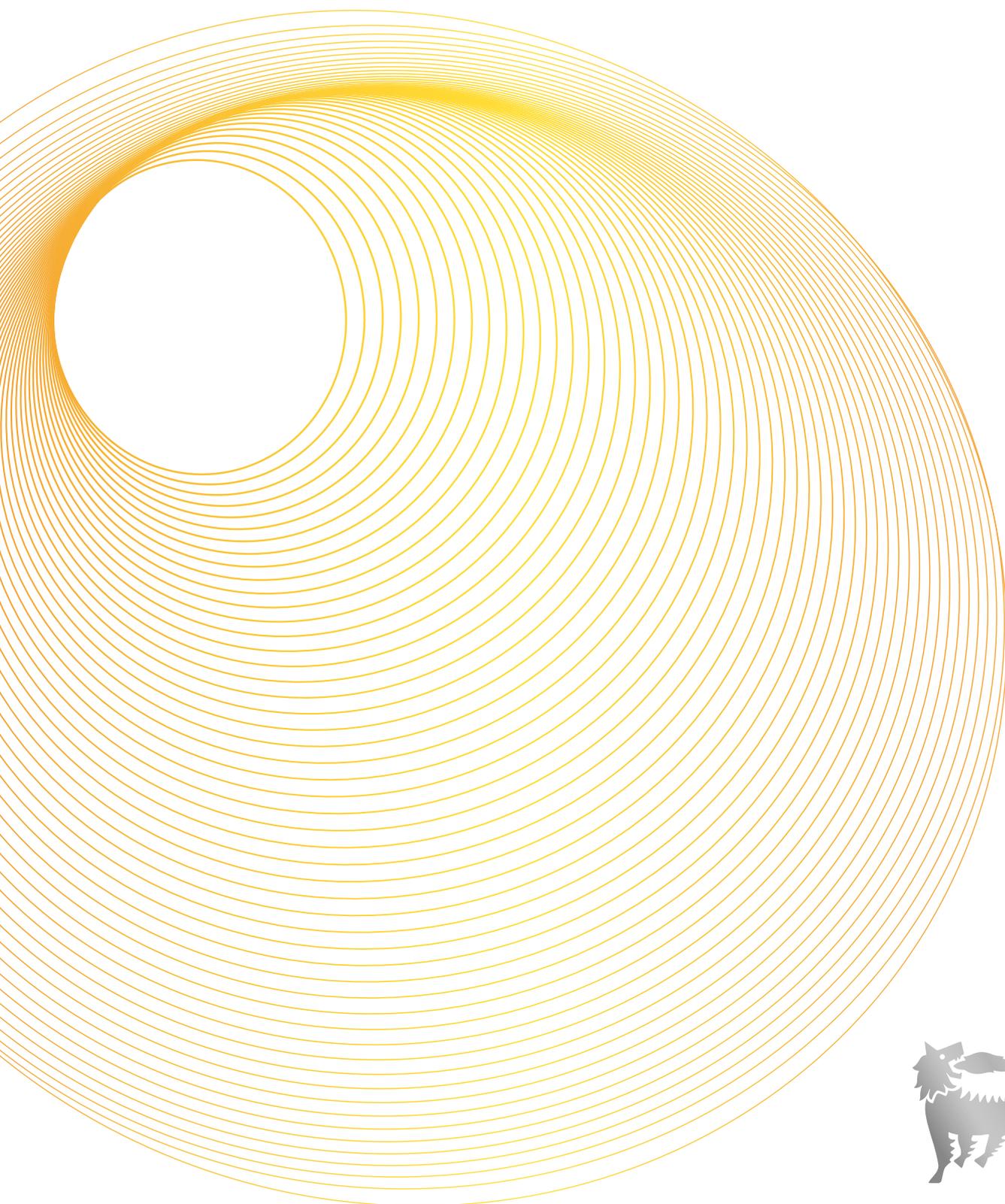


Eni  
Raffineria di Venezia  
Dichiarazione Ambientale

**2020-2022**

Edizione 2020





# Eni Raffineria di Venezia Dichiarazione Ambientale **2020-2022**

**Edizione 2020**

Regolamento CE 1221/2009 (EMAS) modificato  
dal Regolamento UE 2017/1505 e dal Regolamento UE 2018/2026



## Premessa – Guida alla lettura del documento

Eni S.p.A. ha conseguito nei primi anni 2000 la registrazione EMAS per le proprie raffinerie e gli stabilimenti e depositi ad esse connessi, operanti sul territorio nazionale.

Le Organizzazioni di Eni S.p.A. hanno consolidato in questi anni il patrimonio di conoscenze ed esperienze maturate nell'applicazione del Regolamento EMAS, sia in termini di efficienza interna nella gestione degli aspetti ambientali, sia come proficuo dialogo ed efficace interazione con i diversi soggetti coinvolti nel processo di certificazione/registrazione e nel suo mantenimento.

In tale contesto, è emersa la decisione aziendale di strutturare una Dichiarazione Ambientale, che, nel rispetto della storia e delle peculiarità specifiche del sito, risponda ai requisiti dei Regolamenti UE 2017/1505 e 2018/2026 (EMAS) e risulti sempre aggiornata nello scopo, nella struttura e nello stile. La presente edizione della Dichiarazione Ambientale EMAS è dunque ispirata a precisi principi e specifici criteri operativi, con l'obiettivo di mantenere viva una comunicazione chiara e trasparente, secondo un percorso di impegno aziendale consolidato e sempre orientato al miglioramento.

I contenuti della Dichiarazione Ambientale 2020-2022 sono stati aggiornati al dicembre 2019 e riportano i dati del triennio 2017-2019 relativi alle installazioni di competenza della Raffineria ed alle proprie attività industriali.

Principi della Dichiarazione Ambientale (DA)	Struttura del documento
La Dichiarazione Ambientale è espressione dell'impegno alla tutela ambientale dell'intera Organizzazione a cui si riferisce.	Il documento presenta l'Organizzazione nel suo complesso, osservando il necessario livello di dettaglio nella presentazione di dati e di informazioni specifiche.
La struttura della Dichiarazione Ambientale deve guidare la lettura degli argomenti di principale interesse.	Il documento presenta quattro Sezioni che forniscono un'informazione completa in materia ambientale: l'Introduzione (Sez. 1), l'Organizzazione, le Attività, l'Impegno Ambientale, Energetico, di Salute e Sicurezza (Sez. 2), gli Aspetti Ambientali ed Energetici significativi (Sez. 3), il Programma di Miglioramento (Sez. 4).
La Dichiarazione Ambientale si rivolge al territorio e pertanto esprime, insieme ai dati e alle informazioni generali, elementi di caratterizzazione concernenti il sito.	Oltre ad approfondimenti sui processi produttivi e sulle caratteristiche ambientali del territorio, il documento propone diverse tipologie di dati/indicatori specifici. L'insieme degli indicatori è strutturato in coerenza con i Regolamenti UE 2017/1505 e UE 2018/2026.
La Dichiarazione Ambientale è destinata ad una pluralità di soggetti, aventi competenze diverse e con fabbisogni informativi non omogenei.  Il documento deve proporre linguaggi espositivi differenziati che si esprimono in aree descrittive diverse.	Il corpo del testo presenta informazioni per la generalità dei soggetti interessati; le parti di testo su fondo verde chiaro offrono contenuti di dettaglio per interlocutori più esperti; le informazioni messe in evidenza a lato del corpo principale propongono considerazioni di carattere più divulgativo, consentendo un'agevole lettura del documento ad un pubblico ampio di lettori.

<b>Sezione 1 - Introduzione</b>	<b>4</b>	
	5	1.1 La Dichiarazione Ambientale
	6	1.2 La Raffineria nel contesto del Territorio
	7	1.3 Il Verificatore Ambientale
<b>Sezione 2 - L'Organizzazione e le sue attività</b>	<b>8</b>	
	8	2.1 Descrizione generale della Raffineria
	9	2.2 La struttura organizzativa della Raffineria
	10	2.3 Il Sistema di Gestione Integrato HSE e il Sistema di Gestione dell'Energia
	12	2.4 Il progetto di BioRaffineria e la biosostenibilità
	15	2.5 Le certificazioni dei Sistemi di Gestione
<b>Sezione 3 - Aspetti Ambientali ed energetici</b>	<b>16</b>	
	16	3.1 Materiali
	21	3.2 Energia
	27	3.3 Acqua - Approvvigionamento ed utilizzo della risorsa idrica
	29	3.4 Acqua - Emissioni in corpi idrici
	31	3.5 Emissioni in aria
	40	3.6 Rifiuti
	44	3.7 Suolo/sottosuolo e falda
	52	3.8 Emissioni acustiche
	54	3.9 Emissioni odorigene
	56	3.10 Uso del suolo in relazione alla biodiversità
	58	3.11 Elettromagnetismo e radiazioni ionizzanti
	58	3.12 Sostanze particolari (MCA, FCR)
<b>Sezione 4 - Programmi di Miglioramento Ambientale</b>	<b>59</b>	
	60	4.1.a Programma di Miglioramento Ambientale - Tabulazione investimenti 2017-2019
	61	4.1.b Programma di Miglioramento Ambientale - Investimenti pianificati 2020-2022
	62	4.2 Programma di Miglioramento Ambientale - Azioni di controllo gestionale
<b>Allegati</b>		
	66	1 Struttura del sito e caratteristiche del processo produttivo
	74	2 Analisi di contesto, identificazione degli Aspetti Ambientali e valutazione degli impatti e dei rischi
	77	3 Sintesi dei provvedimenti autorizzativi per l'esercizio dell'attività
	78	4 Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity

## Sezione 1 Introduzione

La Linea di Business (BU) Refining & Marketing di Eni S.p.A. con sede legale a Roma (di seguito, Eni) si occupa delle attività di acquisto, approvvigionamento e lavorazione di materie prime di origine petrolifera e biologica, e delle operazioni di raffinazione e commercializzazione dei prodotti ottenuti principalmente in Italia, Europa e America Latina.

### Per saperne di più



#### Il sistema di raffinazione Eni

Il sistema di raffinazione di Eni è costituito dalla gestione diretta delle Raffinerie di Sannazzaro, Livorno, Taranto, delle BioRaffinerie di Venezia e di Gela e dalla partecipazione in strutture industriali in Italia (Raffineria di Milazzo), in Germania, nella Repubblica Ceca e in Venezuela.

Nell'attività di raffinazione, Eni intende rafforzare la propria posizione competitiva incrementando la capacità di conversione e la flessibilità delle proprie raffinerie, sia per adeguare le produzioni alla normativa ambientale europea, sia per differenziare la propria offerta di carburanti, a beneficio della propria clientela.

Eni ha da sempre attribuito valore prioritario all'innovazione esplicitamente orientata a coniugare lo sviluppo di prodotti pregiati e di alta qualità con risultati sempre più mirati all'efficacia e all'efficienza della protezione ambientale, premessa fondamentale per una crescita equilibrata e sostenibile.

Parallelamente al perseguimento di obiettivi di miglioramento della qualità anche ambientale dei prodotti, Eni si è impegnata in iniziative mirate alla prevenzione degli impatti sull'ambiente e sulla sicurezza e salute delle persone all'interno e all'esterno dei luoghi di lavoro, anticipando spesso l'adozione di misure successivamente divenute norme legislative.

È in tale contesto che si inquadra la decisione aziendale di dotare progressivamente tutti i siti operativi di Eni di un Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza ed Ambiente (HSE) certificato secondo gli standard internazionali ISO 14001 e OHSAS 18001 evoluta in ISO 45001, perseguendo così l'obiettivo di creare e diffondere nel proprio personale sensibilità, conoscenze e competenze volte a migliorare nel tempo la gestione degli aspetti ambientali, della salute e della sicurezza legati al processo produttivo e alle relative prestazioni.

Eni ha completato per le realtà operative a più rilevante impatto ambientale un programma di "adesione volontaria delle Organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS)", conforme ai requisiti del Regolamento CE 1221/2009 e s.m.i., confermando in tal modo il percorso di legittimazione degli impegni assunti e dei risultati conseguiti nei confronti dei propri interlocutori.

Nel mese di marzo del 2003 la Raffineria di Venezia ha conseguito la Registrazione EMAS, prima in Italia. Successivamente – rispettivamente nel mese di settembre 2004, marzo 2005, e aprile 2007 – anche le Raffinerie di Livorno, Taranto e Sannazzaro hanno raggiunto tale risultato.

Nel mese di dicembre del 2012 la Raffineria di Venezia ha conseguito la certificazione OHSAS 18001 completando la struttura del proprio Sistema di Gestione Integrato HSE. Nel mese di gennaio 2020 la certificazione OHSAS 18001 è stata aggiornata agli standard ISO 45001.

I codici NACE della Raffineria sono 19.20 – *Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio* e 20.11 – *Fabbricazione di gas industriali*.

### Scheda di approfondimento

#### La certificazione ISO 14001 e la registrazione EMAS

La norma internazionale ISO 14001 (emessa nel 1996 e aggiornata con le edizioni del 2004 e del 2015) e il Regolamento Europeo EMAS del 2009 (aggiornato nel 2017 dal Regolamento UE 2017/1505 e nel 2018 dal Regolamento UE 2018/2026) sono gli standard di riferimento per un'Organizzazione che intende certificare le modalità attraverso le quali gestisce gli aspetti ambientali legati al proprio processo produttivo (Sistema di Gestione Ambientale) ed i risultati che ha raggiunto rispetto ad obiettivi di miglioramento prefissati.

L'adesione a tali standard è volontaria; si è così inteso responsabilizzare direttamente le organizzazioni e gli operatori economici ad uno sviluppo sostenibile delle attività produttive, superando la logica del "comando e controllo" legata al mero obbligo del rispetto della legislazione vigente in materia ambientale.

Il Regolamento EMAS incorpora integralmente i requisiti previ-

sti dalla norma ISO 14001 per l'impostazione di un Sistema di Gestione Ambientale, rendendo pertanto tali standard identici da un punto di vista applicativo.

Si riconosce tuttavia al Regolamento Europeo un ruolo di eccellenza, legato in particolare a due degli elementi che lo distinguono dalla norma ISO 14001: il coinvolgimento di un'Autorità di Controllo nel processo di certificazione e l'obbligo di comunicare all'esterno – attraverso un documento dedicato denominato **Dichiarazione Ambientale** – gli impatti ambientali dell'Organizzazione, il programma di interventi definito per migliorare le sue prestazioni ed i risultati da essa raggiunti.

Tali elementi definiscono l'opportunità che un'Organizzazione aderisca al Regolamento EMAS, poiché esso aggiunge all'obiettivo dell'efficacia gestionale della norma ambientale ISO 14001, il contributo derivante dalla completa trasparenza verso i propri interlocutori esterni (*stakeholder*).

## 1.1 - La Dichiarazione Ambientale

La presente Dichiarazione Ambientale si riferisce alla Raffineria di Venezia di Eni sita in Via dei Petroli, 4 - Porto Marghera (VE) e alla sua sub-unità, contigua e tecnicamente connessa, Area Produzione Lubrificanti (APL, ex STAP) sita in Via Righi, 7 - Porto Marghera (VE).

Di seguito il sito verrà indicato come Raffineria di Venezia o più semplicemente Raffineria. Come già indicato nella precedente Dichiarazione Ambientale (ed. 2019), la sub-unità APL non è più operativa dall'agosto 2012, con associati impianti di produzione mantenuti in "stato di conservazione".

Ai sensi di quanto previsto dal Regolamento CE 1221/2009 e s.m.i.:

- la Raffineria si impegna ad aggiornare su base annuale i contenuti della propria Dichiarazione Ambientale;
- ogni aggiornamento è sottoposto ad un processo di convalida da parte di un Verificatore Ambientale accreditato;
- la Dichiarazione Ambientale è resa disponibile al pubblico.

In particolare la Dichiarazione Ambientale:

- è primariamente inviata ad una selezione di portatori di interesse (*stakeholder*) individuati a livello locale (Istituzioni, Associazioni non governative, Ambientaliste, Operatori economici operanti nell'area), a cura dell'Organizzazione di Raffineria;
- è diffusa nel contesto nazionale e internazionale, a cura della Sede Centrale di Eni;
- risulta accessibile e consultabile su sito web di Eni;
- è direttamente inviata a tutti coloro che ne facciano richiesta agli indirizzi e-mail indicati nel retro copertina.

Ai sensi di quanto previsto dal Regolamento CE 1221/2009 e s.m.i., la Raffineria ha predisposto la propria **Dichiarazione Ambientale**

La Dichiarazione Ambientale è aggiornata ogni anno. Il documento è sottoposto ad un processo di verifica di conformità da parte di un Verificatore Ambientale accreditato e viene messo a disposizione del pubblico

## Scheda di approfondimento

### La struttura della Dichiarazione Ambientale

La Dichiarazione Ambientale si presenta strutturata nell'edizione del 2020 nel modo seguente:

- la **Sezione 2** descrive l'Organizzazione, illustra la struttura ed i contenuti del Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE), introduce la Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity della Raffineria di Venezia;
- la **Sezione 3** illustra gli aspetti ambientali ed energetici dell'Organizzazione;
- la **Sezione 4** illustra il Piano di Miglioramento Ambientale dell'Organizzazione.

Gli **allegati in Appendice** riportano:

- la descrizione delle caratteristiche territoriali ed ambientali del sito, delle strutture impiantistiche e del ciclo produttivo "bio" (**Allegato 1**);
- l'analisi di contesto, l'identificazione degli aspetti ambientali e la valutazione degli impatti e dei rischi legati alle attività della Raffineria nell'assetto "bio" (**Allegato 2**);
- la sintesi dei provvedimenti autorizzativi per l'esercizio dell'attività produttiva (**Allegato 3**);

- la Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity (**Allegato 4**).

I dati riportati nella presente Dichiarazione Ambientale aggiornati al dicembre 2019 si riferiscono alle seguenti attività industriali nell'assetto "bio" di Raffineria:

- ricezione di Virgin Naphtha all'impianto Splitter VN avente lo scopo di alimentare gli impianti di isomerizzazione e di reforming catalitico;
- ricezione di biomasse (olio di palma grezzo, oli esausti di frittura, grassi animali e altre biomasse di tipo "non convenzionale") e produzione di biocarburanti dall'impianto ECOFINING™ (bioGPL, bionafta, biodiesel);
- produzione di vapore ed energia elettrica dalla centrale termoelettrica a cogenerazione;
- ricevimento di gasolio di origine fossile e sua immissione sul mercato dopo miscelazione con biodiesel;
- immissione sul mercato degli altri biocarburanti e delle benzine derivanti dagli impianti di isomerizzazione e di reforming catalitico.

La Raffineria ha sviluppato un'articolata gamma di rapporti e relazioni con il **Territorio** e le **Istituzioni**

La Raffineria è associata all'**Ente Zona Industriale** di Porto Marghera

## 1.2 - La Raffineria nel contesto del territorio

Coerentemente con la propria *mission* e con i principi di orientamento strategico, a conferma del proprio ruolo d'interlocutore sociale, la Raffineria ricerca costantemente un rapporto costruttivo con i portatori di interesse esterni (*stakeholder*).

In particolare l'Organizzazione pone particolare attenzione nei rapporti con il Territorio e con le Istituzioni, in un'ottica di interesse e disponibilità alla conoscenza reciproca ed alla massima trasparenza. Alla base di questa attenzione vi è la consapevolezza dell'importanza di tali rapporti per lo sviluppo di relazioni costruttive e positive tra l'Organizzazione e l'esterno.

In questo ambito, sono numerose le iniziative di comunicazione e coinvolgimento delle parti terze, sviluppate dalla Raffineria, in particolare verso:

- Enti, Scuole ed Università, Comunità locale mediante visite guidate ed illustrazione delle attività svolte;
- Istituzioni e Società mediante seminari, dibattiti ed incontri, organizzati in sito.

La Raffineria è associata all'Ente Zona Industriale di Porto Marghera (EZI), società che:

- è fonte informativa per le Pubbliche Autorità all'interno dei piani di protezione civile predisposti dalla Prefettura e dalle altre Amministrazioni;
- funge da interfaccia tra le Pubbliche Amministrazioni e le Imprese, per il mantenimento e la gestione del Progetto SIMAGE (Sistema Integrato di Monitoraggio Ambientale e Gestione delle Emergenze nell'area di Porto Marghera);
- per conto delle proprie aziende associate, gestisce una rete di controllo della qualità dell'aria che si integra e si pone a complemento della rete ARPAV DAP di Venezia. All'interno della Raffineria è installata una centralina di rilevamento della suddetta rete di controllo EZI.

## Scheda di approfondimento

### Il Rapporto di Analisi Ambientale

Il Regolamento CE 1221/2009 e s.m.i. identifica il Rapporto di Analisi Ambientale quale "esauriente analisi iniziale degli aspetti, degli impatti e delle prestazioni ambientali connessi alle attività, ai prodotti o ai servizi di un'Organizzazione".

L'analisi ambientale comprende le seguenti attività:

- individuazione delle norme ambientali applicabili al contesto dell'Organizzazione;
- individuazione di tutti gli aspetti ambientali diretti e indiretti che hanno un impatto ambientale significativo, opportunamente definiti e quantificati in un registro degli impatti ritenuti significativi;
- descrizione dei criteri adottati per la valutazione della significatività dell'impatto ambientale;
- esame di tutte le procedure di gestione ambientale interne all'Organizzazione;
- valutazione delle conclusioni delle indagini condotte su eventuali incidenti intercorsi con ricadute sull'ambiente.

La Raffineria ha sviluppato la propria Analisi Ambientale con riferimento alle attività di:

- ricezione e stoccaggio delle materie prime in ingresso, movimentazione dei prodotti in uscita;
- esercizio e manutenzione degli impianti di lavorazione e degli impianti ausiliari;

- attività logistiche e di supporto.

Sono stati individuati ed analizzati gli Aspetti ambientali correlati alle suddette attività, intesi come "elementi delle attività o dei prodotti o dei servizi di un'Organizzazione che interagiscono o possono interagire con l'ambiente".

