano mai contemporaneamente essendo attivate in alternativa una all'altra in funzione delle esigenze di vapore degli impianti facenti parte dell'installazione stessa o dei coinsediati.

Le sole emissioni delle unità di combustione E12 e E13, considerata anche la relativamente bassa potenzialità termica, non sono monitorate in continuo con gli (SME).

Per E_{steam}, lo SME misura in continuo anche le concentrazioni di COV e NH₃; quest'ultima, detta “ammonia slip” rappresenta l'eccesso dovuto al dosaggio di urea nel sistema DeNOx-SCR; la concentrazione peraltro prevista è di qualche mg/Nm³ (VLE: 5 mg/Nm³) grazie ai sistemi di regolazione e controllo del dosaggio automatici in continuo.

Nota: In tabella è stato incluso anche il “termocombustore”, in realtà e più correttamente ossidatore termico. Ad esso non si applicano le tecniche primarie elencate, si applica invece un controllo e registrazione in continuo della temperatura minima (800 °C).

1.1. Nuova Emissione (E14) convogliata in atmosfera “Progetto Biojet”.

L'emissione in atmosfera più importante prevista dal presente procedimento è relativa al nuovo “Progetto Biojet” e riguarda il nuovo punto di emissione E14.

Il nuovo punto di emissione E14 convoglia in atmosfera i fumi di combustione (*flue gas*) dal nuovo forno di reazione 308-F-901 (P = 13,7 MWt); il calore prodotto è necessario per il riscaldamento della massa oleosa.

L'inquinante più importante emesso è rappresentato dagli NOx (ossidi di azoto), inquinante prodotto da tutti i processi di combustione in cui il comburente è l'aria: il VLE degli NOx proposto 250 mg/Nm³; il GI ha ritenuto di proporre una riduzione della concentrazione.

Conseguentemente, il flusso annuale emesso alla MCP risulterà 30,8 t/a, invece di 38,5 t/a come proposto.

Sistemi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti di combustione RAGE: sistemi DeNOx.

I sistemi di controllo delle emissioni applicati si basano essenzialmente su tecniche primarie, ovvero di prevenzione, quali: sistemi di controllo della combustione tramite regolazione automatica del rapporto aria-combustibile; utilizzo di bruciatori ULN (UltraLowNOx) a bassa emissione di ossidi di azoto.

I bruciatori utilizzati nel nuovo forno di reazione 308-F-901, che convoglia i fumi al camino E14, come del resto per le altre unità termiche autorizzate sono tutti della tipologia ULN, che minimizza la produzione di ossidi di azoto.

DeNOx-SCR. Solo l'unità esistente di Steam Reforming (emissione E_{steam}), che nel ciclo bio è l'unità di potenza termica più elevata (84 MWt), è dotata di sistema secondario DeNOx, di riduzione chimica degli NOx prodotti: i fumi vengono trattati in un sistema catalitico DeNOx-SCR, utilizzando urea come riducente chimico degli NOx, convertendo gli NOx in N₂ elementare.

Osservazioni del GI:

1) Emissioni convogliate in atmosfera di NOx dall'installazione RAGE: ante e post modifica

Nel 2022 l'emissione totale annua totale di NOx dall'installazione è stata di 26,6 t/a; il consumo annuo totale di materie prime bio è stato di 336.985 t/a, pari al 41% della MCP autorizzata (816.000 t/a). L'emissione specifica di NOx è risultata circa 80 g di NOx/tonn di materie prime.



L'emissione annua totale NO_x 2022, nella configurazione attuale estrapolata alla MCP, risulterebbe 64,5 t/a.

Con le modifiche richieste dal gestore, l'emissione stimata di NO_x risulterebbe: 64,5 + 30,8 = 95,3 t/a, alla MCP, con un incremento percentuale consistente. In realtà, l'incremento atteso, emesso dal forno di reazione 308-F-901, sarà inferiore a 30,8 t/a, essendo tale valore calcolato con riferimento al valore massimo autorizzato (250 mg/Nm³).

L'incremento effettivo potrebbe essere, tuttavia, dimezzato se il forno venisse dotato di sistema DeNO_x-SCR: il GI ritiene necessario un approfondimento al riguardo.