Gli Aspetti ambientali si dividono in diretti ed indiretti: gli Aspetti diretti sono quelli sotto il totale controllo dell'Organizzazione; gli Aspetti indiretti sono quelli sui quali l'organizzazione non ha un controllo gestionale completo e pertanto richiedono la partecipazione di uno o più soggetti esterni all'Organizzazione, con i quali si condivide il controllo dell'Aspetto ambientale.

L'impatto ambientale è viceversa definito come "qualunque modifica dell'ambiente, negativa o benefica, causata totalmente o parzialmente dagli aspetti ambientali di un'Organizzazione".

La relazione esistente tra Aspetto e Impatto è di causa-effetto: l'Impatto ambientale esiste perché esiste l'Aspetto ambientale.

In **Allegato 2** è descritta l'Analisi di Contesto, l'Identificazione degli Aspetti ambientali e la Valutazione degli Impatti e dei Rischi.

## 1.3 - Il Verificatore Ambientale

Il Verificatore Ambientale accreditato che ha convalidato la presente Dichiarazione Ambientale ai sensi del Regolamento CE n. 1221/2009 e s.m.i. è SGS Italia S.p.A., Via Caldera, 21 - 20153 Milano.

SGS Italia S.p.A. è iscritta all'Albo Nazionale dei verificatori accreditati EMAS con il numero IT-V-0007.



## Sezione 2

# L'Organizzazione e le sue attività

La Raffineria è suddivisa in aree operative

La Raffineria è intestataria di **Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)** dal 2011

La **visita ispettiva annuale** effettuata dall'Ente di Controllo nel 2019 non ha evidenziato elementi di non conformità alle prescrizioni AIA

La Raffineria è un sito industriale a **rischio di incidente rilevante** ai sensi del D.Lgs. 105/15

### 2.1 - Descrizione generale della Raffineria

La Raffineria è suddivisa in aree operative:

- Area Impianti, dove avvengono i processi di lavorazione delle materie prime e dei semilavorati, la produzione di utilities (vapore ed energia elettrica) e dove sono presenti la Darsena, dedicata all'attracco di navi cisterna di prodotti semilavorati, i serbatoi di stoccaggio, le officine, il laboratorio chimico ed i cantieri delle ditte terze;
- Zona Nord-Est (ZNE), adibita allo stoccaggio/spedizione dei prodotti da movimentare via terra;
- Isola dei Petroli (IdP), dedicata allo stoccaggio di prodotti petroliferi da immettere sul mercato;
- Porto S. Leonardo, dedicato all'attracco delle navi cisterna di prodotti petroliferi.

La descrizione delle strutture e delle caratteristiche ambientali del sito, la descrizione dei processi produttivi e dei prodotti caratterizzanti la Raffineria è riportata in **Allegato 1**.

La Raffineria di Venezia è intestataria dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/10/2010, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), pubblicata in Gazzetta Ufficiale (GU) n. 3 del 05/01/2011.

L'AIA è stata sottoposta a riesame ai fini dell'adeguamento alle pertinenti conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (best available techniques – BAT), concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, emesse dalla Commissione Europea con decisione di esecuzione 2017/738/UE. Il MATTM ha rilasciato l'aggiornamento dell'AIA in vigore con decreto DM prot. 0000284 del 15/10/2018, pubblicato in GU il 29/10/2018. L'AIA ha una validità corrente di 16 anni, fino al 2034, essendo la Raffineria registrata EMAS.

Nel mese di agosto 2017 si è inoltre concluso il procedimento VIA/AIA di autorizzazione del progetto "Upgrading del progetto Green Refinery" (si veda par. 2.4) con l'emissione del decreto MATTM 219/2017 (prot. DVA-2017-0018763 del 9/8/2017).

L'AIA disciplina in modo specifico le prescrizioni ambientali a cui la Raffineria deve ottemperare ed individua un Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) i cui risultati vanno riportati in un report annuale strutturato secondo precisi criteri riportati nel decreto autorizzativo, e da trasmettere agli Enti Esterni.

L'esercizio dell'Organizzazione nel 2019, anno di riferimento della presente Dichiarazione Ambientale, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e delle condizioni stabilite dall'AIA, nonché nel rispetto delle altre prescrizioni legali applicabili al sito.

Nel luglio 2019 l'Ente di Controllo (ARPAV/ISPRA) ha eseguito la verifica ispettiva annuale al fine di verificare lo stato di attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) dell'AIA ed il rispetto delle prescrizioni in essa contenute. La verifica ispettiva ha avuto un riscontro positivo: non sono emersi elementi di non conformità rispetto alle prescrizioni previste dal decreto autorizzativo AIA.

La Raffineria rientra nel campo di applicazione della normativa specifica in materia di controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose (D.Lgs. 105/15), ed è pertanto dotata di un proprio Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS), mediante il quale sovrintende a tutte le attività ed operazioni che possono avere effetto sulla sicurezza in termini di rischi di incidente rilevante (RIR), attraverso:

- l'adozione di misure di prevenzione e mitigazione degli eventi incidentali ritenuti credibili;
- l'implementazione di Piani di Emergenza Interni;
- l'informazione rivolta a personale dipendente, Contrattisti Terzi, Enti locali e cittadinanza sui rischi di incidenti industriali specifici della propria attività.

La Raffineria ha eseguito l'analisi dei propri rischi di incidenti industriali ed è dotata di un proprio Rapporto di Sicurezza, approvato dagli Enti Esterni.

In particolare, il Rapporto di Sicurezza nel suo aggiornamento del 2016 evidenzia la presenza di 190 eventi incidentali, di cui 128 ritenuti credibili.

Tale valore è stato ottenuto con riferimento ad una soglia di credibilità dei suddetti eventi incidentali pari a  $10^{-6}$  eventi/anno.

A partire dalla terza decade di marzo 2019, gli impianti di Raffineria sono stati fermati per consentirne la manutenzione generale programmata (MTA o Main TurnAround). La fermata per manutenzione, protrattasi per ca. 60 giorni, è stata seguita dal riavviamento degli impianti ed il loro ritorno a regime di regolare produzione nella seconda decade di giugno 2019.

Si evidenzia che gli indicatori di prestazione descritti nella successiva sezione 3 risultano influenzati da tale periodo di fermata generale, nel loro confronto con i valori registrati nel biennio 2017-2018.

## 2.2 - La struttura organizzativa della Raffineria

La struttura organizzativa della Raffineria si compone di circa 200 dipendenti.

In considerazione della caratteristica di ciclo continuo delle attività svolte in Raffineria, è richiesta la presenza di dipendenti diretti in tutti i giorni dell'anno, suddivisa su tre turni giornalieri di 8 ore lavorative. I giorni di produzione di Raffineria, nei normali regimi impiantistici comprensivi degli interventi di manutenzione programmata, sono quantificabili in 330/anno.

L'assetto organizzativo della Raffineria prevede la seguente struttura di unità (funzionigramma) alle dirette dipendenze del Direttore (DIR) di Raffineria:

- ESE, Esercizio;
- HSE, Salute, Sicurezza e Ambiente;
- PPF, Pianificazione Esercizio, Programmazione ed Analisi di Performance;
- SECURITY OFFICER, Security di sito.

In particolare, dall'unità complessa ESE dipendono a loro volta le seguenti sub-unità (funzionigramma):

- PROSER – Produzione e Servizi
- MSP – Movimentazione e Spedizione
- CAT – Coordinamento attività tecniche
- ATE – Assistenza tecnologica
- AIM – Asset Integrity Manager

La modifica organizzativa che introduce la nuova figura di AIM è avvenuta nel corso del 2019 per realizzare la volontà dell'Alta Direzione nell'attivare un Sistema di Gestione dell'Asset Integrity (AIMS), con l'obiettivo di assicurare la massima efficacia nella gestione degli asset di produzione di Raffineria, rivolta a perseguirne la disponibilità nel rispetto dei vincoli di sicurezza delle persone, di salvaguardia dell'ambiente, di tutela della reputazione aziendale e del valore patrimoniale.

L'Organizzazione di Raffineria garantisce l'osservanza degli adempimenti legislativi e normativi previsti in materia di sicurezza, salute ed igiene del lavoro, al fine di preservare la totale salvaguardia dei propri dipendenti, attraverso misure di prevenzione e protezione e di sorveglianza sanitaria del personale, in collaborazione con il Medico Competente (MC).

La **fermata generale** di Raffineria per **manutenzione programmata** degli impianti di produzione nel 2019 (MTA)

La struttura organizzativa della Raffineria è composta da circa **200 dipendenti**, due terzi dei quali operano in **turnazione** completa sulle 24 ore giornaliere

La figura organizzativa dell'Asset Integrity Manager

La Raffineria è impegnata, nello svolgimento delle proprie attività, a garantire le **massime condizioni di tutela e salvaguardia della salute** dei propri dipendenti

La Raffineria svolge sistematicamente **attività di formazione, informazione ed addestramento** del personale dipendente e dei Contrattisti Terzi

La Raffineria controlla i fattori di rischio fisici, chimici e biologici, ai sensi del D.Lgs. 81/08 e s.m.i., che si riflettono nella cura della sicurezza tecnologica dei processi produttivi e nel controllo periodico dei limiti di esposizione del personale ai suddetti agenti di rischio.

L'attenzione alla prevenzione degli infortuni in Raffineria è massima, ed è mirata ad un continuo miglioramento dei comportamenti ed all'estensione delle metodologie di sensibilizzazione e coinvolgimento di tutto il personale dipendente e dei Contrattisti Terzi.

L'attività di formazione, informazione ed addestramento del personale su tematiche HSE è considerata mandatoria dalla Raffineria. La tabella seguente riporta le ore di formazione erogate al personale nel triennio 2017-2019 su tematiche di Salute, Sicurezza ed Ambiente.

**Tabella 2.2.1 – Ore di formazione in Raffineria su tematiche HSE**

	2017	2018	2019
	7.283	6.631	5.553

Fonte: Unità HR di Raffineria.

All'interno del vasto e complesso panorama delle spese e degli investimenti realizzati dalla Raffineria, possono essere enucleati gli oneri economici correlati in modo diretto o indiretto agli aspetti di Salute, Sicurezza ed Ambiente.

Si riporta di seguito la consuntivazione delle spese di esercizio associate ad aspetti HSE nel triennio 2017-2019, espresse in migliaia di euro.

Le **spese di esercizio** associate ad aspetti HSE

**Tabella 2.2.2 – Spese di esercizio HSE (k€)**

	2017	2018	2019
Igiene industriale	37	29	95
Medicina del lavoro	116	120	162
Impianti e attrezzature	446	351	567
Sicurezza	879	834	783
Ambiente e bonifiche	4.941	2.120	2.538
Gestione rifiuti	3.853	6.434	8.892
Gestione ambientale	7.287	9.564	11.012
Sistemi di gestione	87	69	111
<b>Totale</b>	<b>17.646</b>	<b>19.521</b>	<b>24.181</b>

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

## 2.3 – Il Sistema di Gestione Integrato HSE e il Sistema di Gestione dell'Energia

L'integrazione dei Sistemi di Gestione Ambientale, di Salute e Sicurezza e degli Incidenti Rilevanti conformi agli standard **ISO 14001 e OHSAS 18001**, evoluto a **ISO 45001**

Nel 2012, la Raffineria ha integrato i pre-esistenti Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) e della Sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti (SGS-RIR) in un unico Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI HSE), strutturato secondo le norme ISO 14001 e OHSAS 18001, e da gennaio 2020 secondo le norme ISO 14001 e ISO 45001.

Il Sistema di Gestione Integrato HSE sovrintende a tutte le attività e le operazioni svolte nell'ambito dell'Organizzazione di Raffineria, gestendo, con specifiche procedure, gli aspetti ambientali e di sicurezza legati al processo produttivo nella ricerca del miglioramento continuo delle proprie prestazioni.

L'Organizzazione di Raffineria ed il Sistema di Gestione Integrato HSE

Il Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza ed Ambiente (SGI HSE) definisce una precisa distribuzione di compiti e responsabilità all'interno della struttura organizzativa della Raffineria. In particolare:

- DIR è il Responsabile del SGI HSE, della sua attuazione/funzionamento e del rispetto dei requisiti previsti dalle norme di riferimento;

- HSE coadiuva DIR e gestisce direttamente l'implementazione del SGI in Raffineria, con il coinvolgimento di una risorsa diretta dedicata a supporto.

Il coinvolgimento del personale di Raffineria nel mantenimento e nell'aggiornamento degli aspetti ambientali del SGI HSE è continuo e si concretizza nelle fasi di:

- individuazione degli Obiettivi ambientali e pianificazione dei Programmi di Miglioramento, periodicamente verificati e revisionati dalla Direzione con il supporto dei Responsabili di Unità interessati;
- definizione ed aggiornamento delle Procedure e della Documentazione a carattere ambientale del SGI;
- pianificazione e realizzazione degli Audit periodici del SGI, condotti da risorse opportunamente selezionate e formate (Auditors interni qualificati);
- aggiornamento della Dichiarazione Ambientale EMAS.

Eni, nell'ambito della politica aziendale di riduzione dei propri consumi energetici, ha individuato nel 2010 la Raffineria di Venezia quale primo sito pilota per l'implementazione di un Sistema di Gestione dell'Energia (SGE) conforme ai requisiti della norma europea UNI CEI EN 16001:2009, applicabile nel periodo.

La Raffineria ha ottenuto nel 2010 la certificazione UNI CEI EN 16001 e ne ha effettuato l'adeguamento alla norma ISO 50001 nel 2011.

Il Sistema di Gestione dell'Energia definisce, a sua volta, una precisa distribuzione di compiti e responsabilità all'interno della struttura organizzativa della Raffineria. In particolare:

- DIR è il Responsabile del SGE, della sua attuazione/funzionamento e del rispetto dei requisiti previsti dalle norme di riferimento;
- ATE è il rappresentante della Direzione (RSGE) per il SGE ed è stato identificato quale Energy Manager ai sensi della Legge 10/91 e s.m.i.

È stata eseguita una diagnosi energetica finalizzata all'identificazione delle modalità di approvvigionamento ed utilizzo dell'energia, per la valutazione delle opportunità di risparmio perseguibili con azioni di tipo gestionale/operativo e con interventi tecnico/strutturali. Le informazioni e i dati appositamente raccolti ed elaborati sono confluiti in un Rapporto di Analisi Energetica, che ha costituito la base per la definizione dei contenuti del SGE.

La Raffineria è dotata di un **Sistema di Gestione dell'Energia** conforme allo standard **ISO 50001**

L'Organizzazione di Raffineria ed il Sistema di Gestione dell'Energia

## Scheda di approfondimento

### Il corpo documentale del Sistema di Gestione Integrato

La documentazione del Sistema di Gestione Integrato HSE è costituita da:

- **Documenti di Analisi:** riportano gli esiti delle attività di identificazione e valutazione degli aspetti, degli impatti e dei rischi in ambito HSE, sulla base della normativa applicabile al sito e degli adempimenti da essa derivanti (si veda l'**Allegato 2**, relativamente agli aspetti ambientali identificati e valutati);
- **Manuale del SGI:** descrive il Sistema e riporta la Politica HSE, la descrizione dell'Organizzazione della Raffineria, nonché dei mezzi, delle attività e delle responsabilità che riguardano la prevenzione di incidenti, infortuni, malattie professionali e di inquinamento dell'ambiente;
- **Procedure di carattere gestionale (pro sg hse):** descrivono le responsabilità e le modalità di lavoro per l'attuazione degli elementi fondamentali del SGI, assicurandone il buon funzionamento in conformità ai requisiti delle norme ISO 14001 e ISO 45001, ed alle prescrizioni della normativa applicabile al sito. Le pro sg hse sono documenti integrati che coinvolgono contemporaneamente ambiente, salute, sicurezza e prevenzione dei rischi di incidente rilevante;
- **Istruzioni Operative (opi sg hse):** identificano le modalità di controllo e gestione delle attività industriali di Raffineria per garantirne un'operatività univoca e rispondente nel tempo ai requisiti/obblighi di legge e agli obiettivi di miglioramento dell'Organizzazione;
- **Piani di Sistema:** comprendono la programmazione di tutte le attività che richiedono un'identificazione di tempi, responsabilità e risorse tecnico-economiche per la loro attuazione, quali la formazione, le attività di verifica e controllo interno, gli interventi di miglioramento in materia HSE, descritti nei seguenti documenti:
  - Programma di Miglioramento Integrato (PM HSE) che definisce i programmi e gli obiettivi HSE definiti nell'ambito del Riesame della Direzione del SGI HSE. Tali obiettivi sono quantificati e monitorati mediante idonei indicatori per la verifica nel tempo del loro stato di avanzamento e degli eventuali scostamenti rispetto alla pianificazione originaria;
  - Piano di Audit con la programmazione degli audit periodici del SGI HSE.

## 2.4 – Il Progetto di BioRaffineria e la Biosostenibilità

L'impegno di Eni per l'innovazione di tecnologie distintive, compatibili con l'ambiente, e lo sviluppo di processi di produzione di biocarburanti sostenibili, in coerenza con le Direttive Europee, ha comportato la decisione aziendale di modificare, nel 2013, l'assetto produttivo storico della Raffineria, la cui configurazione tradizionale non consentiva più la sua competitività sul mercato della raffinazione del petrolio greggio e non poteva garantirne un futuro economicamente sostenibile.

Il Progetto di **BioRaffineria** nasce nel 2013. Il MATTM ha approvato il progetto nel 2014

La Raffineria ha sottoposto nel 2013 al MATTM il progetto di BioRaffineria "step1" per verifica di esclusione/assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) statale, ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Il MATTM nello stesso anno ha emanato un Provvedimento dirigenziale di esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA (prot. DVA-2013-0017661 del 29/7/2013).

Il MATTM ha trasmesso alla Raffineria nel 2014 il parere istruttorio conclusivo alla richiesta di modifica non sostanziale per l'aggiornamento dell'AIA relativo all' *"Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "green" al fine di produrre "green fuels" da biomasse oleose a basso costo"* (prot. DVA-2014-0017961 del 10/06/2014).

La Raffineria ha quindi modificato la propria struttura originaria in una nuova struttura di produzione di biocarburanti innovativi e di elevata qualità (bioPropane, bioNaphtha, bioDiesel) a partire da biomasse oleose (oli vegetali di palma). Il progetto si basa sull'utilizzo della tecnologia ECOFINING™ (brevetto Eni-UOP).

Dal maggio 2014, la Raffineria ha operato esclusivamente in assetto di BioRaffineria "step1"; gli impianti di produzione non in esercizio relativi all'assetto tradizionale di lavorazione del petrolio greggio sono stati mantenuti in "stato di conservazione". Tale modifica al processo produttivo ha comportato un sostanziale miglioramento degli effetti sulle matrici ambientali rispetto alla configurazione tradizionale, come riportato in Sezione 3. Le caratteristiche del processo produttivo di Raffineria in assetto di BioRaffineria "step 1" sono descritte nell'**Allegato 1**.

La Raffineria ha progettato nel 2014 una **espansione impiantistica** della struttura "bio"

Nel 2014 La Raffineria ha sottoposto al MATTM il progetto "Upgrading del progetto Green Refinery – assetto step2" con domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed AIA. Tale progetto prevede una espansione impiantistica della struttura di BioRaffineria "step1" al fine di aumentare la capacità di produzione di bio-carburanti innovativi.

L'**espansione impiantistica** della struttura di BioRaffineria è iniziata nel 2018

Il MATTM ha trasmesso alla Raffineria nel 2017 il decreto autorizzativo del progetto "Upgrading del progetto Green Refinery" (prot. DVA-2017-0018763 del 9/8/2017).

La Raffineria ha di seguito comunicato al MATTM la volontà di proseguire nell'espansione impiantistica di BioRaffineria "step2" con la costruzione e l'avviamento, in una prima fase, della sola nuova sezione di pretrattamento di biomasse alternative all'olio di palma (unità POT) al fine di processare, oltre agli oli vegetali, anche altre biomasse oleose quali i grassi animali derivanti dai residui dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura, classificati in ingresso quali sottoprodotti, e traguardare valori di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra in linea con l'evoluzione temporale dei limiti GHG.

Nel 2018 la Raffineria ha inoltre comunicato al MATTM gli interventi di modifica impiantistica finalizzati all'ulteriore riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub> in atmosfera; tali interventi vedranno il ricorso a nuove tecnologie di processo (tecnologia LO-CAT™) e sono attualmente in fase di realizzazione.

La tracciabilità e la gestione sostenibile della produzione di bio-carburanti

Contestualmente alla conversione in assetto di BioRaffineria ed al conseguente approvvigionamento di biomasse oleose per la produzione di bio-carburanti, la Raffineria ha iniziato un percorso di tracciabilità e gestione sostenibile del proprio processo produttivo.

La **certificazione volontaria di biosostenibilità** secondo lo schema **2BSvs**

Nel 2014 Eni, per il sito della Raffineria di Venezia, ha esteso la propria certificazione riguardo al sistema di controllo della biosostenibilità, secondo i principi dello schema volontario 2BSvs (Biomass Biofuels voluntary scheme), al fine di includere l'utilizzo di biomasse oleose per i seguenti scopi industriali:

- la produzione di HVO (hydrotreated vegetable oil) e delle sue frazioni (bioPropane, bioNaphtha, bioDiesel);
- il blending di HVO e sue frazioni nei carburanti di origine fossile.

Nel gennaio 2016, la Raffineria ha inoltrato al MATTM la Relazione di Riferimento, come da indicazioni del DM 272/2014, per la valutazione della baseline qualitativa delle matrici ambientali suolo/sottosuolo e la caratterizzazione qualitativa delle acque sotterranee.

La **Relazione di Riferimento** ai sensi del DM 272/2014

Su richiesta dello stesso MATTM, la Relazione di Riferimento è stata aggiornata nei suoi contenuti iniziali ed inoltrata all'Autorità nel febbraio 2018.