Confronto storico. Il quadro sintetico della variazione degli effetti dell'installazione RAGE sull'aria ambiente è deducibile da un semplice confronto delle emissioni:

- il Report di esercizio dell'anno 2013, con assetto di raffineria tradizionale, registrava: emissione di NO_x = 668,35 t/a e emissione di SO₂ = 4108,40 t/a,
- il Report di esercizio dell'anno 2022, con assetto bio, registrava: emissione di NO_x + SO₂ = circa 30 t/a.

L'emissione in atmosfera di NO_x + SO₂ del 2013 era circa 100 volte maggiore di quella attuale.

2) Recupero energetico (termico) nuovo forno di reazione 308-F-901

La portata prevista dei fumi di combustione emessi in atmosfera dal nuovo camino E14 è circa 21 t/h (17540 Nm³/h). A tale camino saranno convogliati i fumi dal nuovo forno 308-F-901 (P = 13,7 MWt), alimentato con fuel gas autoprodotta dall'installazione / metano (ad integrazione).

Considerata l'elevata temperatura prevista dei fumi emessi (t fumi fino a 380 °C, alla massima potenzialità), il GI ritiene necessario un approfondimento riguardo al possibile recupero termico dei fumi, tenuto conto fra l'altro della presenza nell'installazione bio di più unità che operano a temperature di processo abbastanza elevate.

2 – EMISSIONI DIFFUSE

La stima per il 2022 delle emissioni diffuse di COVNM (non metanici) riportata dal gestore (report annuale di esercizio) risulta pari a 104,94 ton.

Allo scopo di contribuire anche a ridurre tale flusso sono state introdotte le prescrizioni 2 e 3.

3 - PRODUZIONE DI RIFIUTI

I rifiuti prodotti dai vari processi dagli impianti della Bioraffineria a seguito delle modifiche in progetto non subiranno variazioni nella loro tipologia e continueranno ad essere costituiti da: gomme dalla sezione Degumming; terre sbiancanti esauste; fanghi prodotti dall'impianto di trattamento delle acque reflue del BTU; catalizzatori esausti delle Unità di Deossigenazione, Isomerizzazione e di Produzione Idrogeno.

Sotto è riportato il confronto tra le quantità annue dei rifiuti di processo prodotti in assetto autorizzato e di progetto alla MCP:

Descrizione del rifiuto	Codice CER	Fase di provenienza	Stato autorizzato (t/a)	Stato di progetto (t/a)	Variazione %
Gomme separate	020304	Unità BTU	20.909	53.755	157
Terre sbiancanti esauste	020304	Unità BTU	22.000	27.500	25
Fanghi di trattamento acque reflue	020305	Unità BTU	2.850	3.856	35
Catalizzatori esausti	160802*	Unità di Deossigenazione, Isomerizzazione, BioJet e di Produzione Idrogeno	261,7	322,6	23
TOTALE			46.021	85.434	86%

L'utilizzo di rifiuti costituiti da scarti/rifiuti dell'industria alimentare (es. UCO) nel ciclo di Bioraffineria comporterà inevitabilmente un incremento della quantità di rifiuti prodotti, evidenziato in tabella.

L'incremento, in particolare, del rifiuto "Gomme separate", rispetto allo stato autorizzato, è dovuto al maggior utilizzo della nuova tecnica di Degommaggio.



In una logica di “economia circolare”, il GI evidenzia comunque come l'utilizzo di cariche biogeniche provenienti da rifiuti, anche a fronte di un incremento della quantità di rifiuti di “bioraffineria”, comporti un approccio positivo.

Per contenerne l'incremento della produzione di rifiuti di “bioraffineria”, il gestore prevede due impianti dedicati:

- uno al trattamento delle gomme, per separare e recuperare i quantitativi elevati di acqua contenuti,
- uno per minimizzare i fanghi provenienti dal trattamento reflui e contestualmente recuperare parte dell'acqua che verrà riutilizzata nel processo.

La produzione complessiva dei rifiuti generati nella configurazione di progetto riferiti alla MCP sono riportati nella seguente tabella riepilogativa.

Rifiuti	Stato autorizzato, t/a	Stato di progetto, t/a	Variazione %
Totale rifiuti bioraffineria (speciali + pericolosi)	46.021	85.434	85,6
<i>di cui rifiuti speciali pericolosi</i>	<i>261,7</i>	<i>322,6</i>	<i>23</i>

Il gestore rappresenta che la Bioraffineria gestirà tutti i rifiuti prodotti nel rispetto delle norme vigenti in materia ed in regime di deposito temporaneo così come definito dal D.lgs. 152/06 privilegiandone il recupero.

Il GI, considerata l'elevata quantità stimata prodotta nel nuovo assetto, ritiene che il gestore debba individuare ulteriori tecniche di trattamento, in primis trattamenti meccanici (es. filtropressatura, centrifugazione dei fanghi), ma anche mediante altre tecniche quale ad es. la digestione anaerobica, attuando quindi anche un recupero di energia tramite l'utilizzo del biogas prodotto.

11. CONCLUSIONI DEL GI

Il riesame richiesto riguarda l'utilizzo di materie prime più grezze, compresi rifiuti di scarti oleosi alimentari, e la produzione di bio carburanti avio, di più elevata qualità, è accoglibile, il Gruppo Istruttore ritiene tuttavia di introdurre delle prescrizioni rivolte a mitigare ulteriormente gli impatti sull'ambiente e a migliorare i sistemi di controllo.

La modifica proposta dal gestore ha già ottenuto giudizio favorevole di compatibilità ambientale (DM VIA 138/2023).

Il quadro prescrittivo del presente PIC comprende le prescrizioni del PIC di MNS (ID 83/14671).



Prescrizioni ⁽⁸⁾

Emissioni in atmosfera

1. *E14 - Nuova Emissione convogliata in atmosfera.* Per la nuova unità di combustione - forno 308-F-901 (Pot. termica 13,7 MWt), alimentato con fuel gas autoprodotta dall'installazione/gas naturale - relativa al nuovo "Progetto Biojet",

1.1. Devono essere rispettate le caratteristiche delle seguenti tabelle proposte dal gestore:

Dati di progetto del nuovo camino E14 (Progetto Biojet)

Camino	E14
Altezza camino [m]	43 m (da p.c.) 23 m (solo camino)
Diametro interno [m]	1,472
Velocità emissione [m/s]	7,5
Tempo funzionamento [g/anno]	365
Temperatura fumi [°C]	fino a 380
Portata tal quale e normalizzata	Portata dei fumi: 21000 kg/h Portata normalizzata dei fumi: 17540 Nm ³ /h
% O ₂ di riferimento	3%

Caratteristiche emissioni proposte al camino E14

Limiti di emissione in concentrazione		Flusso di massa al camino alla MCP
Inquinante	[mg/Nm ³]	[kg/a]
CO	100	15400
COV	10	1540
H ₂ S	0,6	93
NH ₃	3	461
NO _x	250	30800
Polveri	5	770
SO ₂	35	5400

- 1.2. Entro 24 mesi dalla notifica del presente provvedimento, il camino E14 sarà dotato di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per i seguenti inquinanti: SO₂, NO_x, CO e Polveri. Dovranno essere monitorati in continuo anche i seguenti parametri di processo: tenore di O₂, temperatura, pressione, umidità e portata dei fumi.

Gli inquinanti COV, NH₃ e H₂S - nonché NO_x, SO₂, CO e polveri fino alla messa in funzione dello SME - dovranno essere monitorati con frequenza mensile. Per quanto riguarda la conformità ai limiti, si applicano gli stessi criteri prescritti nel DM 383/2021, in particolare con riferimento all'emissione E4 (CO-boiler);

- 1.3. Implementazione dei sistemi di recupero termico e abbattimento delle emissioni (forno 308-F-901)

- 1.3.1. Entro sei mesi dalla notifica del presente provvedimento, il gestore deve presentare all'AC uno studio di fattibilità relativo a:

- possibilità di un recupero termico dei fumi, considerata l'elevata temperatura prevista dei fumi emessi dal nuovo camino E14 (t fumi fino a 380 °C) e tenuto conto fra l'altro della presenza nell'installazione di più unità che potrebbero utilizzare tale calore;
- modalità di implementazione di automatismi per ottimizzare il rendimento di combustione.

⁽⁸⁾ Il quadro prescrittivo del presente PIC comprende anche le prescrizioni del PIC di MNS (ID 83/14671).