### Scheda di approfondimento

#### I biocarburanti

I biocarburanti sono carburanti liquidi o gassosi che vengono impiegati per autotrazione e sono prodotti energetici ricavati principalmente dalla coltivazione e dal trattamento di biomasse agricole dedicate, oppure da biomasse di residui vegetali e animali prodotte da attività industriali nel settore agro-alimentare. Tra i più diffusi si citano l'olio di palma, di soia, di colza, di girasole, l'olio derivante da frittura e l'olio derivante da grassi animali.

Per soddisfare le prescrizioni delle Direttive Europee, Eni utilizza ogni anno quasi 1 Mton di biocarburanti (FAME, etanolo e bioET-BE), ad oggi totalmente acquistati sul mercato.

La domanda di biocarburanti in Europa è fortemente condizionata dalla politica dell'Unione Europea per la riduzione delle emissioni di gas serra.

La direttiva "Renewable Energy Directive" (RED) 20-20-20 prescrive entro il 2020 la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra ed un aumento del 20% della produzione di energia da fonti rinnovabili, che include il traguardo del 10% di contenuto energetico da fonti rinnovabili nei carburanti tradizionali.

Il consumo di biocarburanti in Europa è previsto in forte crescita fino al 2020; in particolare, aumenterà la quota di biodiesel consumato, sul totale dei biocarburanti.

L'Italia consuma circa 2,0 Mton di biocarburanti, prevalentemente importati da paesi extra europei. Il biodiesel tradizionale (FAME) ha una limitazione al blending al 7% e non può ottemperare alle prescrizioni della normativa RED 20-20-20.

Tale limitazione non si presenta con i diesel rinnovabili di nuova generazione (HVO), quale quello prodotto dalla Raffineria di Venezia.

La nuova direttiva "Renewable Energy Directive" (RED II) del 2018 prescrive inoltre che nell'Unione Europea entro il 2030:

- le energie rinnovabili risultino pari ad almeno il 32% del totale mix energetico, di cui almeno il 14% nel settore dei trasporti;
- i biocarburanti provenienti dalla filiera Waste & Residue (Advanced biofuels) risultino pari ad almeno il 3,5% del totale;
- le biomasse "high ILUC Risk" siano pari a zero.

Il processo di conversione attuato dalla Raffineria di Venezia:

- consentirà sul medio-lungo periodo a Eni di produrre autonomamente circa la metà del proprio fabbisogno di biocarburanti;
- rende originale il sito industriale di Venezia, grazie ad un processo produttivo innovativo, economicamente sostenibile sul lungo periodo e migliorativo del quadro ambientale, rappresentando un importante esempio di innovazione tecnologica, unico nel suo genere.

### Scheda di approfondimento

#### I biocarburanti nel contesto europeo ed italiano

L'Unione Europea, con il pacchetto Clima-Energia approvato nel dicembre 2008, si è posta l'obiettivo di aumentare l'efficienza energetica del 20%, ridurre i gas serra del 20% ed aumentare il ricorso a fonti energetiche rinnovabili del 20%, entro il 2020.

In questo contesto si inseriscono le Direttive Europee, relative alla riduzione dell'uso di fonti energetiche fossili e alla diminuzione dei gas ad effetto serra GHG, quali CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O:

- Direttiva RED (2009/28/CE) – Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- Direttiva FQD (2009/30/CE) – Specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio e introduzione di un mecca-

nismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas ad effetto serra;

- Direttiva ILUC (2015/1513/CE) – Aggiornamento delle specifiche di qualità dei carburanti e della promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

I biocarburanti (sia quelli prodotti nell'UE che quelli extra UE) impiegati per raggiungere tale obiettivo devono soddisfare specifici requisiti di sostenibilità, ovvero non possono derivare da prodotti originati da aree ad elevata biodiversità, quali le aree protette, oppure da aree ad alta concentrazione di carbonio, quali, ad esempio, le torbiere. Inoltre il loro utilizzo deve portare ad una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra pari ad almeno il 60%.

L'evoluzione temporale dei limiti GHG è stata la seguente:

- 35% min. fino al 31/12/2016 (max 54.47 gCO<sub>2</sub>eq/MJ);
- 50% min. dall'1/1/2018\* (max 41.90 gCO<sub>2</sub>eq/MJ);
- 60% min. dall'1/1/2018 (max 33.52 gCO<sub>2</sub>eq/MJ) per i nuovi impianti in produzione dal o dopo l'1/1/2017.

In Italia, in materia di promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, il Decreto Ministeriale del 23/01/2012 ha istituito il Sistema nazionale di certificazione per i biocarburanti ed i bioliquidi per raggiungere nel 2020 i seguenti obiettivi: produzione da fonti rinnovabili del 17% dell'energia totale e del 10% nei trasporti; riduzione del 6% delle emissioni nei trasporti.

Questo comporta che tutti gli operatori della filiera di produzione del bioliquido/biocarburante, dalla fase agricola fino alla lavorazione finale, devono implementare un sistema che:

- dimostri il rispetto dei criteri di tracciabilità lungo l'intera catena di custodia fino all'immissione al consumo; tale sostenibilità deve essere espressa in termini di GHG saving (risparmio di emissioni di gas climalteranti, espressi in kgCO<sub>2</sub>eq) rispetto ad un combustibile fossile;
- sia basato sull'equilibrio di massa.

In Italia, inoltre:

- il Decreto MISE del 10/10/2014 definisce l'aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti compresi quelli avanzati;
- il Decreto MISE del 2/3/2018 definisce la promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti.

\* Limite previsto da Direttiva Europea ILUC; limite anticipato al 01/01/2017 dagli attuali decreti nazionali

## Scheda di approfondimento

### I Criteri di sostenibilità e il Certificato di conformità dei biocarburanti

I Criteri di sostenibilità hanno lo scopo di distinguere quei biocarburanti di cui è possibile dimostrare un valore ambientale e sociale, comportando il loro utilizzo una riduzione di gas a effetto serra, rispettando i terreni ed evitando un impatto sui prodotti agricoli destinati alla produzione alimentare.

Tali criteri si applicano anche ai bioliquidi per evitare che i bio-

carburanti, che non soddisfano i requisiti di sostenibilità, siano utilizzati in via alternativa come bioliquidi.

I criteri di sostenibilità devono essere rispettati da tutti gli operatori economici lungo tutta la filiera della produzione/vendita dei biocarburanti e dei bioliquidi (dalla coltivazione della materia prima al prodotto finito).



**Coltivazione** ----->



**Spremitura** ----->



**Lavorazione** ----->



**Trasporto**

Gli operatori coinvolti sono pertanto Coltivatori; Cooperative agricole; Spremitori; Raffinerie; Produttori di rifiuti e sottoprodotti destinati alla produzione di biocarburanti e bioliquidi; Produttori di biocarburanti e bioliquidi; Distributori; Importatori; Trader.

Nel caso in cui l'operatore economico utilizzi un rifiuto (waste), un residuo di processo (residue), un sottoprodotto (by-product), un co-prodotto (co-product), le fasi a monte della spremitura non saranno conteggiate ai fini della verifica di sostenibilità.

Gli operatori economici della filiera dei biocarburanti e bioliquidi possono dimostrare di essere conformi ai requisiti di sostenibilità grazie all'ottenimento di una certificazione di conformità, che garantisce l'attendibilità delle informazioni, da essi fornite, volte alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità.

Pur essendo una certificazione volontaria, tale approccio si rivela una condizione essenziale per competere sul mercato e per acce-

dere ad agevolazioni economiche. Solo i biocarburanti e bioliquidi sostenibili, infatti, possono essere conteggiati per il raggiungimento degli obiettivi nazionali e comunitari nel settore trasporti.

Attualmente esistono diversi tipi di certificazione, realizzati da soggetti pubblici o privati, ciascuna con il suo campo di applicazione, alcune focalizzate su specifiche materie prime o aree geografiche ed altre applicabili senza limitazioni all'intera catena di fornitura e a tutte le aree geografiche.

Sostanzialmente gli operatori economici hanno due opzioni per dimostrare la loro conformità ai requisiti delle Direttive Europee:

- applicare un sistema di certificazione approvato dalla Comunità Europea, come ad esempio l'ISCC (International Sustainability and Carbon Certification) o il 2BSvs (Biomass Biofuels voluntary scheme), entrambi applicabili a tutti i tipi di carburante;
- applicare un sistema di certificazione riconosciuto da uno Stato Nazionale.

## 2.5 – Le certificazioni dei Sistemi di Gestione

Nell'ambito dei Sistemi di Gestione, la Raffineria ha ottenuto le seguenti certificazioni:

- 1999** Emissione della prima Politica Ambientale di Raffineria e ottenimento della **Certificazione ISO 14001**.
- 2003** Ottenimento della Registrazione **EMAS** con numero IT000147 (prima Raffineria in Italia).
- 2010** Ottenimento della **Certificazione ISO 16001**.
- 2010** Ottenimento della **Certificazione EN ISO/IEC 17025** d'accreditamento delle analisi dei combustibili gassosi ai fini della contabilizzazione dei gas climalteranti (GHG).
- 2011** Adeguamento del Sistema di Gestione dell'Energia alla norma **ISO 50001**.
- 2012** Ottenimento della **Certificazione OHSAS 18001**.
- 2014** Ottenimento della **Certificazione 2BSvs** (biomass biofuels sustainability).
- 2018** Ottenimento della **Certificazione** secondo il **Sistema Nazionale Italia SNC/2012**.
- 2020** Ottenimento della **Certificazione ISO 45001**.

Il documento di Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity è riportato in **Allegato 4**.

Le certificazioni ottenute dalla Raffineria nell'ambito dei Sistemi di Gestione Salute e Sicurezza (**18001** e **45001**), Ambiente (**14001**), Energia (**50001**) e Qualità (**2BSvs**) comprovano l'obiettivo aziendale di **miglioramento continuo** delle proprie prestazioni professionali

## Sezione 3

### Aspetti Ambientali ed energetici

Il monitoraggio degli **aspetti ambientali ed energetici** di Raffineria in assetto "bio"

In questa sezione della Dichiarazione Ambientale vengono presentati, secondo quanto previsto dal Regolamento CE 1221/2009 e s.m.i. (EMAS), i dati e le informazioni relative alle prestazioni ambientali ed energetiche correlate alle attività della Raffineria nel triennio 2017-2019.

Come da indicazioni del Regolamento (UE) 2018/2026, la Raffineria ha definito per ciascun indicatore chiave il "dato B", che indica il valore di riferimento annuo rappresentativo delle attività dell'Organizzazione, esprimendolo come la produzione annua in tonnellate (somma dei prodotti di esclusiva origine fossile e "bio") ed ha inoltre individuato dei valori di riferimento rispetto ai quali confrontare l'andamento delle prestazioni ambientali, così definiti:

- B1) limite autorizzativo AIA o limite di legge, quando applicabili;
- B2) benchmark da linee guida internazionali, utilizzato in alternativa a B1) nel caso non siano definiti limiti autorizzativi AIA o di legge;
- B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2014;
- B4) benchmark interno, pari a 100% con indicatore esprimibile in valore percentuale.

I dati relativi agli aspetti ambientali ed energetici significativi dell'organizzazione, come identificati dall'analisi riportata in **Allegato 2**, sono illustrati secondo le seguenti modalità:

- presentazione degli indicatori di prestazione (Ipres) in forma grafica;
- presentazione numerica dei dati e del rapporto dei valori misurati e degli indicatori di prestazione con il "dato B" di riferimento (Ipres 1), in tabelle all'interno di schede di approfondimento dedicate.

Al fine di comprendere l'evoluzione nel triennio 2017-2019 delle prestazioni ambientali ed energetiche correlate alle attività della Raffineria, per ogni dato ed indicatore viene indicata in queste schede la tipologia di "dato B" adottato (ovvero B1, B2, B3, B4).

### 3.1 - Materiali

L'assetto di BioRaffineria rappresenta una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione e costituisce una fase sperimentale di produzione, implementando per la prima volta su scala industriale una tecnologia innovativa per la produzione di "biofuels" da biomasse oleose. Con l'introduzione del ciclo "bio", il petrolio greggio è stato completamente eliminato dalle lavorazioni di Raffineria.

In assetto "bio", la Raffineria si approvvigiona delle seguenti materie prime, per lavorazione:

- biomasse oleose (olio di palma, oli esausti di frittura e altre biomasse di tipo "non convenzionale"), in carica alle unità di pretrattamento (POT) ed ECOFINING™;
- nafta full-range (Virgin Naphtha, VN), destinata alle unità di Isomerizzazione e di Reforming Catalitico, previa separazione di nafta leggera e nafta pesante nella sezione di splitter VN.

Tutte le materie prime in ingresso nel 2019, pari a circa 3.250.000 ton, sono state introdotte primariamente via nave e solo in minima parte via terra mediante autobotti.

I prodotti finiti nel nuovo assetto impiantistico "bio" sono i seguenti:

- HVO (hydrotreated vegetable oil) prodotto dall'unità ECOFINING™, e ulteriormente suddiviso in bioGPL, bioNafta, bioDiesel, che costituiscono le quote bio del GPL, benzina e gasolio immessi su mercato;
- benzine prodotte dagli impianti di isomerizzazione e reforming catalitico.

La Raffineria di Venezia processa biomasse oleose nel nuovo assetto "bio" ed è in grado di trattarne fino a **400.000 ton/anno**

La Raffineria in assetto "bio" produce:

- bioGPL
- bioNafta
- bioDiesel
- benzine

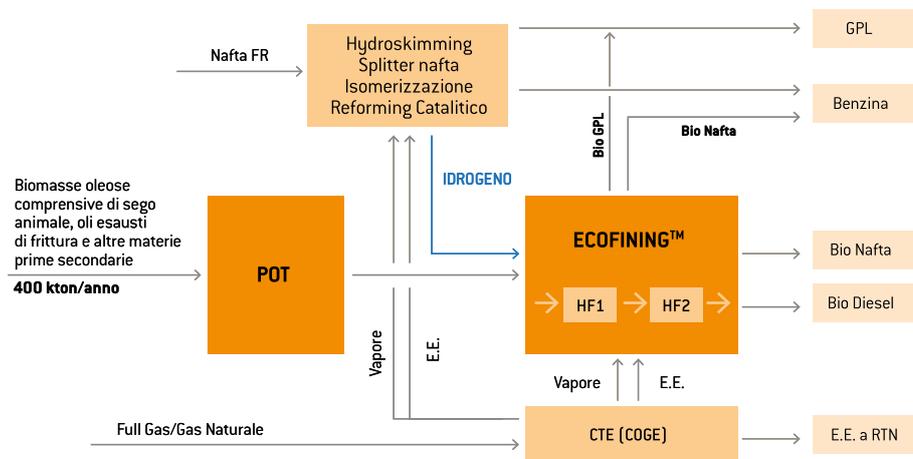
La Raffineria inoltre importa e distribuisce sul mercato i seguenti prodotti finiti:

- Jet fuel;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- oli combustibili.

Nella figura seguente viene riportato lo schema a blocchi di progetto dell'assetto impiantistico "bio".

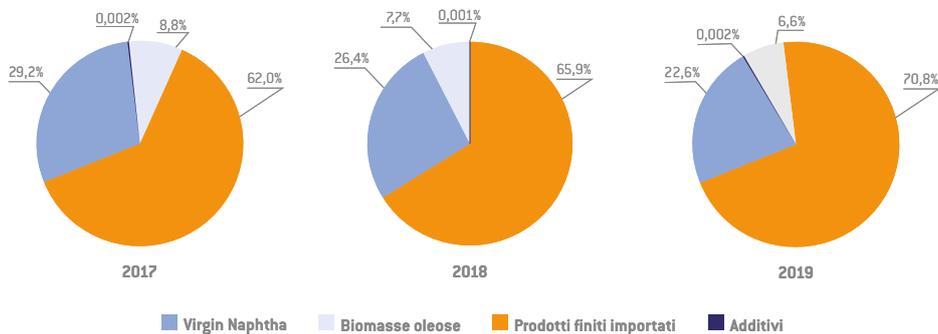
Nel corso del 2019 sono state completate le fasi di avviamento (*commissioning*) della nuova unità di pre-trattamento di biomasse (unità POT). Il prodotto in uscita dalla sezione costituisce l'alimento raffinato dell'unità ECOFINING™.

**Fig. 3.1.1 – Schema a blocchi dell'assetto impiantistico "bio" di Raffineria (kton/anno – migliaia di tonnellate/anno)**



Nei grafici seguenti vengono riportati i quantitativi percentuali delle materie prime in lavorazione, degli additivi (*chemicals*) utilizzati e dei prodotti finiti importati, nel triennio 2017-2019.

**Fig. 3.1.2 – Materie prime e prodotti finiti processati**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Nei grafici seguenti vengono riportate, per il triennio 2017-2019:

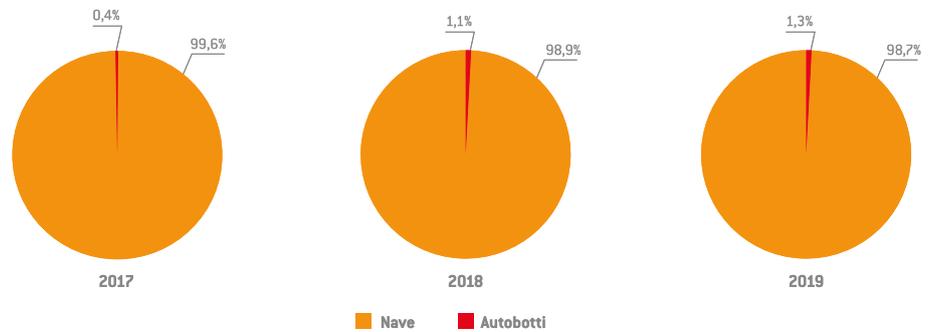
- la suddivisione percentuale della tipologia di movimentazione delle materie prime e dei prodotti finiti in ingresso (su navi e autobotti);
- la suddivisione percentuale della tipologia di movimentazione dei prodotti in uscita (su oleodotto verso il confinante deposito di carburanti PetroVen, su navi, ferro-cisterne e autobotti).

La suddivisione percentuale delle **materie prime e dei prodotti finiti processati**

La suddivisione percentuale della **tipologia di movimentazione** delle **materie prime, additivi e prodotti finiti in ingresso**

L'ulteriore incremento del numero di autobotti in ingresso nel 2019 è dovuto all'introduzione, in misura sempre maggiore in tale modalità, delle biomasse in alimento all'unità POT provenienti dalla filiera dei residui, quali gli oli esausti di frittura o i residui della lavorazione degli oli vegetali (si veda Tab. 3.1.1).

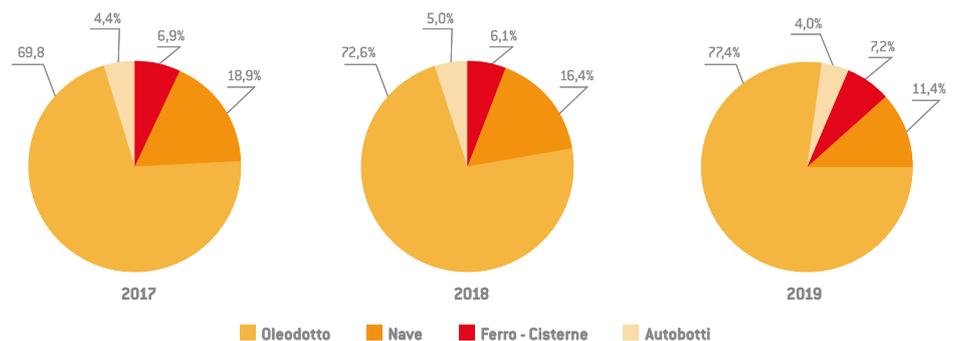
**Fig. 3.1.3 – Movimentazione materie prime e prodotti finiti in ingresso**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

La suddivisione percentuale della **tipologia di movimentazione dei prodotti in uscita**

**Fig. 3.1.4 – Movimentazione prodotti in uscita**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

La lavorazione di biomasse di tipo **"non convenzionale"**

**Biomasse di tipo "non convenzionale"**

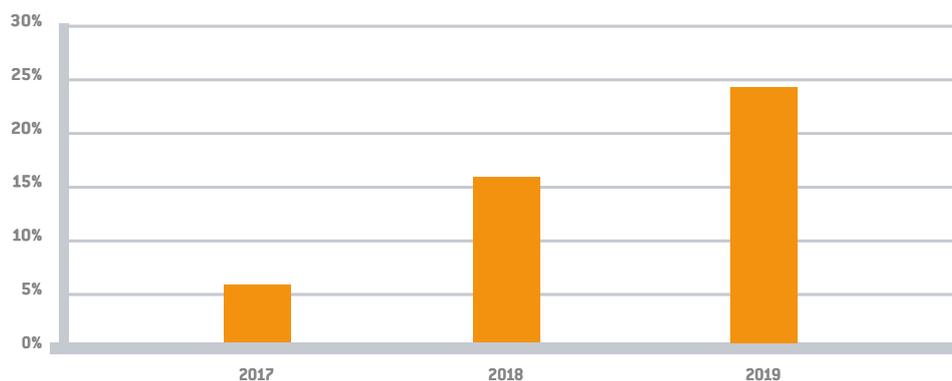
Nati come alternativa ai carburanti fossili, i biocarburanti sono combustibili, ottenuti da biomasse, che rappresentano oggi la risposta più concreta per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dal settore dei trasporti.

Sono disciplinate le modalità di attuazione degli obblighi di immissione in consumo dei biocarburanti da parte dei "soggetti obbligati", ovvero degli operatori economici che producono benzina e gasolio, i quali sono tenuti a immettere al consumo una parte sotto forma di biocarburanti (rif. Decreto MISE del 10/10/2014). I biocarburanti sono definiti "avanzati" se vengono prodotti da un particolare gruppo di materie prime (elencate nella parte A dell'allegato 3 del Decreto MISE del 2/3/2018).

In assetto "bio", la Raffineria processa in lavorazione anche tali materie di tipo non convenzionale oltre all'olio vegetale base di progetto, quale l'olio di palma.

L'indicatore di lavorazione di biomasse di tipo non convenzionale esprime il rapporto, espresso in %, tra le quantità di tali materie prime ed il totale delle biomasse in lavorazione in assetto "bio".

Si evidenzia un costante tendenziale aumento dell'indicatore nel triennio 2017-2019, a conferma dell'obiettivo aziendale di processare quantità progressivamente crescenti di tali materiali alternativi (UCO, POME, Shea Olein, paste saponose, grassi animali etc.) nella nuova unità di pretrattamento di biomasse (unità POT).

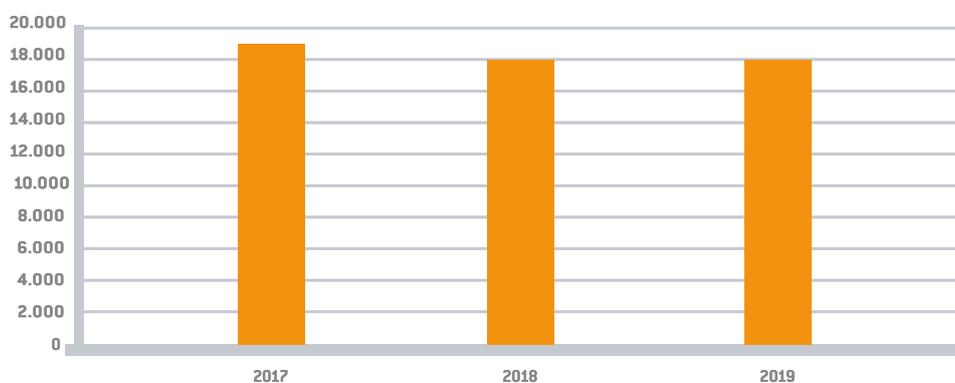
**Fig. 3.1.5 – Indicatore di lavorazione di biomasse di tipo “non convenzionale”**

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

**Movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti**

L'attracco delle navi cisterna viene eseguito al pontile di S. Leonardo, sito nel comune di Mira (VE), e alla darsena di Raffineria (si veda **Allegato 1**). Il pontile di S. Leonardo è utilizzato per lo scarico di materie prime in ingresso alla Raffineria; la Darsena è utilizzata sia per lo scarico di materie prime in ingresso che per il carico di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria.

L'indicatore di movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti esprime il rapporto, espresso in ton/nave, tra le quantità di materie prime e prodotti finiti complessivamente movimentate nell'anno ed il numero di navi utilizzate per il loro trasporto in ingresso ed in uscita alla/dalla Raffineria.

**Fig. 3.1.6 – Indicatore di movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti**

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Si evidenzia una sostanziale stabilità dell'indicatore nel triennio 2017-2019, posizionato nel 2019 su valori prossimi alle 18.000 ton/nave. Tali valori confermano l'attenzione della Raffineria nel limitare il traffico navale lagunare indotto dalle proprie attività produttive, con ricorso ad elevati specifici di trasporto.

L'indicatore di movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti potrebbe subire variazioni nel futuro, essendo attesa l'introduzione di quantitativi sempre maggiori di biomasse provenienti dalla filiera dei residui (filiera W&R), con l'utilizzo, oltre che di autobotti, di specifiche navi a ridotta capacità di trasporto.

**Il traffico navale lagunare**  
indotto dalle attività  
produttive della Raffineria

## Scheda di approfondimento

### Materie prime e prodotti finiti processati in Raffineria

Di seguito si riportano le quantità di materie prime e prodotti finiti processati in Raffineria nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.1.1 – Materie prime e prodotti finiti processati (ton)**

	2017	2018	2019
Virgin Naphtha	802.702	862.315	744.626
biomasse oleose	241.523	252.919	217.261
<i>di cui biomasse "non convenzionali"</i>	13.350	40.935	53.420
<i>sub-totale materie prime in lavorazione</i>	1.044.225	1.115.234	961.887
prodotti finiti importati per distribuzione su mercato	1.702.092	2.149.862	2.336.845
additivi	52	30	52
<b>TOTALE</b>	<b>2.746.369</b>	<b>3.265.126</b>	<b>3.298.784</b>

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Di seguito si riportano le quantità e la tipologia di prodotti in uscita dalla Raffineria nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.1.2 – Prodotti in uscita (ton)**

	2017	2018	2019
BioGPL	10.921	12.544	10.741
BioNafta	24.453	24.274	16.889
BioDiesel	148.214	137.373	120.287
Benzina con componenti "bio"	627.319	477.147	377.137
Gasolio con componenti "bio"	253.142	289.504	326.841
GPL*	10.440	17.519	18.529
Benzina*	164.924	399.856	436.219
Jet Fuel*	85.161	105.487	88.256
Gasolio*	1.237.176	1.548.052	1.707.250
Olio Combustibile*	107.530	83.063	75.747
<b>TOTALE</b>	<b>2.669.279</b>	<b>3.094.819</b>	<b>3.177.894</b>

[\*] di origine esclusivamente fossile

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Di seguito si riporta l'associazione tra le quantità di materie prime e prodotti finiti ricevuti da esterno e la tipologia della loro movimentazione nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.1.3 – Materie prime in ingresso per tipologia di vettore di movimentazione**

	2017			2018			2019		
	n.	ton	%	n.	ton	%	n.	ton	%
Nave	130	2.750.739	99,5	164	3.222.769	98,9	161	3.202.507	98,7
Autobotti	442	12.819	0,5	1.254	36.369	1,1	1.501	43.529	1,3
<b>TOTALE</b>		<b>2.763.558</b>	<b>100</b>		<b>3.259.138</b>	<b>100</b>		<b>3.246.036</b>	<b>100</b>

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Di seguito si riporta l'associazione tra le quantità di prodotti in uscita e la tipologia della loro movimentazione nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.1.4 – Prodotti in uscita per tipologia di vettore di movimentazione**

	2017			2018			2019		
	n.	ton	%	n.	ton	%	n.	ton	%
Oleodotto		1.863.900	69,8		2.246.500	72,6		2.461.164	77,4
Nave	45	504.627	18,9	44	507.650	16,4	38	362.089	11,4
Ferro-cisterne	2.806	184.184	6,9	2.876	187.406	6,1	3.520	228.772	7,2
Autobotti	4.273	116.568	4,4	5.693	153.262	5,0	4.340	125.869	4,0
<b>TOTALE</b>	-	<b>2.669.279</b>	<b>100</b>	-	<b>3.094.819</b>	<b>100</b>	-	<b>3.177.894</b>	<b>100</b>

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

**Tab. 3.1.5 – Indicatori di prestazione (Ipres)**

	2017	2018	2019
movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti (ton/nave)	19.172	17.935	17.913
biomasse "non convenzionali" vs. totale biomasse (%)	5,5	16,2	24,6

Sono riportati di seguito gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul "dato B" di riferimento. La tipologia di "dato B" prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%). Per tipologia B3, la migliore prestazione in "assetto bio" di Raffineria è evidenziata in grassetto ed è correlata alla logica di costruzione dell'indicatore (logica di valore massimo o minimo).

**Tab. 3.1.6 – Indicatori di prestazione con rapporto sul "dato B" (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
Virgin Naphtha	950.000 ton/y	B1	84,5	90,8	78,4
biomasse oleose	560.000 ton/y	B1	43,1	45,1	38,8
movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti	massima	B3	<b>100</b>	93,5	93,4
biomasse non convenzionali vs. totale biomasse	massima	B3_1	25,0	76,6	<b>100</b>

**LEGENDA**

B1) valori giornalieri di portata in assetto di BioRaffineria autorizzati da Decreto (prot. 17448 del 21/12/2018) del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti (MIT), rapportati a 330 giorni/anno di produzione.

B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2014.

B3\_1) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2017.

## 3.2 - Energia

La Raffineria persegue la riduzione dei consumi energetici del proprio ciclo produttivo, in linea con quanto definito nell'ambito del Sistema di Gestione dell'Energia (SGE), controllandone l'andamento con indicatori di prestazione energetica.

La Raffineria utilizza, quali vettori energetici nel proprio processo industriale, combustibili gassosi (fuel gas di autoproduzione e gas naturale), vapore acqueo ed energia elettrica.

### Rendimento termoelettrico CTE

La richiesta di energia elettrica e vapore degli impianti della Raffineria è garantita dalla Centrale Termoelettrica a ciclo combinato cogenerativo (potenza installata pari a 33 MW elettrici).

La CTE di Raffineria si compone di una turbina a gas accoppiata ad un generatore di vapore a recupero, un generatore di vapore tradizionale ed una turbina a vapore a contropressione alimentata con il vapore di alta pressione prodotto dai due generatori di vapore.

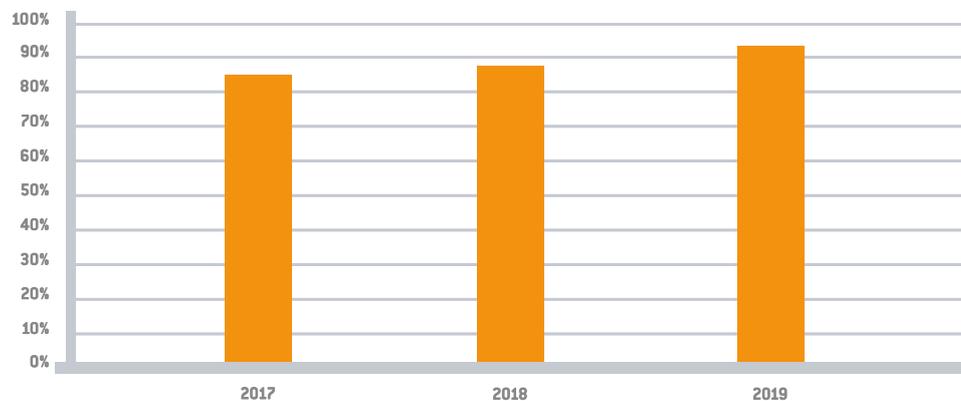
L'assetto della CTE assicura la copertura della richiesta interna di vapore e di energia elettrica, consentendo inoltre l'immissione in rete di trasmissione nazionale (RTN) della quota parte di energia elettrica autoprodotta e non consumata in sito. L'autoproduzione di energia termo-elettrica non è associata a fonti di energia rinnovabile. Si evidenzia che la Raffineria è in collegamento statico di parallelo con RTN, mentre, viceversa, non può importare dall'esterno vapore tecnologico, per assenza di reti locali di distribuzione di energia termica ad uso industriale.

Nei periodi di indisponibilità di autoproduzione di energia elettrica, per blocco o manutenzione programmata dei generatori a turbina, la Raffineria preleva da esterno energia elettrica prodotta in quota parte da fonte rinnovabile. A tal riguardo Eni coordina gli acquisti di energia elettrica per i propri siti, attraverso una propria BU che si configura come impresa di vendita (IdV). I dati più recenti del mix energetico di Eni sono inseriti nel documento Fuel Mix Disclosure pubblicato dal Gestore nazionale dei Servizi Energetici (GSE) nel luglio 2019, in cui viene riportato il consuntivo 2017 (7,71% di import da fonte rinnovabile) ed il pre-consuntivo 2018 (4,22% di import da fonte rinnovabile).

La Raffineria attua il controllo delle proprie prestazioni energetiche

L'indicatore di rendimento termoelettrico CTE esprime il rapporto, espresso in %, tra la produzione di energia complessiva (data dalla somma di energia elettrica e vapore espressi in MWh) e il quantitativo di combustibili bruciati dalla CTE.

**Fig. 3.2.1 – Indicatore di rendimento termoelettrico CTE**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Si evidenzia una sostanziale stabilità dell'indicatore nel triennio 2017-2019, in quanto l'incremento registrato nel 2019 va comunque associato al maggiore rendimento medio della componente termica (vapore tecnologico), generata a sola combustione diretta durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA), con ciclo combinato cogenerativo non in esercizio.

La Raffineria è in grado di sostenere il proprio consumo di vapore ed energia elettrica prioritariamente con **fuel gas ottenuto dal processo produttivo**

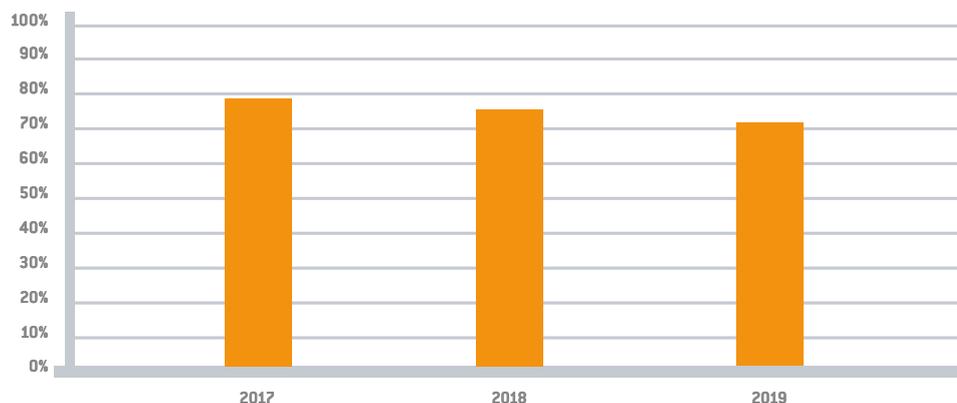
#### **Copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione**

Il ciclo produttivo di Raffineria origina fuel gas quale sottoprodotto non esitabile all'esterno, che viene recuperato quale combustibile di processo ai forni/generatori di vapore di Raffineria.

Dal 2013 la Raffineria e la CTE sono allacciate alla rete industriale Snam, per l'introduzione di gas naturale (metano), utilizzato quale combustibile di processo, ad integrazione del fuel gas di autoproduzione. Il gas naturale nel nuovo assetto di BioRaffineria ha sostituito integralmente l'Olio Combustibile BTZ, non più utilizzato quale combustibile di processo.

L'indicatore di copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione esprime la percentuale di produzione dei vettori energetici utilizzati dal processo (vapore ed energia elettrica), ottenuta con l'utilizzo del fuel gas di autoproduzione, rispetto al totale consumo di vapore ed energia elettrica in Raffineria.

**Fig. 3.2.2 – Indicatore di copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

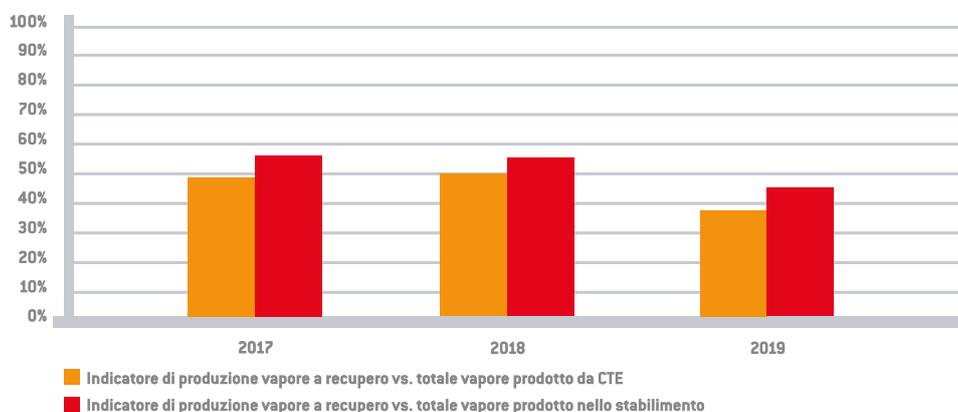
Si evidenzia una inflessione dell'indicatore nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018, dovuto alla indisponibilità di fuel gas di autoproduzione durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA), ed il necessario ricorso a gas naturale (metano) da esterno e ad importazione di energia elettrica da RTN in tale periodo. Questo al fine di garantire vapore tecnologico ed alimentazione elettrica agli ausiliari di CTE e alle unità di movimentazione dei prodotti finiti importati e destinati all'immissione su mercato, mantenuti in regolare esercizio anche durante il periodo di MTA.

### Produzione di vapore a recupero termico vs. totale vapore prodotto da CTE e da stabilimento

L'indicatore esprime il rapporto, espresso in %, tra il vapore prodotto dalla CTE a recupero termico dei fumi di scarico della turbina a gas rispetto al vapore totale prodotto dalla CTE (comprensivo della produzione per combustione diretta). Tale dato è inoltre integrato dal rapporto, espresso in %, tra il vapore prodotto complessivamente nello stabilimento per recupero termico (fumi di scarico della turbina a gas in CTE e fumi da camini in unità di processo) rispetto al vapore totale prodotto dallo stabilimento.

La produzione di vapore è prioritariamente eseguita per **recupero termico** rispetto a combustione diretta

**Fig. 3.2.3 – Indicatore di produzione di vapore a recupero termico vs. totale vapore prodotto da CTE e stabilimento**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Si evidenzia un'inflessione dell'indicatore nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018, dovuto alla indisponibilità del ciclo cogenerativo durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA). La produzione di vapore rimane comunque, nel tempo, positivamente e prioritariamente eseguita per recupero termico rispetto a combustione diretta.

### Recupero condense di vapore

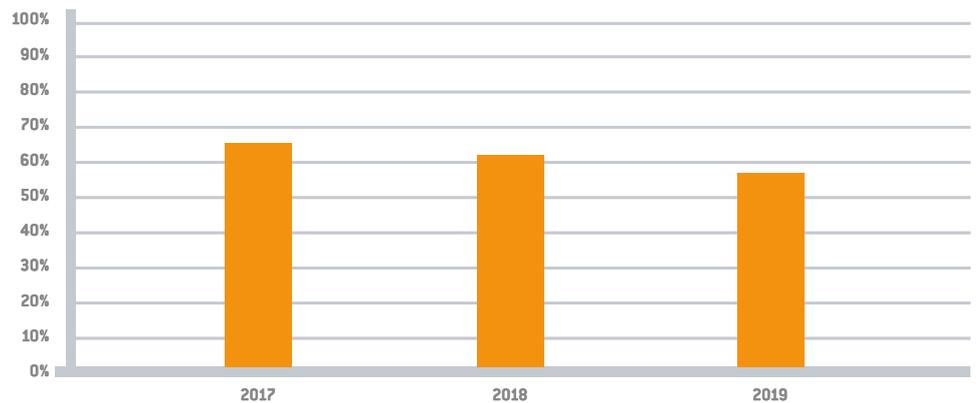
In un ciclo termoelettrico tradizionale composto dalla filiera generatore di vapore-turbina a condensazione, il vapore prodotto è completamente condensato e recuperato quale acqua alimento del generatore, al netto del consumo degli ausiliari di centrale.

La CTE di Raffineria è viceversa asservita agli impianti di processo per la produzione di vapore tecnologico e di vapore di riscaldamento per attrezzature/linee/serbatoi; la rete di distribuzione del vapore è quindi geograficamente estesa a coprire l'intera area di stabilimento. Le notevoli distanze lineari in gioco comportano difficoltà tecniche nell'installazione capillare di circuiti di recupero delle condense che coprano l'intera rete, nonché inevitabili perdite di distribuzione. Inoltre il vapore tecnologico, entrando in contatto con il processo, non è recuperabile quale condensa in alimento ai generatori di vapore, dovendo quindi essere trattato quale refluo liquido e scaricato al collettore unico di fognatura di Raffineria (si veda par. 3.4). Il consumo di vapore tecnologico è pari a ca. il 20% della totale produzione.

L'indicatore di recupero condense di vapore esprime il rapporto, espresso in %, tra il quantitativo di condense di vapore recuperate e reimmesse nel ciclo di produzione termoelettrico rispetto al totale vapore distribuito alle utenze e recuperabile quale acqua alimento dei generatori di vapore.

I circuiti di **recupero delle condense di vapore** consentono il **riutilizzo dell'acqua demineralizzata** di alimento dei generatori di vapore

**Fig. 3.2.4 – Indicatore di recupero condense di vapore**



Fonte: Unità PPF di Raffineria.

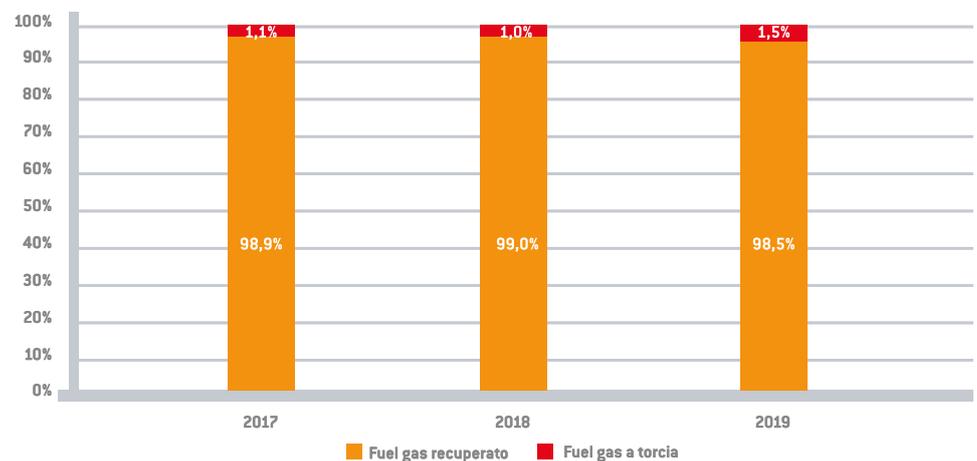
Si evidenzia un’inflessione dell’indicatore nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018, dovuta all’indisponibilità dei circuiti di recupero condense durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata. I valori medi di recupero nel tempo, prossimi al 60% delle condense di vapore recuperabili, sono indicatori di un adeguato controllo delle perdite di vapore nelle reti di distribuzione e del corretto funzionamento dei circuiti di recupero delle condense presenti in Raffineria.