- 1.3.2. Entro sei mesi dalla messa in esercizio dell'impianto, il gestore deve presentare all'AC uno studio di fattibilità per la nuova unità di combustione (forno 308-F-901) relativo a:
- possibilità di installare un sistema DeNOx-SCR per l'abbattimento delle emissioni di ossidi di azoto,
 - riduzione del valore limite delle emissioni di NOx, proponendo una concentrazione allineata alle analoghe emissioni esistenti.
2. Al fine di limitare le emissioni diffuse in atmosfera dovute alle emissioni di vapori di sostanze inquinanti durante lo stoccaggio e le operazioni di carico/scarico, il gestore deve adottare i seguenti accorgimenti per i contenitori (serbatoi, vasche) di liquidi organici o inorganici con tensione di vapore $\geq 1,0$ kPa alla temperatura di esercizio più elevata:
- collocare i serbatoi in aree dotate di copertura, ovvero utilizzare serbatoi con superficie termoriflettente, o a basso assorbimento delle radiazioni solari;
 - effettuare le operazioni di carico/scarico a circuito chiuso, effettuando la polmonazione con gas inerte;
 - utilizzare sistemi di captazione, convogliamento forzato e trattamento degli sfiati con idonei sistemi di abbattimento, privilegiando il recupero di materia, e in subordine di energia.
3. Entro sei mesi dalla notifica del presente provvedimento, il gestore deve trasmettere all'Autorità competente e all'Autorità di controllo:
- 3.1. un elenco completo e aggiornato dei contenitori esistenti e/o previsti cui al punto 2 sopra, con le relative sigle identificative e specificando per ognuno: capacità, natura del prodotto contenuto, sigla di identificazione e tipologia del sistema di captazione (sfiato naturale/forzato) e di abbattimento – applicato e previsto (specificando la tempistica) -, i sistemi di protezione anti irraggiamento solare, le modalità e la periodicità di ispezione al fine di verificarne l'integrità (riportando data e modalità ultimi controlli fatti e prossimi previsti);
- 3.2. di ciascun sfiato in atmosfera devono essere riportati: le sigle, tutti i dati fisici (geolocalizzazione, sorgente, portata nominale in Nm³/h, inquinanti emessi) e dati misurati (portata e concentrazioni) - a monte e a valle di eventuali sistemi di abbattimento, sigle dei punti di emissione, fornendo anche tutte le schede ISPRA pertinenti aggiornate;
- 3.3. di ciascun sistema di abbattimento deve essere fornita un'adeguata descrizione specificando i dati essenziali di dimensionamento, le modalità operative di esercizio e manutenzione (ad es. per gli wet scrubber: temperatura esercizio, pH (e/o altri parametri di monitoraggio in continuo e di set-point), portata liquido di lavaggio, rapporto portata liquido di lavaggio/portata aria trattata, portata dello spurgo continuo (ovvero, quantità spurgata e frequenza);
- 3.4. deve inoltre essere trasmessa una planimetria aggiornata dei punti di emissione ("Allegato B20_Planimetria punti di emissioni e scarichi");
- 3.5. per il serbatoio a tetto fisso S10 (capacità ca. 250 m³), la scadenza è prorogata a 36 mesi, per consentire la costruzione del nuovo serbatoio e dei relativi dispositivi/accorgimenti necessari per ottemperare alle condizioni previste. Il nuovo serbatoio sostituirà quello esistente.
4. Entro quattro anni dalla pubblicazione della Dec. Esec. UE 2022/2427 ("WGC") (GU UE del 12.12.2022) tutte le emissioni in atmosfera, compresi gli sfiati, devono rispettare i BAT-AEL indicati.
- In previsione dell'avvio del procedimento di riesame per l'adeguamento alla D.E. WGC, il gestore è tenuto, a partire dal 2024, all'effettuazione di un monitoraggio conoscitivo, con frequenza almeno quadrimestrale, per la misurazione delle concentrazioni e la determinazione dei flussi di massa nelle emissioni convogliate degli inquinanti previsti dalle BAT Conclusion WGC e valutati pertinenti dallo stesso Gestore; per gli inquinanti per cui la BATC-WGC non prevede modifiche (modalità di misura, espressione dei risultati, ecc.) si farà riferimento agli esiti in applicazione del PMC vigente.
- Le modalità e i metodi saranno quelli individuati nella BATC-WGC.
- I report annuali relativi all'esercizio degli anni 2024, 2025 e 2026 comprenderanno il capitolo "*Monitoraggio WGC*" con i risultati ottenuti e una valutazione del gestore sullo stato di allineamento alle BATC-WGC per i singoli punti di emissione.