Il fuel gas disponibile è pressoché totalmente utilizzato quale combustibile di processo e non degradato a combustione in torcia di Raffineria

**Fuel gas a torcia vs. fuel gas disponibile**

L’indicatore esprime il rapporto, espresso in %, tra il fuel gas inviato a combustione a torcia di Raffineria e non recuperato quale combustibile di processo, rispetto al fuel gas disponibile (fuel gas da autoproduzione e gas naturale da fonte esterna).

**Fig. 3.2.5 – Indicatore di fuel gas a torcia vs. fuel gas disponibile**



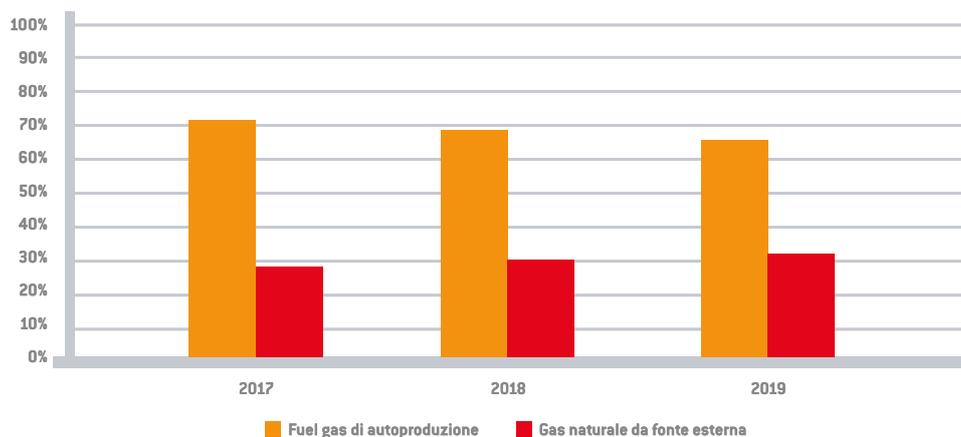
Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Si evidenzia una sostanziale stabilità dell’indicatore nel triennio 2017-2019, che conferma l’elevato grado di recupero quale combustibile di processo del fuel gas circolante in Raffineria.

La Raffineria ricorre all’integrazione di gas naturale (metano) da esterno per il 30% ca. del consumo complessivo di combustibili

**Fuel gas da autoproduzione vs. fuel gas utilizzato**

L’indicatore esprime il rapporto, espresso in %, tra il fuel gas da autoproduzione utilizzato quale combustibile di processo, rispetto al fuel gas complessivamente circolante (somma del fuel gas da autoproduzione e del gas naturale da fonte esterna).

**Fig. 3.2.6 – Indicatore di fuel gas da autoproduzione vs. fuel gas utilizzato**

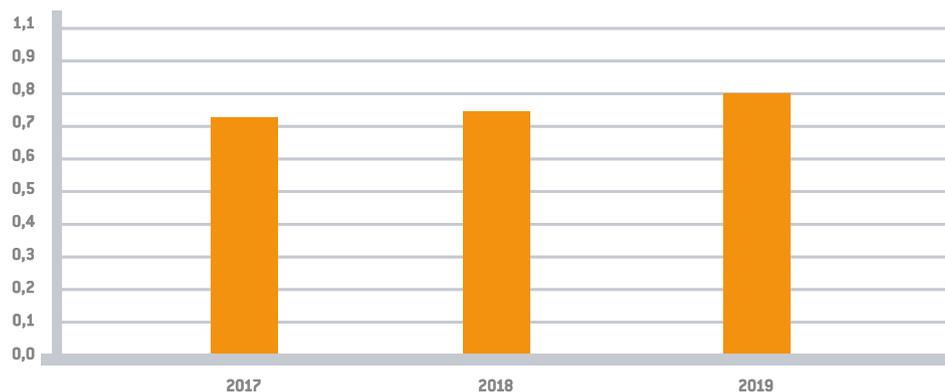
Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Si evidenzia una leggera inflessione dell'indicatore nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018, dovuto alla indisponibilità di fuel gas di autoproduzione durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA), ed il necessario ricorso a gas naturale (metano) da esterno in tale periodo. Si conferma, nel tempo, come il ricorso a gas naturale (metano) da fonte esterna si renda necessario per coprire il 30% ca. dell'utilizzo complessivo di fuel gas quale combustibile di processo.

#### Consumo specifico termico-elettrico

L'indicatore esprime il rapporto, espresso in MWh/ton, tra l'energia termica (intesa come vapore tecnologico) ed elettrica assorbita dal processo produttivo e la quantità di prodotti in lavorazione (Virgin Naphtha e biomasse oleose). L'indicatore, pur influenzato dalla qualità dei prodotti in lavorazione (contenuto di nafteni nella Virgin Naphtha, quota di insaturi nelle biomasse oleose) definisce un primo specifico energetico di produzione.

I consumi annuali di energia termica ed elettrica vengono rapportati alla quantità di prodotti in lavorazione

**Fig. 3.2.7 – Indicatore di consumo specifico termico-elettrico**

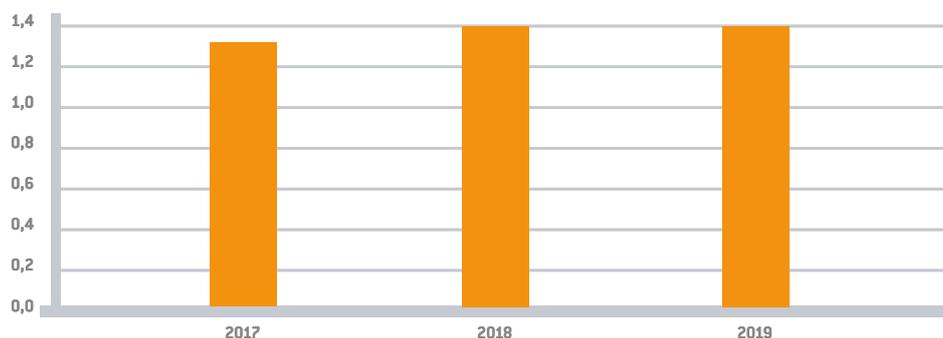
Fonte: Unità PPF di Raffineria.

Si evidenzia un negativo incremento del valore dell'indicatore nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018, per le stesse motivazioni di cui al commento all'indicatore di copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione.

#### Consumo specifico di combustibili

L'indicatore esprime il rapporto, espresso in MWh/ton, tra le quantità energetiche di combustibili (fuel gas di autoproduzione e gas naturale) utilizzati dal processo produttivo e la quantità di prodotti in lavorazione (Virgin Naphtha e biomasse oleose).

I consumi annuali di combustibili vengono rapportati alla quantità di prodotti in lavorazione

**Fig. 3.2.8 – Indicatore di consumo specifico di combustibili**

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

L'energia da combustibili utilizzati dal processo produttivo è calcolata al netto dell'energia associata alla produzione di energia elettrica da CTE destinata all'immissione in RTN. L'indicatore definisce un secondo specifico energetico di produzione e parametrizza l'efficacia degli scambi termici interni ai processi e la corretta conduzione dei forni di impianto. Si evidenzia una sostanziale stabilità dell'indicatore nel biennio 2018-2019, quantunque in negativo incremento rispetto al 2017. L'indicatore risente infatti dei maggiori consumi specifici associati alla crescente lavorazione di biomasse non convenzionali alla nuova unità di pretrattamento (unità POT) nell'ultimo biennio.

**Scheda di approfondimento****La produzione ed i consumi di energia elettrica e combustibili**

Nelle tabelle seguenti sono riportati i dati di produzione e assorbimento di energia elettrica e di consumo di combustibili nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.2.1 – Produzione e consumo di energia elettrica e termica (MWh)**

	2017	2018	2019
energia elettrica prodotta in CTE	194.788	217.348	157.252
energia elettrica assorbita dalla Raffineria	106.419	117.523	105.270
energia elettrica importata da RTN	10.299	3.837	19.373
energia elettrica esportata in RTN	98.667	103.662	71.355
energia elettrica importata vs. assorbita (%)	9,7	3,3	18,4
energia elettrica esportata vs. prodotta (%)	50,7	47,7	45,3
energia termica (vapore tecnologico) prodotta	640.183	674.938	667.764

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

**Tab. 3.2.2 – Consumi di combustibili (ton)**

	2017	2018	2019
fuel gas di autoproduzione	80.328	87.009	71.957
di cui ad impianti di processo	38.820	45.390	36.745
di cui a CTE	41.508	41.619	35.212
gas naturale (metano)	31.994	38.661	34.391
di cui ad impianti di processo	9.400	11.850	11.377
di cui a CTE	22.594	26.811	23.014
<b>TOTALE</b>	<b>112.322</b>	<b>125.670</b>	<b>106.348</b>

Fonte: Unità PPF di Raffineria.

**Tab. 3.2.3 – Indicatori di prestazione (Ipres)**

	2017	2018	2019
rendimento termoelettrico CTE (%)	85,0	84,6	93,0
copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione (%)	79,1	75,0	71,8
produzione vapore da CTE a recupero termico (%)	49,5	49,8	37,2
produzione vapore totale a recupero termico (%)	55,9	55,6	46,0
recupero condense di vapore (%)	64,9	62,4	56,5
fuel gas a torcia vs. fuel gas disponibile (%)	1,1	1,0	1,5
fuel gas da autoproduzione vs. fuel gas utilizzato (%)	71,5	69,2	67,9
consumo specifico termico-elettrico [MWh/ton]	0,72	0,74	0,81
consumo specifico combustibili [MWh/ton]	1,33	1,40	1,41

Sono riportati di seguito gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul “dato B” di riferimento. La tipologia di “dato B” prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%). La migliore prestazione in “assetto bio” di Raffineria è evidenziata in grassetto ed è correlata alla logica di costruzione dell’indicatore (logica di valore massimo o minimo).

**Tab. 3.2.4 – Indicatori di prestazione con rapporto sul “dato B” (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
energia elettrica importata da RTN	minima	B3	10,3	3,8	19,3
energia elettrica importata vs. assorbita	minima	B3	9,7	3,3	18,4
rendimento termoelettrico CTE	massima	B4	85,0	88,5	<b>93,0</b>
copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione	massima	B4	<b>79,1</b>	75,0	71,8
produzione vapore da CTE a recupero termico	massima	B4	<b>52,9</b>	49,5	49,8
produzione vapore totale a recupero termico	massima	B4	<b>59,8</b>	55,9	55,6
recupero condense di vapore	massima	B4	<b>64,9</b>	62,4	56,5
fuel gas a torcia vs. fuel gas disponibile	minima	B4	1,1	<b>1,0</b>	1,5
fuel gas da autoproduzione vs. fuel gas utilizzato	massima	B4	<b>71,5</b>	69,2	67,9
consumo specifico termico-elettrico	minima	B3	<b>100</b>	103,8	112,8
consumo specifico combustibili	minima	B3	113,9	<b>100</b>	105,7

**LEGENDA**

B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall’indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2014.

B4) benchmark interno, pari a 100%, con indicatore esprimibile in valore percentuale.

### 3.3 - Acqua - Approvvigionamento ed utilizzo della risorsa idrica

La Raffineria utilizza la risorsa idrica effettuando un:

- prelievo di acqua industriale dall’acquedotto Veritas (ex C.U.A.I.) per la produzione di acqua demineralizzata ed altri usi di processo;
- prelievo di acqua potabile dall’acquedotto comunale Veritas per uso igienico-sanitario;
- recupero di acqua industriale dall’impianto di depurazione consortile SIFA per altri usi interni;
- prelievo di acqua da canale lagunare per raffreddamento degli impianti, con contestuale e tal quale reimmersione della stessa nel corpo recettore.

Al fine di ridurre la pressione ambientale sugli ambienti acquiferi, la Raffineria ha adottato sia soluzioni di carattere tecnico, sia soluzioni di carattere gestionale finalizzate ad una ottimizzazione dell’aspetto ambientale considerato.

È stata registrata una tendenziale diminuzione di tutti i prelievi idrici eseguiti dall’esterno in assetto “bio” rispetto all’assetto produttivo storico.

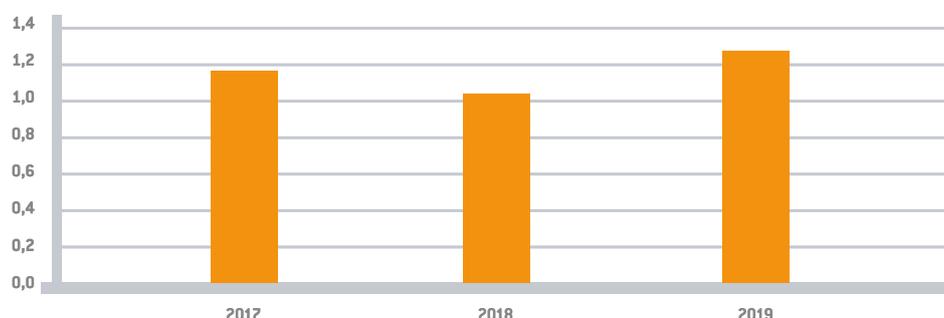
La Raffineria utilizza la risorsa idrica principalmente per il **raffreddamento degli impianti di processo** e per la produzione di **acqua demineralizzata** per alimento dei generatori di vapore

I consumi idrici annuali vengono rapportati alla quantità di **prodotti in lavorazione**

### Consumi idrici vs. lavorato

L'indicatore esprime il rapporto, espresso in mc/ton tra la quantità di acque dolci prelevate e la quantità di prodotti in lavorazione (Virgin Naphtha e biomasse oleose).

**Fig. 3.3.1 – Indicatore di consumi idrici vs. lavorato**



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Si evidenzia un negativo incremento dell'indicatore nel 2019, a valori superiori rispetto al biennio 2017-2018, associato all'accesso alla risorsa idrica anche durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA).

## Scheda di approfondimento

### I consumi idrici

Nella seguente tabella sono riportati i dati di consumo idrico nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.3.1 – Prelievi idrici per tipologia (mc)**

	2017	2018	2019
acqua potabile (da acquedotto comunale Veritas)	56.793	67.813	57.942
acqua industriale (da acquedotto industriale Veritas)	1.065.643	1.022.329	1.083.800
acqua industriale di riuso (da impianto di depurazione consortile SIFA)	60.699	60.798	60.519
<b>TOTALE</b>	<b>1.183.135</b>	<b>1.150.940</b>	<b>1.204.629</b>

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

**Tab. 3.3.2 – Indicatori di prestazione (Ipres)**

	2017	2018	2019
acqua industriale di riuso vs. acqua industriale totale (%)	5,4%	5,6%	5,3%
consumi idrici vs. lavorato (mc/ton)	1,133	1,033	1,250

Sono riportati di seguito gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul "dato B" di riferimento. La tipologia di "dato B" prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%). La migliore prestazione in "assetto bio" di Raffineria è evidenziata in grassetto ed è correlata alla logica di costruzione dell'indicatore (logica di valore minimo o massimo).

**Tab. 3.3.3 – Indicatori di prestazione con rapporto sul "dato B" (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
acqua potabile (da acquedotto comunale Veritas)	minima	B3	105,0	125,4	107,1
acqua industriale (da acquedotto industriale Veritas)	minima	B3	104,2	<b>100</b>	106,0
acqua industriale di riuso vs. acqua industriale totale	massima	B3	96,0	<b>100</b>	94,2
consumi idrici vs. lavorato	minima	B3	109,7	<b>100</b>	121,3

LEGENDA

B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2014.

### 3.4 - Acqua - Emissioni in corpi idrici

La Raffineria invia i propri reflui industriali all'impianto di depurazione consortile SIFA di Fusina (VE). I reflui liquidi addotti al collettore unico di fognatura di Raffineria sono composti da:

- acque di processo, condense di vapore tecnologico, drenaggi di serbatoi di stoccaggio prodotti, flussaggi di apparecchiature;
- acque igienico-sanitarie;
- acque meteoriche gravanti sull'intera superficie scolante di Raffineria.

La qualità dei reflui liquidi inviati all'impianto di depurazione consortile SIFA dal collettore unico è controllata secondo un Piano Analitico interno, strutturato su analisi giornaliere effettuate dal Laboratorio Chimico di Raffineria. Analisi ulteriori sui suddetti reflui vengono inoltre effettuate in modo indipendente dall'Organizzazione del depuratore consortile SIFA.

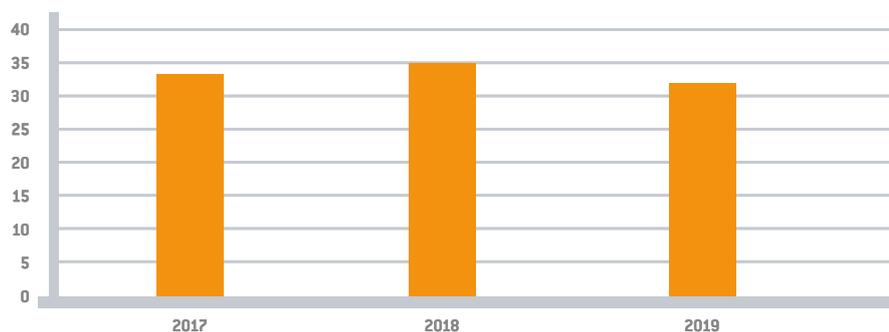
La qualità dei reflui liquidi conferiti al depuratore consortile SIFA non è soggetta a limiti normativi; le caratteristiche di accettazione degli stessi sono unicamente stabilite a livello contrattuale con SIFA. La conformità alle caratteristiche di accettazione contrattuale dei reflui liquidi conferiti all'impianto di depurazione consortile SIFA è indicata in tabella 3.4.2.

Le uniche acque scaricate direttamente in laguna dalla Raffineria sono le acque di raffreddamento, contestualmente attinte dal canale Vittorio Emanuele III e convogliate al circuito di raffreddamento impianti senza entrare in contatto con il processo di Raffineria.

Le acque reflue di Raffineria, dopo pre-trattamento interno sono inviate al **depuratore consortile SIFA**

Le **acque di raffreddamento** attinte da canale lagunare rappresentano l'unico scarico di Raffineria e vengono sottoposte ad analisi giornaliere di laboratorio

**Fig. 3.4.1 – Volumi di acqua di raffreddamento (milioni di mc/anno) prelevata e reimessa in canale lagunare**



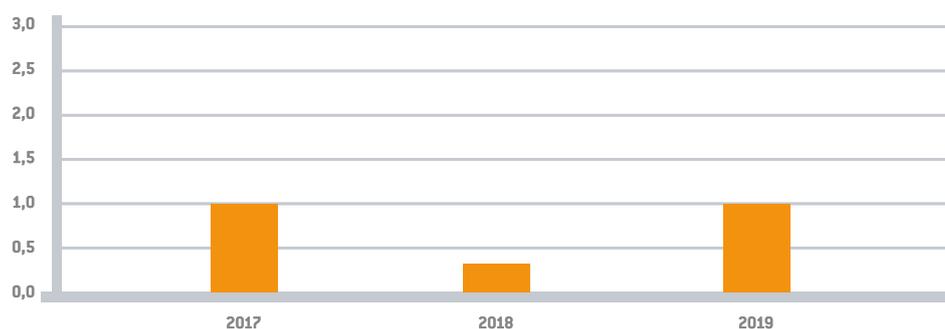
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Si evidenzia una sostanziale stabilità dei prelievi nel triennio 2017-2019, in quanto il decremento del prelievo di acqua di raffreddamento nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018 va comunque associato alle fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata.

La qualità dell'acqua di raffreddamento reimessa nel corpo idrico lagunare è comunque controllata secondo un Piano Analitico interno, strutturato su analisi giornaliere effettuate dal Laboratorio Chimico di Raffineria. Analisi ulteriori, per confronto con i limiti normativi, vengono eseguite su tali acque da un laboratorio esterno accreditato e secondo la periodicità trimestrale prevista dall'autorizzazione allo scarico lagunare emessa dal Provveditorato Interregionale alle Opere Pubbliche (ex Magistrato alle Acque di Venezia). La Raffineria è tenuta a rendere disponibili i referti analitici di controllo periodico al suddetto Ente di Controllo.

In ottemperanza a quanto prescritto dal PMC dell'AIA, viene inoltre eseguito annualmente, nei mesi estivi e da laboratorio esterno accreditato, il controllo dell'innalzamento termico indotto nel corpo idrico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti scaricata a canale Vittorio Emanuele III. Il controllo eseguito evidenzia il rispetto del limite di 3°C a 100 metri dal punto di scarico lagunare, inteso come differenza di temperatura rispetto a punti del corpo recettore non influenzati direttamente dallo scarico.

Il controllo dell'**innalzamento termico** indotto nel corpo recettore lagunare dalle acque di raffreddamento

**Fig. 3.4.2 – Innalzamento termico (°C) lagunare da scarico acqua di raffreddamento**

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Il controllo delle **sostanze per-fluoro alchiliche (PFAS)** nei reflui di processo e nell'acqua di falda inviati al depuratore consortile SIFA

Il CNR ha recentemente pubblicato i risultati di uno studio sulla presenza di sostanze per-fluoro-alchiliche (PFAS) nei principali bacini fluviali italiani, studio che evidenzia un'importante contaminazione di tali sostanze in corpi idrici superficiali situati nelle province di Vicenza e Padova, nonché di acque potabili prelevate in vari Comuni della zona.

La Raffineria, pur non utilizzando nel proprio processo produttivo tali sostanze, ha condotto anche nel 2019 diverse campagne analitiche di ricerca della presenza di composti PFAS ai punti di interfaccia con il depuratore consortile SIFA. La letteratura tecnica in materia cita infatti la trasportabilità a distanza di tali composti per azione di venti e di piogge.

I campionamenti eseguiti hanno evidenziato la potenziale presenza di PFAS sia nel refluo industriale che nell'acqua di falda inviata a trattamento al depuratore consortile SIFA. Le concentrazioni misurate di PFAS risultano comunque statisticamente confrontabili con i valori limite derivanti da linee guida internazionali, e risultano estremamente variabili nel tempo anche all'interno degli stessi streams singolarmente analizzati. A conferma di quanto indicato, sono state programmate nel 2020 ulteriori campagne analitiche di ricerca di tali composti nelle correnti liquide inviate a trattamento al depuratore consortile SIFA.

### Scheda di approfondimento

#### Gli scarichi idrici

Nella tabella seguente sono riportati i volumi misurati (espressi in mc) dei reflui liquidi complessivamente inviati dalla Raffineria all'impianto di depurazione consortile SIFA. Non essendo la Raffineria dotata di collettori separati per le acque reflue di processo e le acque meteoriche, queste vengono conferite unitamente a SIFA (le due singole componenti sono quindi deducibili solo da calcolo).

**Tab. 3.4.1 – Reflui inviati a depuratore consortile SIFA (mc)**

	2017	2018	2019
refluo B0 conferito a SIFA (misura)	1.296.373	1.430.602	1.483.610
di cui refluo di processo (calcolo)	1.101.203	1.099.642	1.117.966
di cui acque meteoriche (calcolo)	195.170	330.960	365.644
acqua di falda a SIFA (refluo B3) (vd. par. 3.7)	45.878	116.540	105.990

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

La qualità dei reflui liquidi conferiti al depuratore consortile SIFA non è soggetta a limiti normativi; le caratteristiche di accettazione degli stessi sono unicamente stabilite a livello contrattuale con SIFA.

Nella seguente tabella sono riportati i valori medi annuali, espressi in mg/lit, della qualità del refluo B0 conferito a SIFA, aggregati a partire da analisi giornaliere eseguite dal Laboratorio Chimico di Raffineria. I valori di qualità misurati evidenziano una sostanziale conformità nel tempo alle caratteristiche di accettazione contrattuale del refluo B0.

**Tab. 3.4.2 – Profilo analitico del refluo conferito a depuratore consortile SIFA**

	2017	2018	2019	Caratteristiche di accettazione
pH	8,3	8,6	9,0	<b>7-9</b>
	<b>mg/lt</b>	<b>mg/lt</b>	<b>mg/lt</b>	<b>mg/lt</b>
Azoto ammoniacale (come NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	2,6	3,1	3,1	<b>&lt;12,9</b>
Azoto nitroso (come NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	0,4	0,5	0,4	<b>&lt;13,1</b>
Azoto nitrico (come NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	4,5	4,3	3,9	<b>&lt;17,7</b>
COD	758	440	565	<b>&lt;800</b>
Idrocarburi totali (HC)	70	39	24	<b>&lt;150</b>
Fosforo (P)	0,40	0,54	0,47	<b>&lt;1,5</b>
Solidi sospesi totali (SST)	72	80	66	<b>&lt;270</b>

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Nella seguente tabella sono riportati i volumi misurati (espressi in mc) di acque di raffreddamento, convogliate al circuito di raffreddamento impianti e l'innalzamento termico su corpo idrico lagunare indotto dal loro scarico a canale Vittorio Emanuele III.

**Tab. 3.4.3 – L'acqua di raffreddamento**

	2017	2018	2019
acqua di raffreddamento da canale lagunare (mc)	34.312.284	34.853.796	31.857.377
innalzamento termico lagunare (°C)	1,0	0,3	1,0

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Sono riportati di seguito gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul "dato B" di riferimento. La tipologia di "dato B" prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%). Per tipologia B3, la migliore prestazione in "assetto bio" di Raffineria è evidenziata in grassetto ed è correlata alla logica di costruzione dell'indicatore (logica di valore minimo o massimo).

**Tab. 3.4.4 – Indicatori di prestazione con rapporto sul "dato B" (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
innalzamento termico lagunare	3°C	B1_1	33,3	10,0	33,3
refluo di processo B0 conferito a SIFA (calcolo)	minima	B3	100,1	<b>100</b>	101,7
azoto ammoniacale (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	12,9 mg/lt	B1_2	20,2	24,0	24,0
azoto nitroso (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	13,1 mg/lt	B1_2	3,1	3,8	3,1
azoto nitrico (NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	17,7 mg/lt	B1_2	25,4	24,3	22,0
COD	800 mg/lt	B1_2	94,8	55,0	70,6
idrocarburi totali (HC)	150 mg/lt	B1_2	46,7	26,0	15,8
fosforo (P)	1,5 mg/lt	B1_2	26,7	36,0	31,3
solidi sospesi totali (SST)	270 mg/lt	B1_2	26,7	29,6	24,4

**LEGENDA**

B1\_1) limite di legge.

B1\_2) caratteristiche di accettazione contrattuale del refluo B0 inviato a depuratore consortile SIFA.

B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2014.

## 3.5 - Emissioni in aria

Le emissioni convogliate in aria costituiscono uno degli aspetti ambientali più significativi delle attività della Raffineria e sono associate a emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri, originate dai processi di combustione nei forni degli impianti di processo e nei generatori di vapore della Centrale Termoelettrica, convogliate a camini dedicati di altezza compresa tra 35 e 80 metri.

Uno degli aspetti ambientali più significativi dei processi di Raffineria è l'**emissione convogliata di sostanze inquinanti** in atmosfera

Con il termine **“bolla di raffineria”** si intende il complesso di emissioni continue convogliate, identificate ai punti di emissione (camini)

Le **emissioni convogliate** derivano dai processi di **combustione ai forni di processo e ai generatori di vapore di Raffineria**, i cui fumi sono collettati all'interno di 7 camini monitorati da **analizzatori in continuo**

Le **concentrazioni e le quantità delle emissioni** monitorate di bolla evidenziano il rispetto dei limiti AIA

Il calcolo delle emissioni convogliate della Raffineria viene effettuato attraverso l'approccio di “bolla”, per il quale vengono considerati in maniera aggregata gli inquinanti prodotti dai processi di combustione degli impianti di processo e della Centrale Termoelettrica.

Tale approccio consente di monitorare il rispetto dei limiti previsti dall'AIA, modificando l'assetto operativo degli impianti ed adottando soluzioni flessibili nell'utilizzo dei combustibili nei vari momenti delle lavorazioni.

I limiti di emissione, da applicarsi alla “bolla di Raffineria” sono espressi in:

- concentrazione (mg/Nmc)
- peso (ton/anno)

I prodotti di combustione (anche detti fumi) dei forni e dei generatori di vapore di Raffineria in esercizio nell'assetto “bio” sono convogliati a 7 diversi camini.

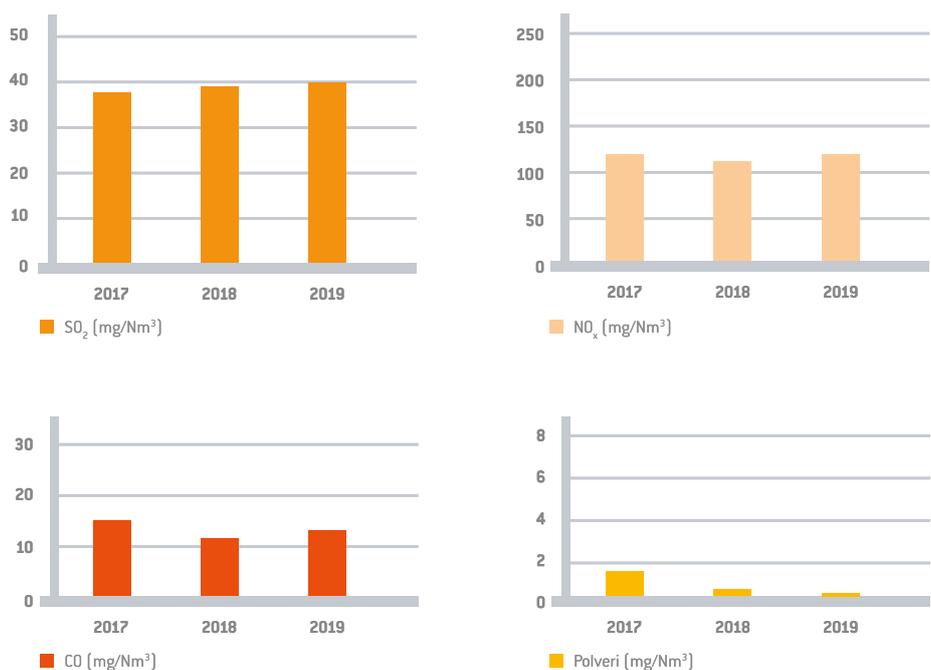
Al fine di ottemperare alle prescrizioni del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) dell'AIA, sono installati ai suddetti camini analizzatori automatici in continuo delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri. Questi analizzatori costituiscono la rete dei Sistemi di Monitoraggio Continuo delle Emissioni (SME) della Raffineria.

Nelle figure seguenti si riportano:

- i valori medi annuali delle concentrazioni di “bolla” (esprese in mg/Nmc al %O<sub>2</sub> rif.), come calcolati a partire dai valori medi orari di concentrazione misurati dagli SME installati;
- i valori annuali delle masse di “bolla” (esprese in ton), come calcolati per aggregazione dei prodotti dei valori medi orari di concentrazione e volume dei fumi emessi.

Il confronto è eseguito, come da indicazioni AIA, rispetto ai valori limite indicati nel Parere di non assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) del progetto “Refinery step1” (prot. 2573 del 17/07/2013). Si conferma il mantenimento nel triennio 2017-2019 dei valori medi delle concentrazioni e delle masse di “bolla” su valori inferiori ai limiti autorizzativi riportati in Tab. 3.5.2. Il decremento registrato nel 2019 delle masse annuali emesse di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri va comunque associato alle fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA), ovvero all'assenza di flussi emissivi in aria in tale periodo.

**Fig. 3.5.1 –Valori medi annuali delle concentrazioni di “bolla”\***



(\*) Per uniformità interpretativa, il fondo scala in ordinata dei grafici è rappresentativo dei limiti autorizzativi AIA riportati in Tab. 3.5.2  
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Fig. 3.5.2 – Valori annuali delle masse di “bolla”\*



(\* ) Per uniformità interpretativa, il fondo scala in ordinata dei grafici è rappresentativo dei limiti autorizzativi AIA riportati in Tab. 3.5.2  
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Le emissioni in atmosfera legate ai processi di combustione della Centrale Termoelettrica (CTE) costituiscono circa il 65% delle emissioni complessive convogliate di Raffineria.

Oltre a rientrare nel calcolo della “bolla di Raffineria”, le emissioni della CTE devono rispettare, da gennaio 2016, i nuovi limiti introdotti dal decreto MATTM di modifica dell’AIA (DM 000298 del 23/12/2015), essendo la CTE identificata quale Grande Impianto di Combustione (“GIC” rif. D.Lgs. 46/2014 e s.m.i.).

Tali limiti si applicano separatamente alle emissioni dalla turbina a gas (TG01) accoppiata al generatore di vapore a recupero (B01), e alle emissioni dal generatore di vapore tradizionale (B02).

Nelle figure seguenti si riportano i valori medi annuali delle concentrazioni delle emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri dal gruppo cogenerativo TG01/B01 e dal generatore di vapore B02 (espresse in mg/Nmc), come calcolati a partire dai valori medi orari di concentrazione misurati dagli SME installati.

Si evidenzia che i limiti GIC sono applicati alle emissioni di:

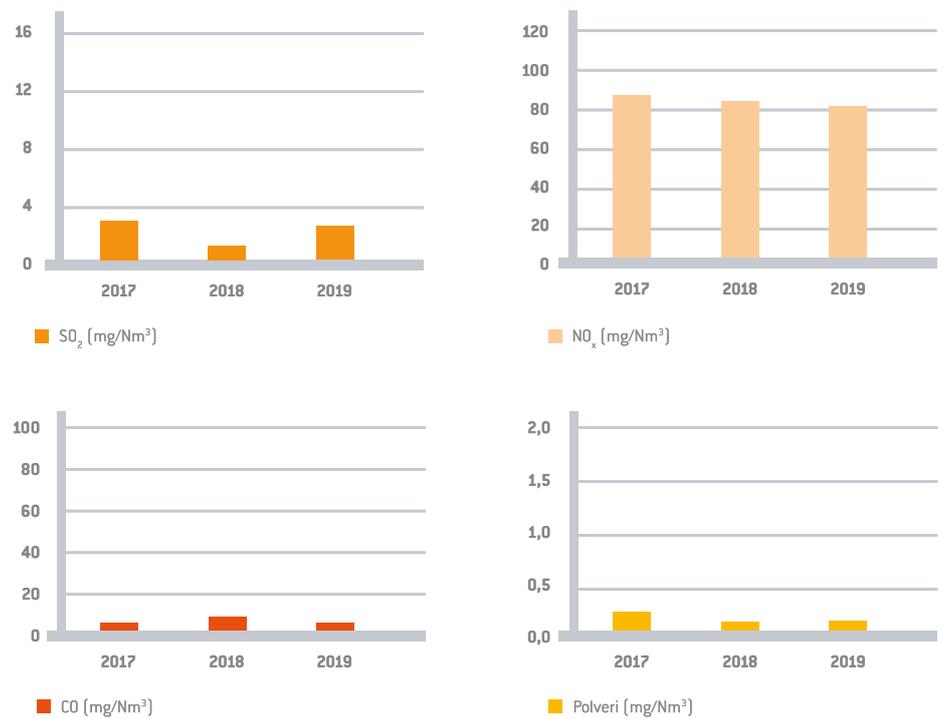
- NO<sub>x</sub> dal gruppo cogenerativo TG01/B01 (ossigeno di riferimento pari al 15%)
- SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri dal generatore di vapore B02 (ossigeno di riferimento pari al 3%)

Si conferma la sostanziale stabilità nel triennio 2017-2019 dei valori medi delle concentrazioni delle emissioni da CTE su valori inferiori ai limiti autorizzativi riportati in Tab. 3.5.4.

Le emissioni della CTE sono controllate anche con riferimento ai limiti per **Grandi Impianti di Combustione (GIC)**

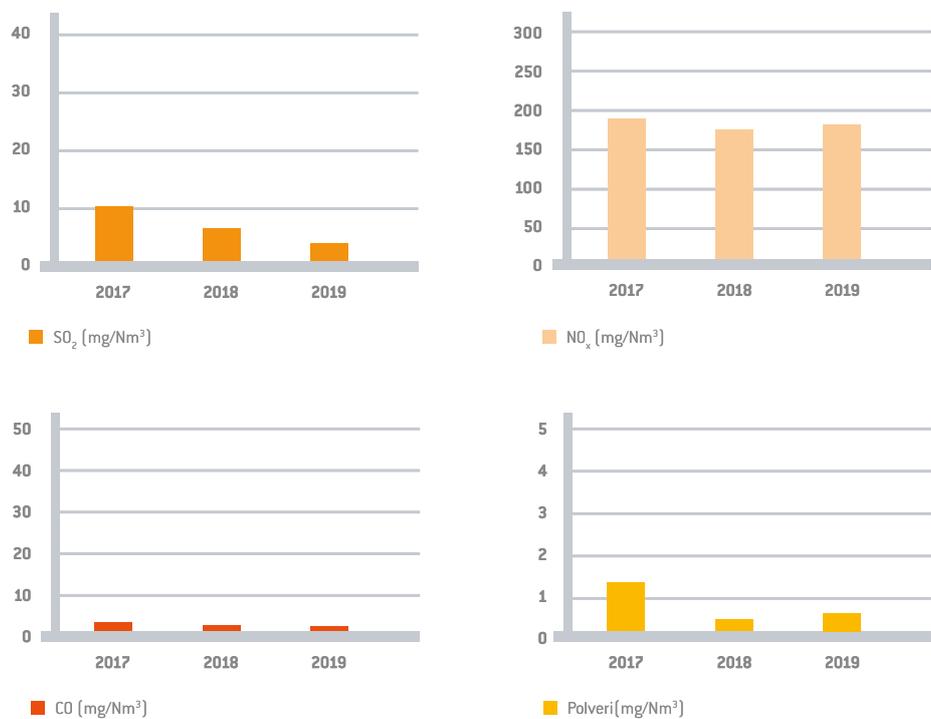
Le **concentrazioni delle emissioni** monitorate di CTE evidenziano il rispetto dei limiti normati dal D.Lgs. 46/2014 riportati nell’AIA

**Fig. 3.5.3 – Valori medi annuali delle concentrazioni delle emissioni da TG01/B01 di CTE \***



(\* Per uniformità interpretativa, il fondo scala in ordinata dei grafici è rappresentativo dei limiti autorizzativi AIA riportati in Tab. 3.5.4  
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

**Fig. 3.5.4 – Valori medi annuali delle concentrazioni delle emissioni da B02 di CTE \***



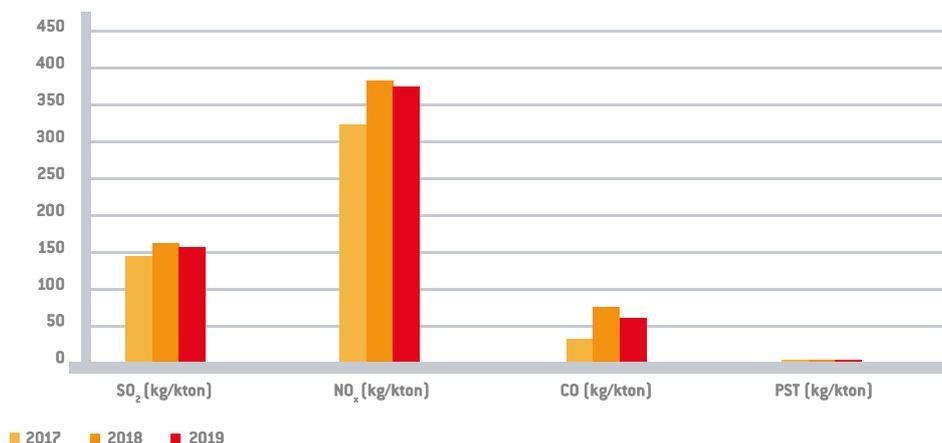
(\* Per uniformità interpretativa, il fondo scala in ordinata dei grafici è rappresentativo dei limiti autorizzativi AIA riportati in Tab. 3.5.4  
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

### Emissione specifica per lavorato

L'indicatore esprime il rapporto, espresso in kg/kton, tra le masse di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri emesse e la quantità di prodotti in lavorazione (Virgin Naptha e biomasse oleose). L'indicatore associa quindi le masse emesse di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri all'unità di lavorato. Le suddette masse sono calcolate al netto delle componenti emesse ed attribuibili alla produzione di energia elettrica da CTE destinata all'immissione in RTN.

Le masse annuali degli inquinanti di bolla vengono rapportate alla quantità di **prodotti in lavorazione** e alla quantità dei **combustibili utilizzati**

Fig. 3.5.5 – Indicatore di emissione specifica per lavorato

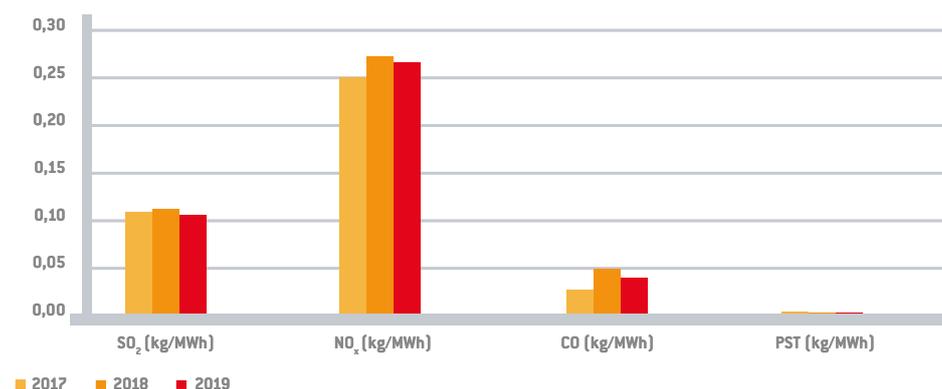


Fonte: Unità AMB di Raffineria.

### Emissione specifica per combustibili

L'indicatore esprime il rapporto, espresso in kg/MWh, tra le masse di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri emesse e le quantità energetiche di combustibili complessivamente utilizzate. L'indicatore quantifica quindi le masse emesse di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri per unità energetica di combustibili utilizzati. Le suddette masse e combustibili sono calcolati al netto delle rispettive quote attribuibili alla produzione di energia elettrica da CTE destinata all'immissione in RTN.

Fig. 3.5.6 – Indicatore di emissione specifica per combustibili



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Si evidenzia una sostanziale stabilità degli indicatori nel biennio 2018-2019, quantunque in negativo incremento rispetto al 2017. La variazione degli indici è attribuibile ai maggiori consumi specifici associati alla crescente lavorazione di biomasse non convenzionali alla nuova unità di pretrattamento (unità POT); a deboli variazioni della qualità (in termini di composti solforati) del fuel gas di autoproduzione; alla presenza di eccessi d'aria in alcuni forni di processo mantenuti, per esigenze di esercizio, in condizioni di minimo tecnico di combustione.

La Raffineria rientra tra i siti soggetti alle disposizioni della Direttiva Europea sull'**Emissions Trading di gas serra (GHG)**

Il mercato delle emissioni disciplinato dalla **direttiva UE ET** è uno strumento finalizzato al **controllo amministrativo delle emissioni di gas serra**

La Raffineria è soggetta alle disposizioni della Direttiva Europea sull' Emissions Trading 2003/87/CE e s.m.i. che impone agli operatori dei siti produttivi rientranti nel campo di applicazione della Direttiva di:

- richiedere l'autorizzazione all'emissione di gas serra (GHG);
- predisporre un Piano di Monitoraggio e sottoporlo all'Autorità Nazionale Competente (ANC);
- contabilizzare e comunicare all'ANC le emissioni alla fine di ciascun esercizio.