5. Sezione Degumming - impianto BTU: 4^a linea. L'unica nuova fonte di emissione tecnicamente convogliabile risulta essere riconducibile allo wet scrubber utilizzato per l'abbattimento delle sorgenti odorigene della nuova 4^a linea.

Il gestore specifica che per tale stream non è atteso un flusso superiore alla soglia di rilevanza, come indicato per le 3 linee esistenti, e pertanto ininfluenza rispetto al quadro emissivo complessivo della BioRaffineria di Gela. Il punto di emissione rientra tra gli sfiati assoggettati alla prescrizione n. 2, sopra.

Produzione di rifiuti

6. Considerato che le modifiche proposte comporteranno un utilizzo significativo di scarti/rifiuti (es. UCO), in sostituzione di materie prime più raffinate, comportando una maggior produzione di rifiuti, il gestore deve entro tre mesi dalla notifica del presente provvedimento trasmettere all'AC uno Studio di Fattibilità relativo alla possibilità di riduzione dei quantitativi annui dei rifiuti da smaltire, valutando prioritariamente l'applicazione di tecniche fisico-meccaniche, quali ad esempio pressatura, disidratazione, centrifugazione. Lo studio deve porsi come obiettivo il non superamento delle quantità previste nell'AIA, ante modifica.⁹

La presente prescrizione, come richiamato nella Premessa del PIC (Par. 5), assorbe la prescrizione n. 1.1 del Provvedimento CIPPC.Registro Ufficiale.U.0001407.03-10-2023 (ID 83/14671) di Modifica non sostanziale dell'AIA.

In caso di previsione di risultati non soddisfacenti, lo SdF dovrà essere esteso ad altre tecniche, fra cui la digestione anaerobica con recupero energetico del biogas prodotto.

Emissioni odorigene

7. Considerato che la modifica proposta potrebbe comportare un incremento delle emissioni odorigene, entro tre mesi dalla messa in esercizio dell'assetto con le modifiche proposte, il Gestore deve mettere in atto la prescrizione n. 61 del PIC DM 383/2021, relativa all'effettuazione con cadenza annuale della misura degli odori, anticipando alla scadenza di tre mesi l'effettuazione della campagna di misure relative all'anno di esercizio in corso.

Si prescrive inoltre di trasmettere un programma di interventi al fine di mantenere i livelli di odore entro gli attuali valori misurati, fermo restando il rispetto di eventuali limiti normativi.

Il PMC dovrà tenere in considerazione il "Decreto direttoriale di approvazione degli indirizzi per l'applicazione dell'articolo 272-bis del dlgs 152/2006 in materia di emissioni odorigene di impianti e attività" (prot. MASE.VA.Registro Decreti.R.0000309.28-06-2023).

Comunicazioni

8. Anche ai fini dell'ottemperanza a quanto prescritto e delle attività di controllo, il gestore almeno 15 gg prima dell'inizio dell'esercizio delle nuove attività proposte, deve darne comunicazione all'autorità di controllo e a ARPA Sicilia.
9. Trattandosi di Impianto a rischio di incidente rilevante, soggetto a notifica e rapporto di sicurezza il provvedimento di modifica andrà trasmesso all'autorità competente ex D.Lgs. 105 del 26 giugno 2015.

12. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e controllo vigente sarà aggiornato a valle dei lavori del Gruppo Istruttore per le parti di riferimento del nuovo assetto, tenendo conto anche di quanto stabilito nelle fasi di attuazione del PMC attuale come da nota ISPRA prot. 11378 del 03/03/2022.

⁹ La produzione complessiva dei rifiuti generati nella configurazione di progetto riferiti alla MCP è:

Rifiuti	Stato autorizzato, t/a	Stato di progetto, t/a	Variazione, %
Totale rifiuti bioraffineria (speciali + pericolosi)	46.021	85.434	85,6
di cui rifiuti speciali pericolosi	261,7	322,6	23