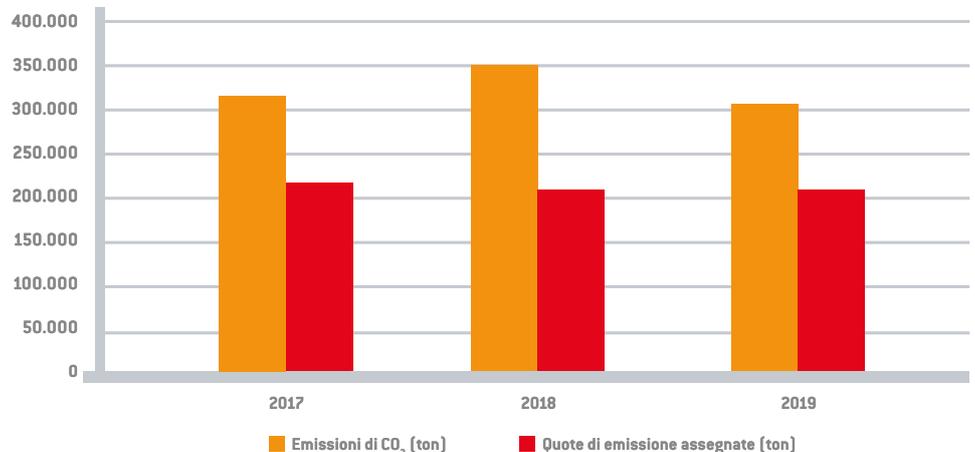
Le procedure e le istruzioni operative per la contabilizzazione ed il reporting dei gas serra fanno parte del corpo documentale del SGI HSE e del SGE.

Tra i differenti meccanismi flessibili finalizzati alla limitazione delle emissioni dei gas serra previsti dal Protocollo di Kyoto, figura lo schema di Emissions Trading che stabilisce il principio del "cap" delle emissioni e dello scambio dei permessi di emissione dette anche quote (1 quota = 1 tonnellata di CO<sub>2</sub> equivalente) alle quali è associata una valorizzazione economica (prezzo CO<sub>2</sub>).

Le quote sono soggette ad un mercato che prevede differenti meccanismi; l'acquisto mediante asta su specifiche piattaforme di trading, oppure il rilascio a titolo gratuito agli impianti che per appartenenza a specifici elenchi settoriali ne hanno diritto (settori esposti al rischio di delocalizzazione del Carbonio - Carbon Leakage) tra i quali figura il settore della raffinazione del petrolio. Il rilascio di quote a titolo gratuito è disciplinato da un principio di benchmark (Decisione 2011/278/CE) che premia le installazioni più efficienti.

Secondo il principio dell'Emissions Trading, ciascun operatore ogni anno restituisce all'ANC un numero di quote pari all'emissione dell'anno precedente. Nel caso dei settori esposti al Carbon Leakage, se l'operatore non dispone di quote in quantità sufficiente, acquista sul mercato le quote mancanti ai fini della compliance. Se, viceversa, dispone di quote in eccesso può metterle in vendita sul mercato.

**Fig. 3.5.7 – Emissioni annue di CO<sub>2</sub> e quote di emissione assegnate**



Fonte: Unità ATE di Raffineria.

Sono identificabili ulteriori emissioni di gas serra, quali:

- le emissioni di metano, siano esse originate dagli impianti di combustione che per fuga dalle linee di processo contengono CH<sub>4</sub>;
- le emissioni di N<sub>2</sub>O dagli impianti di combustione;
- le emissioni di HFC, CFC, PFC da apparecchiature di refrigerazione, di condizionamento d'aria e dai sistemi fissi antincendio;
- le emissioni di SF<sub>6</sub> da componenti elettrici protetti con gas antidetonanti.

La Raffineria esegue il controllo e la manutenzione periodici delle apparecchiature contenenti HFC al fine di monitorarne il regolare funzionamento e verificare l'assenza di perdite di gas tecnico in atmosfera. Le principali tipologie di gas fluorurati ad effetto serra presenti in Raffineria sono: R-407C, R-410A, R-422D, R-125, R-134a.

La Raffineria esegue il controllo periodico delle proprie apparecchiature contenenti **gas fluorurati a effetto serra (HFC)**

Gli interruttori della rete elettrica di Raffineria contenenti esafluoruro di zolfo ( $\text{SF}_6$ ) possiedono circuiti ermeticamente sigillati e come tali non necessitano di controlli di eventuali perdite.

La Raffineria genera inoltre emissioni in aria di COV (composti organici volatili) da:

- componenti d'impianto quali pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange
- attività di movimentazione e stoccaggio di prodotti petroliferi

La Raffineria, come da prescrizioni AIA, si è dotata di un programma di monitoraggio e controllo annuale delle emissioni fuggitive e diffuse. Il programma denominato LDAR (*Leak Detection and Repair*) è sviluppato, secondo il protocollo EPA 453, con l'utilizzo di rilevatori a ionizzazione di fiamma (FID) e di termocamere ad infrarossi (IRC). Sono stati censiti ca. 80.000 punti di controllo, di cui ca. 68.000 monitorati con FID e ca. 12.000 monitorati con IRC (tecnica OGI - Optical gas imaging).

Nella campagna di misura 2019 i controlli sono stati eseguiti applicando le nuove soglie limite AIA pari a 500 ppmv (espressi come  $\text{CH}_4$  equivalente) per fluidi classificati cancerogeni (H350) e pari a 3000 ppmv (espressi come  $\text{CH}_4$  equivalente) per tutti i rimanenti fluidi. I componenti di impianto rilevati in perdita, ovvero con fuoriuscita di COV a concentrazioni superiori a suddette soglie, sono stati regolarmente sottoposti a manutenzione e a successivo ricontrollo.

Nel 2019 è stato inoltre eseguito, con tecnica OGI, il monitoraggio delle emissioni fuggitive dai 20 serbatoi di Raffineria a tetto flottante contenenti idrocarburi liquidi volatili (categoria A).

Il valore complessivo calcolato di perdite di COV su base annuale nel 2019 è pari a ca. 125 ton, in linea con il range, indicato dal CONCAWE (CONservation of Clean Air and Water in Europe) di 0,01-0,015%wt del lavorato, nel caso di raffinerie caratterizzate da programmi formalizzati di monitoraggio e manutenzione mirati al contenimento delle perdite. I controlli eseguiti nel 2019 confermano la rilevazione di perdite di COV superiori alle nuove soglie limite AIA su percentuali inferiori al 1% dei totali dispositivi censiti. [Fonte: Unità AMB di Raffineria].

La Raffineria si è dotata di un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) di monitoraggio e controllo annuale delle emissioni fuggitive di composti organici volatili (COV) dagli impianti di produzione e dai serbatoi di stoccaggio

### Scheda di approfondimento

#### Emissioni convogliate in atmosfera

Nella seguente tabella sono riportati i valori delle emissioni convogliate in atmosfera della bolla di Raffineria nel triennio 2017-2019. I dati sono espressi in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  (valori medi annui) ed in tonnellate/anno. Per COV,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$  i dati sono espressi solo in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  (valori medi annui), come da prescrizione AIA per i parametri non misurati in continuo. I valori di ossigeno di riferimento (% $\text{O}_2$  rif.) sono pari al 3% ad esclusione dell'emissione dal gruppo combinato cogenerativo di CTE (TGO1/B01) il cui valore di ossigeno riferimento è pari al 15%.

Tab. 3.5.2 – Emissioni convogliate in atmosfera – parametri misurati in continuo

	2017		2018		2019		Assetto emissivo limite previsto dalla BioRaffineria*	
	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	ton/anno	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	ton/anno	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	ton/anno	$\text{mg}/\text{Nm}^3$	ton/anno
$\text{SO}_2$	38	151	39	174	40	146	52	270
$\text{NO}_x$	117	383	110	463	115	396	220	1.154
CO	15	38	12	81	13	59	29	151
PST	1,3	3	0,4	2	0,3	1,2	8	44

(\*) come da Parere di non assoggettabilità a VIA del progetto "Green Refinery"

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Il controllo di bolla sui macroinquinanti è ottenuto direttamente per acquisizione dei dati in linea provenienti dagli SME installati. La verifica del rispetto dei limiti di concentrazione di bolla viene effettuata mensilmente, come indicato dall'AIA. Nel triennio considerato tutti i limiti mensili sono stati rispettati.

**Tab. 3.5.3 – Emissioni convogliate in atmosfera – parametri non misurati in continuo**

	limiti AIA	2017	2018	2019
	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>
COV	20	0,12	0,04	0,02
H <sub>2</sub> S	3	2,02	0,15	0,17
NH <sub>3</sub>	20	1,47	0,26	0,30

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Tali dati derivano dalle medie delle misure semestrali eseguite ai camini rientranti nel calcolo della bolla.

Nella seguente tabella sono riportati i valori delle emissioni in atmosfera della Centrale Termoelettrica nel triennio 2017-2019. I dati sono espressi in mg/Nm<sup>3</sup> (valori medi annui).**Tab. 3.5.4 – Emissioni convogliate in atmosfera – parametri misurati in continuo**

	Limiti AIA		2017		2018		2019	
	mg/Nm <sup>3</sup> TG01/B01	mg/Nm <sup>3</sup> B02						
SO <sub>2</sub>	n.p.*	35	3,1	10,5	1,3	4,9	2,9	5,3
NO <sub>x</sub>	120	300	88	186	88	172	86	182
CO	n.p.	n.p.	6,8	1,7	8,1	1,1	7,5	1,1
PST	n.p.	5	0,3	1,4	0,2	0,4	0,2	0,5

(\*) [n.p.] limite non presente

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Il controllo delle emissioni da CTE è ottenuto direttamente per acquisizione dei dati in linea provenienti dagli SME installati. La verifica del rispetto dei limiti di concentrazione da singolo punto emissivo viene effettuata mensilmente, come indicato dall'AIA. Dal 2016 (primo anno di applicazione dei nuovi limiti per Grandi Impianti di Combustione) tutti i limiti mensili sono stati rispettati.

Nella seguente tabella sono riportati i valori delle emissioni annue di CO<sub>2</sub> della Raffineria nel triennio 2017-2019 e le quote di emissione assegnate nel suddetto triennio, secondo il piano 2013-2020 comunicato alla Commissione Europea.**Tab. 3.5.5 – Emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub> (ton/y)**

	2017	2018	2019
emissioni di CO <sub>2</sub>	318.329	350.403	304.145
quote di emissione assegnate	220.063	211.436	207.076

Fonte: Unità ATE di Raffineria.

Nella seguente tabella sono riportati i valori delle emissioni annue di gas serra (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, CFC, PFC) della Raffineria nel triennio 2017-2019. Le emissioni totali annue sono espresse in CO<sub>2</sub> equivalente con applicazione dei fattori moltiplicativi GWP (Global Warming Potential Values) derivati dal documento IPCC Fifth Assessment Report, 2014 (AR5).**Tab. 3.5.6 – Emissioni in atmosfera di gas serra (ton/y)**

	2017	2018	2019
	ton CO <sub>2</sub> eq	ton CO <sub>2</sub> eq	ton CO <sub>2</sub> eq
CH <sub>4</sub>	287	338	309
N <sub>2</sub> O	2.014	2.316	1.928
HFC	54	192	97
PFC	33	71	9
CFC	33	87	23

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Tab. 3.5.7 – Indicatori di prestazione (Ipres)

	2017	2018	2019
emissione SO <sub>2</sub> per lavorato (kg/kton)	144,1	155,9	151,3
emissione NO <sub>x</sub> per lavorato (kg/kton)	327,7	379,9	370,5
emissione CO per lavorato (kg/kton)	30,6	70,0	58,8
emissione polveri per lavorato (kg/kton)	3,1	1,4	1,2
emissione SO <sub>2</sub> per combustibili (kg/MWh)	0,11	0,11	0,11
emissione NO <sub>x</sub> per combustibili (kg/MWh)	0,25	0,27	0,26
emissione CO per combustibili (kg/MWh)	0,02	0,05	0,04
emissione polveri per combustibili (kg/MWh)	0,002	0,001	0,001
LDAR - emissioni COV per lavorato (%wt)	0,008%	0,009%	0,013%
emissione CO <sub>2</sub> per lavorato (ton/ton)*	0,28	0,29	0,30

(\*) Calcolato al netto della CO<sub>2</sub> emessa attribuibile alla produzione di energia elettrica da CTE destinata all'immissione in RTN

Sono riportati nella scheda di approfondimento seguente gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul "dato B" di riferimento. La tipologia di "dato B" prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%). Per tipologia B3, la migliore prestazione in "assetto bio" di Raffineria è evidenziata in grassetto ed è correlata alla logica di costruzione dell'indicatore (logica di valore minimo o massimo).

Tab. 3.5.8 – Indicatori di prestazione con rapporto sul "dato B" (Ipres 1)

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
SO <sub>2</sub> (concentrazione di bolla)	52 mg/Nmc	B1_3	73,5	75,0	76,9
NO <sub>x</sub> (concentrazione di bolla)	220 mg/Nmc	B1_3	53,2	50,0	52,3
CO (concentrazione di bolla)	29 mg/Nmc	B1_3	51,7	41,4	44,8
PST (concentrazione di bolla)	8 mg/Nmc	B1_3	16,7	5,0	3,8
SO <sub>2</sub> (massa di bolla)	270 ton/y	B1_3	56,0	64,4	54,1
NO <sub>x</sub> (massa di bolla)	1.154 ton/y	B1_3	33,2	40,1	34,3
CO (massa di bolla)	151 ton/y	B1_3	24,9	53,6	39,1
PST (massa di bolla)	44 ton/y	B1_3	7,7	3,6	2,7
NO <sub>x</sub> (concentrazione TG01/B01)	120 mg/Nmc	B1_3	73,3	73,0	71,6
SO <sub>2</sub> (concentrazione B02)	35 mg/Nmc	B1_3	30,0	13,9	15,1
NO <sub>x</sub> (concentrazione B02)	300 mg/Nmc	B1_3	62,0	57,5	60,7
PST (concentrazione B02)	5 mg/Nmc	B1_3	28,0	8,2	10,0
COV (concentrazione di bolla)	20 mg/Nmc	B1_3	0,6	0,2	0,1
H <sub>2</sub> S (concentrazione di bolla)	3 mg/Nmc	B1_3	67,2	5,0	5,7
NH <sub>3</sub> (concentrazione di bolla)	20 mg/Nmc	B1_3	7,3	1,3	1,5
emissione SO <sub>2</sub> per lavorato	minima	B3	187,5	202,9	196,8
emissione NO <sub>x</sub> per lavorato	minima	B3	<b>100</b>	116	113,1
emissione CO per lavorato	minima	B3	120,9	276,7	232,3
emissione polveri per lavorato	minima	B3	254,2	112,4	<b>100</b>

(segue)	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
emissione SO <sub>2</sub> per combustibili	minima	B3	221,8	227,0	218,7
emissione NO <sub>x</sub> per combustibili	minima	B3	107,6	118,1	114,3
emissione CO per combustibili	minima	B3	143,0	309,7	258,2
emissione polveri per combustibili	minima	B3	270,5	113,2	<b>100</b>
<b>LDAR - emissioni COV per lavorato</b>					
CO <sub>2</sub>	minima	B3	104,3	115	<b>100</b>
CH <sub>4</sub>	minima	B3	<b>100</b>	118	107,5
N <sub>2</sub> O	minima	B3	104	120,1	<b>100</b>
HFC	minima	B3	<b>100</b>	354	178,3
PFC	minima	B3	385	828,1	<b>100</b>
CFC	minima	B3	143	378,9	<b>100</b>
<b>LDAR - emissioni COV per lavorato</b>					
LDAR - emissioni COV per lavorato	0,00015	B2	51,5	61,5	86,4
emissione CO <sub>2</sub> per lavorato	minima	B3	<b>100</b>	104,3	106,7

LEGENDA  
 B1\_3) limite autorizzativo AIA.  
 B2) benchmark da linee guida internazionali.  
 B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2014.

Le attività di Raffineria generano **rifiuti industriali**, raccolti in aree attrezzate di deposito temporaneo ed avviati a smaltimento o recupero presso impianti esterni autorizzati

### 3.6 - Rifiuti

I rifiuti industriali prodotti dalla Raffineria vengono generati dalle seguenti attività di stabilimento:

- esercizio degli impianti di produzione;
- interventi manutentivi su impianti e serbatoi;
- demolizione di attrezzature di impianto o di strutture edili obsolete;
- operazioni di bonifica del suolo/sottosuolo.

In questo contesto la Raffineria produce rifiuti:

- speciali non pericolosi (S-NP);
- speciali pericolosi (S-P).

Inoltre la presenza nel sito di personale e di un servizio di ristorazione collettiva genera rifiuti urbani ed assimilabili agli urbani (RSU/RSAU).

È obiettivo della Raffineria minimizzare l'impatto delle proprie attività sul ciclo di produzione dei rifiuti, massimizzando il riutilizzo/recupero dei materiali nel processo industriale di stabilimento.

In attesa di essere avviati a smaltimento e/o recupero esterno in impianti di destino autorizzati, i rifiuti prodotti sono adeguatamente confezionati, etichettati e mantenuti in temporaneo stazionamento in aree dedicate e attrezzate allo scopo. Tutte le suddette attività sono condotte secondo modalità e procedure rispondenti ed ottemperanti alla normativa vigente in materia di gestione dei rifiuti.

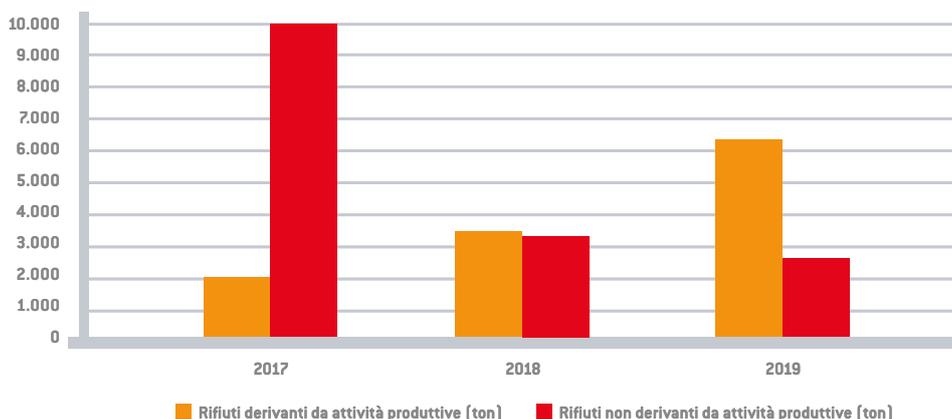
In Raffineria sono presenti tre aree attrezzate al deposito temporaneo dei rifiuti prodotti, secondo quanto indicato nell'AIA; esse sono:

- il Parco Rottami, per il conferimento di rottami metallici, cavi elettrici, tubi fluorescenti, batterie, carta e cartone, legno;
- il Parco Ecologico, per il conferimento di catalizzatori esausti, residui idrocarburi da manutenzione / bonifica di serbatoi / linee / apparecchiature, coibentazioni, plastiche, imballaggi, materiali filtranti, oli esausti;
- il Parco Terre, per il conferimento di terre da scavo e inerti da demolizione.

In Raffineria è inoltre attivo un tradizionale sistema di raccolta e conferimento differenziato alla municipalizzata Veritas di rifiuti solidi urbani ed assimilabili agli urbani (RSU/RSAU).

Il grafico seguente mostra la ripartizione tra rifiuti derivanti da attività produttive e non da esse derivanti (terre da scavo, inerti da demolizione) sul totale quantitativo di rifiuti prodotti.

**Fig. 3.6.1 – Ripartizione tra rifiuti derivanti/non derivanti da attività produttive**

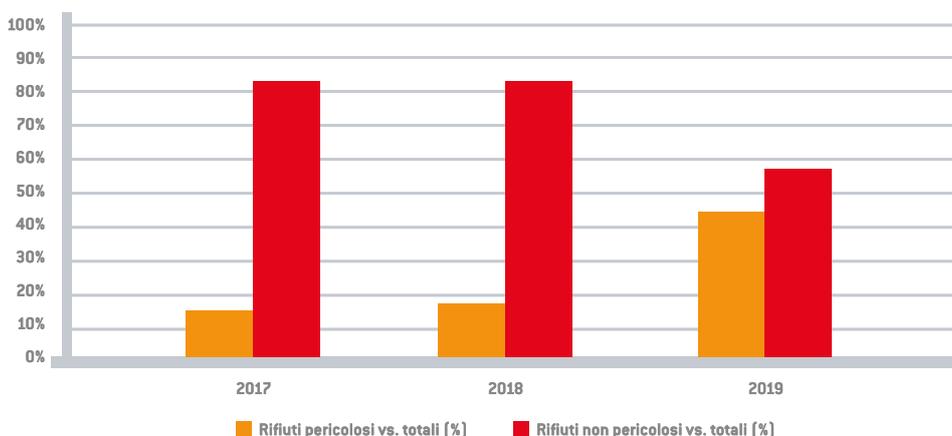


Fonte: Unità AMB di Raffineria.

L'incremento nella produzione di rifiuti derivanti da attività produttive, registrato nel 2019, è dovuto, oltre alla generazione di terre sbiancanti esauste (terre utilizzate per la decolorazione delle biomasse nell'unità POT), alle attività programmate di bonifica di serbatoi di stoccaggio, per realizzazione di doppi fondi e controllo del loro stato di integrità, e di ispezione dei collettori di fognatura e loro ripristino funzionale ove necessario (in ottemperanza a prescrizioni AIA, si veda a riguardo il par. 3.7). Le suddette terre sbiancanti esauste sono comunque state integralmente destinate a recupero presso impianti esterni autorizzati, mantenendo elevato anche nel 2019 il rapporto di recupero di rifiuti derivanti da attività produttive sul totale prodotti (si veda Tab. 3.6.2 e 3.6.4).

Il grafico seguente mostra la ripartizione percentuale tra rifiuti pericolosi e non pericolosi prodotti.

**Fig. 3.6.2 – Ripartizione tra rifiuti pericolosi e non pericolosi prodotti**



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

L'incremento nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018 della percentuale di rifiuti pericolosi sul totale dei rifiuti prodotti va associato alle attività di bonifica ed ispezione sopra citate; tale valore si attesta nel 2019 a ca. il 45% del totale dei rifiuti prodotti.

I rifiuti derivanti da attività produttive

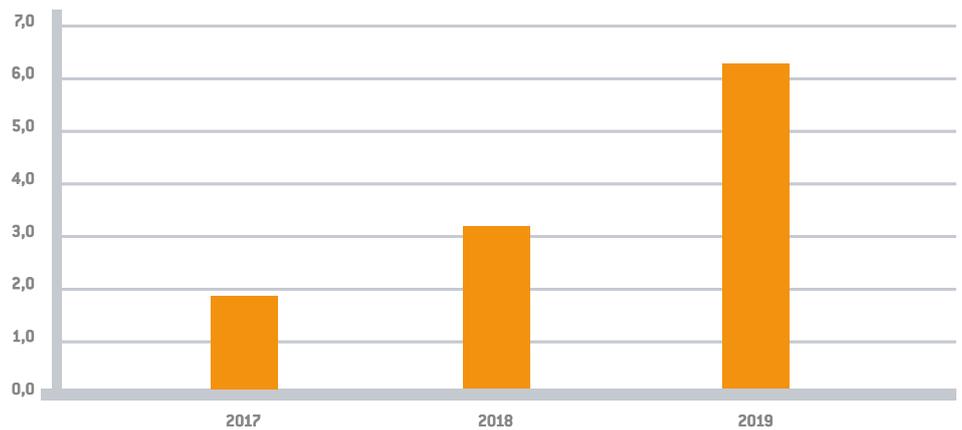
La ripartizione tra rifiuti pericolosi e non pericolosi

La quantità annuale di rifiuti derivanti da attività produttive è rapportata alla quantità di **prodotti in lavorazione**

**Rifiuti derivanti da attività produttive vs. lavorato**

L'indicatore esprime il rapporto tra la quantità di rifiuti prodotti, al netto dei rifiuti non derivanti da attività produttive (acque di falda, terre da scavo, inerti da demolizione) ed il lavorato della Raffineria in assetto "bio" (Virgin Naphtha e biomasse oleose). L'indicatore non è confrontabile con i valori di linea guida (LG MTD) del settore raffinazione, pari a 0,01±2 kg/ton, in quanto tale parametro è riferibile all'assetto tradizionale e non all'assetto "bio".

**Fig. 3.6.3 – Indicatore rifiuti derivanti da attività produttive vs. lavorato (kg/ton)**



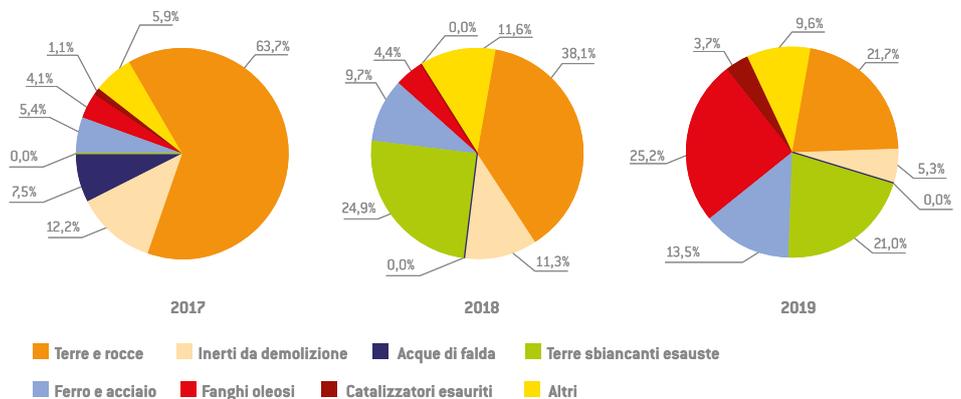
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

L'incremento del valore dell'indicatore, registrato nel 2019, va associato alla produzione delle terre sbiancanti esauste ed alle attività di bonifica ed ispezione sopra citate.

La tipologia dei rifiuti prodotti nel triennio 2017-2019 riflette le attività legate al consolidamento della conversione/espansione impiantistica della Raffineria e alla prosecuzione delle attività di bonifica di serbatoi di stoccaggio e di ispezione dei collettori di fognatura in ottemperanza a prescrizioni AIA.

Le principali tipologie di rifiuti prodotti nel triennio 2017-2019 sono riportate di seguito.

**Fig. 3.6.4 – Tipologie di rifiuti prodotti**



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

La tipologia dei rifiuti prodotti dalla Raffineria

## Scheda di approfondimento

### La Gestione dei rifiuti

Le numerose e diversificate operazioni di manutenzione svolte presso la Raffineria costituiscono una delle maggiori fonti di produzione di rifiuti, pericolosi e non pericolosi, e pertanto sono gestite secondo apposite procedure interne per la minimizzazione degli impatti ambientali.

Si riportano di seguito le tipologie di rifiuti prodotti nel triennio 2017-2019 e le relative quantità. Si evidenzia che l'acqua di falda non è più esitata all'esterno quale rifiuto liquido (si veda par. 3.7).

**Tab. 3.6.1 – Produzione e tipologie di rifiuti**

Tipologie (codici CER)	Quantità (ton)		
	2017	2018	2019
Terre da scavo (170504)	7.692	2.679	1.840
Inerti da demolizione (170904)	1.472	791	446
Acque di falda (191308) (vd. par. 3.7)	903	0	0
Terre sbiancanti esauste (020304)	0	1.752	1.782
Ferro e acciaio (170405)	657	682	1.142
Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature (050106*)	499	306	2.135
Catalizzatori esauriti (160802*)	127	0	313
Altri rifiuti da attività produttive (CER vari)	716	814	809
<b>TOTALE</b>	<b>12.066</b>	<b>7.024</b>	<b>8.467</b>

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Si riportano di seguito le percentuali di ripartizione tra rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi, e tra rifiuti derivanti da attività produttive e non derivanti da attività produttive (terre da scavo, inerti da demolizione) nel triennio 2017-2019.

**Tab. 3.6.2 – Ripartizione rifiuti**

	2017		2018		2019	
	ton	%	ton	%	ton	%
pericolosi	2.005	16,6	1.265	18,0	3.703	43,7
non pericolosi	10.061	83,4	5.759	82,0	4.764	56,3
<b>TOTALE</b>	<b>12.066</b>		<b>7.024</b>		<b>8.467</b>	
derivanti da attività produttive	1.999	16,6	3.554	50,6	6.181	73,0
<i>di cui a recupero</i>	1.192	59,6	2.976	83,7	5.009	81,0
non derivanti da attività produttive	10.067	83,4	3.470	49,4	2.286	27,0
<i>di cui a recupero</i>	0	0	1.781	51,3	934	40,9
<b>TOTALE</b>	<b>12.066</b>		<b>7.024</b>		<b>8.467</b>	

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

**Tab. 3.6.3 – Indicatori di prestazione (Ipres)**

	2017	2018	2019
rifiuti derivanti da attività produttive vs. lavorato (kg/ton)	1,9	3,2	6,4

Sono riportati di seguito gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul "dato B" di riferimento. La tipologia di "dato B" prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%). Per tipologia B3, la migliore prestazione in "assetto bio" di Raffineria è evidenziata in grassetto ed è correlata alla logica di costruzione dell'indicatore (logica di valore massimo o minimo).

Tab. 3.6.4 – Indicatori di prestazione con rapporto sul “dato B” (Ipres 1)

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
produzione di rifiuti	minima	B3	171,8	<b>100</b>	120,5
produzione di rifiuti pericolosi	minima	B3	158,5	<b>100</b>	292,7
rifiuti pericolosi vs. totale rifiuti	minima	B3	<b>100</b>	108,4	263,2
rifiuti avviati a recupero vs. totale rifiuti	massima	B3	13,5	<b>100</b>	96,3
rifiuti derivanti da attività produttive vs. lavorato	2 kg/ton*	B2	95,7	159,4	321,3

[\*]Applicabile a raffinerie tradizionali a lavorazione di greggio - confronto solo indicativo

#### LEGENDA

B2) benchmark da linee guida internazionali.

B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in assetto di BioRaffineria dal 2017 (per allineamento con l'inserimento dell'unità POT).

Il monitoraggio del suolo e sottosuolo di Raffineria

La Raffineria ha completato gli interventi di **messa in sicurezza operativa dei suoli (MISO)** approvati da parte dell'Autorità Competente

## 3.7 – Suolo/sottosuolo e falda

A partire dal 1999, la Raffineria ha condotto numerose attività di monitoraggio del suolo/sottosuolo e della falda acquifera. Sono state eseguite campagne di caratterizzazione estese del sottosuolo, con sondaggi a vari intervalli di profondità dal piano campagna.

I risultati delle indagini di caratterizzazione dei suoli hanno evidenziato alcune non conformità ai limiti normativi relativamente a antimonio, arsenico, cadmio, mercurio, piombo, rame, zinco, idrocarburi totali e, in percentuali inferiori, relativamente a BTEX, idrocarburi policiclici aromatici (IPA), composti clorurati.

La presenza di tali inquinanti è da ricondursi all'origine storica del sito, in particolare al materiale di riempimento/riporto utilizzato in tempi pregressi per l'imbonimento delle aree lagunari barenose destinate agli insediamenti industriali di Porto Marghera.

A seguito delle evidenze riscontrate di contaminazione dei suoli, la Raffineria ha elaborato progetti dedicati di intervento.

**Il progetto di messa in sicurezza operativa dei suoli (MISO)** di Raffineria e della Zona Nord-Est, presentato preliminarmente nel 2005 e revisionato sulla base delle richieste di integrazione dell'Autorità Competente fino all'edizione del 2013, è stato approvato dal MATTM nel luglio 2014 congiuntamente alla analisi di rischio sanitaria (AdR) in esso contenuta.

**Il progetto di messa in sicurezza operativa dei suoli (MISO)** dell'Isola dei Petroli, presentato preliminarmente nel 2013 e revisionato sulla base delle richieste di integrazione dell'Autorità Competente fino all'edizione del 2014, è stato a sua volta approvato dal MATTM nel luglio 2014.

Gli interventi di messa in sicurezza operativa (definiti tali in quanto “in sito sono presenti attività produttive in esercizio”), sono stati completati sia per l'area di Raffineria sia per l'area dell'Isola dei Petroli, nei tempi indicati dai cronoprogrammi allegati ai progetti approvati, e consistono essenzialmente in:

- realizzazione di idonee coperture superficiali mediante terreno vegetale/asfaltatura, tali da interrompere i percorsi di esposizione attivi sui recettori umani, ad integrazione degli interventi di natura gestionale/procedurale già messi in atto;
- intervento di fito-stabilizzazione di un'area di ca. 6 ettari in Isola dei Petroli, previa copertura con terreno di riporto e piantumazione di essenze arboree ad alto fusto;
- pavimentazione di vaste aree interne ai bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio dell'Isola dei Petroli e delle zone operative connesse.

La Raffineria ha inoltre realizzato indagini ambientali finalizzate all'approfondimento del quadro conoscitivo dei suoli insaturi tramite misure di campo del gas interstiziale (*soil gas*) in essi contenuto.

Parallelamente alle indagini di caratterizzazione dei suoli, sono state eseguite periodiche campagne di analisi delle acque sotterranee con campionamenti dei piezometri di controllo installati in sito.

I risultati analitici hanno evidenziato alcune non conformità ai limiti normativi relativamente a azoto ammoniacale, fluoruri, idrocarburi policiclici aromatici (IPA), ferro, manganese e, in percentuali inferiori, relativamente a arsenico, selenio, BTEX, idrocarburi totali, MTBE, composti alogenati, boro.

Quale misura di messa in sicurezza di emergenza della falda, la Raffineria ha provveduto dal 2004 all'emungimento di ca. 20 piezometri, ubicati in posizione frontale rispetto alla sponda lagunare.

Nel 2005 è stato stipulato tra Eni, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) e il Ministero delle Infrastrutture e Trasporti (MIT) un Accordo Transattivo che ha visto la partecipazione finanziaria dell'Eni agli interventi di marginamento e conterminazione delle sponde lagunari del sito industriale di Porto Marghera.

Tali opere, realizzate dal Provveditorato Interregionale per le Opere Pubbliche (ex Magistrato alle Acque di Venezia), sono ad oggi sostanzialmente completate. La presenza di una barriera fisica a tenuta (palancolatura) tra la matrice acquifera e i terreni spondali prospicienti, oltre ad arrestare i fenomeni erosivi dei tratti spondali, costituisce efficace opera di messa in sicurezza dell'intero sito industriale di Porto Marghera.

A seguito delle evidenze riscontrate di contaminazione della falda, la Raffineria ha elaborato un progetto dedicato di intervento.

Il **progetto di bonifica della falda**, presentato preliminarmente nel 2005 e revisionato sulla base delle richieste di integrazione dell'Autorità Competente fino all'edizione del 2010, è stato approvato dal MATTM nell'aprile 2014.

Il progetto, che riguarda esclusivamente interventi sulla falda superficiale, risulta sinergico agli interventi di marginamento e conterminazione delle sponde lagunari sopra riportato. Gli interventi, già completati, consistono essenzialmente in:

- mantenimento in emungimento di 4 piezometri in area di Raffineria;
- captazione delle acque di falda intercettate dal retro-marginamento delle sponde di Raffineria e dell'Isola dei Petroli;
- conferimento delle acque così captate ed emunte all'impianto di depurazione consortile SIFA.

L'acqua di falda in emungimento dai suddetti piezometri è stata inizialmente mantenuta in invio a smaltimento, tramite autobotti quale rifiuto liquido, ad impianti autorizzati esterni (si veda Tab. 3.6.1).

In relazione al convogliamento all'impianto consortile SIFA di Fusina delle acque di falda:

- intercettate dal retro-marginamento dell'area di Raffineria e dell'Isola dei Petroli
- emunte dai piezometri installati

la Raffineria ha proposto di inviare tali acque all'impianto consortile SIFA attraverso tubazione sub-lagunare esistente e non utilizzata, nelle more del completamento da parte degli Enti Esterni delle opere di collegamento destinate ufficialmente a tale scopo. Gli oneri progettuali e realizzativi di tale convogliamento sono stati sostenuti proattivamente ed integralmente dalla Raffineria.

A seguito del completamento delle sopra citate opere temporanee, a partire da giugno 2017 le acque di falda intercettate dal retro-marginamento delle Isole di Raffineria e dell'Isola dei Petroli, unitamente alle acque di falda emunte dai piezometri, sono inviate a trattamento, su condotta dedicata, all'impianto consortile SIFA di Fusina (si veda Tab. 3.4.1).

Il monitoraggio delle acque sotterranee (acque di falda)

Eni ha partecipato finanziariamente agli interventi di **marginamento e conterminazione delle sponde lagunari** realizzati dal Magistrato alle Acque di Venezia nel sito industriale di Porto Marghera

La Raffineria ha completato gli interventi di **bonifica della falda** approvati da parte dell'**Autorità Competente**

La rete di monitoraggio dell'acqua di falda è costituita da ca. **80 piezometri**, periodicamente sottoposti a controllo freaticometrico e analitico

La Raffineria esegue interventi finalizzati alla protezione della falda e del suolo/sottosuolo da potenziali contaminazioni derivanti dalle proprie attività produttive

La rete di monitoraggio dell'acqua di falda è attualmente costituita da 84 piezometri, distribuiti uniformemente su tutte le aree di Raffineria. I suddetti piezometri sono periodicamente sottoposti a controllo freaticometrico ed analitico come da protocollo operativo per la caratterizzazione del S.I.N. di Porto Marghera (Accordo di Programma per la Bonifica e la Riqualificazione Ambientale del Sito di Interesse Nazionale – S.I.N. – di Porto Marghera). Il controllo analitico di laboratorio è eseguito su 70 analiti per singolo piezometro.

Le misure eseguite indicano una sostanziale stabilità del profilo freaticometrico ed una tendenziale riduzione del livello complessivo di contaminazione della falda dall'inizio dell'invio a trattamento, all'impianto consortile SIFA di Fusina, delle acque di falda intercettate dal retro-marginamento delle sponde lagunari di Raffineria e dell'Isola dei Petroli (si veda Tab. 3.7.1 e 3.7.2).

Al fine di garantire la protezione della falda e del suolo/sottosuolo da ulteriori potenziali contaminazioni derivanti dalle proprie attività produttive, la Raffineria si è dotata di procedure operative di gestione dei serbatoi di stoccaggio e dei collettori di fognatura e prosegue nell'eseguire interventi finalizzati alla prevenzione di potenziali pericoli di contaminazione, quali:

- realizzazione di doppi fondi ai serbatoi di stoccaggio e controllo del loro stato di integrità;
- video-ispezione dei collettori di fognatura e loro ripristino funzionale ove necessario.

Tali interventi sono eseguiti secondo un cronoprogramma di adeguamento/controllo, periodicamente aggiornato nel suo stato di avanzamento.

## Scheda di approfondimento

### La Caratterizzazione delle acque sotterranee di falda

Al fine di monitorare la contaminazione della falda, sono state eseguite, a partire dal 1999, periodiche campagne di analisi delle acque sotterranee con campionamenti dei piezometri installati in sito e formanti la prima rete di rilevamento. La rete di monitoraggio, composta inizialmente da ca. 50 piezometri, è stata ampliata nel 2004; la rete di monitoraggio si compone attualmente di **84 piezometri**.

Dal confronto dei risultati analitici delle varie campagne, si è rilevato una sostanziale stabilizzazione della contaminazione media delle acque di falda, con oscillazioni puntuali di misura, nelle diverse campagne di monitoraggio, attribuibili all'irregolarità e variabilità stagionale della falda stessa.

Dai risultati analitici è emerso che:

- la **prima falda** (profondità variabili tra -4m e -9m da p.c.) mostra una sostanziale conformità ai limiti del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. con superamenti di CSC (concentrazione soglia di contaminazione) per azoto ammoniacale, fluoruri, idrocarburi policiclici aromatici (IPA) e metalli quali alluminio, ferro e manganese. È ipotizzabile che questi ultimi provengano da fenomeni naturali di mobilitazione in fase disciolta, favoriti dalle condizioni riducenti presenti nell'acquifero, essendo tali metalli naturalmente presenti nella matrice solida dei terreni insistenti sull'acquifero;
- la **falda superficiale** costituita da un acquifero di modesto spessore, presente nello strato di riporto (soggiacenza di falda pari a 0,9m÷1,2m da p.c.) ed alimentato direttamente dalle precipitazioni meteoriche, mostra una sostanziale conformità ai limiti del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. con superamenti di CSC per fluoruri, idrocarburi policiclici aromatici (IPA), ferro e manganese. Sono presenti alcuni superamenti localizzati di CSC per azoto ammoniacale, idrocarburi totali, BTEX, Metil-ter-butil-etero (MTBE), Policlorobifenili (PCB), composti alifatici alogenati/clorurati e metalli quali alluminio, arsenico, piombo e selenio.

Non sono altresì presenti ai piezometri evidenze di prodotto surnatante, che risulta praticamente assente su tutta la rete di monitoraggio. La contaminazione riscontrata rimane comunque confinata nell'area delle Isole di Raffineria essendo stati sostanzialmente completati gli interventi di marginamento e conterminazione delle sponde lagunari del sito industriale di Porto Marghera.

Relativamente ai parametri arsenico, ferro, manganese e azoto ammoniacale, i valori di fondo naturale individuati dallo studio ALINA ("Analisi dei Livelli di fondo Naturale", recentemente concluso dalla Regione Veneto in collaborazione con ARPAV, sono ai sensi dell'art. 240, comma 1, lett. b, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sostitutivi delle CSC indicate nel suddetto D.Lgs. per le acque sotterranee soggiacenti al S.I.N. di Porto Marghera (rif. Decreto Direttoriale MATTM del 29/05/2017).

Nella tabella seguente sono riportati **a)** gli analiti la cui concentrazione ha superato i limiti (CSC – concentrazione soglia di contaminazione) di Tabella 2, Allegato 5, Titolo V, Parte IV del D. Lgs. n. 152/06 e s.m.i. in almeno 2 piezometri della rete di monitoraggio, nelle campagne di misura del triennio 2017-2019 (indicati il numero di piezometri interessati sul totale di 84 piezometri di rete).

Di questi analiti viene riportata **b)** la concentrazione media, espressa come percentuale della relativa CSC, nello stream complessivamente captato e inviato a trattamento al depuratore consortile SIFA (sono evidenziati in colore arancione concentrazioni superiori alle CSC non rilevate o rilevate al più su 1 piezometro di rete nelle campagne di misura del triennio 2017-2019).

**Tab. 3.7.1 – Analiti eccedenti le CSC presenti in almeno 2 del totale dei piezometri della rete di monitoraggio e relative concentrazioni percentuali rispetto alle CSC nello stream inviato a trattamento a SIFA (evoluzione nel triennio 2017-2019)**

	2017	2018	2019	2017	2018	2019
Analiti	a)	a)	a)	b)	b)	b)
Alluminio	8			9,3	0,5	2,3
Arsenico	4		2	5,9	7,6	4,5
Ferro	12	4	5	1,3	1,9	4,1
Piombo	8			6,2	5,0	5,0
Selenio	2	3		18,7	4,7	4,1
Manganese	7	6	6	8,4	25,0	36,7
Azoto ammoniacale	5			3,7	2,4	3,6
Fluoruri	21	25	2	6,8	48,5	36,3
Benzene	2	3	3	5,2	5,9	5,0
MetylTerbutilEtere (MTBE)	4	2	2	<b>261,4</b>	69,1	36,8
Idrocarburi totali	5	13	9	16,6	18,6	17,7
Benzo(a)antracene	3			3,3	2,5	1,2
Benzo(a)pirene	11	4	9	6,5	5,0	8,7
Benzo(b)fluorantene	3		2	2,5	2,5	1,2
Benzo(g,h,i)perilene	7	5	13	8,5	5,0	8,7
Benzo(k)fluorantene	5		2	3,8	5,0	2,4
Dibenzo(a,h)antracene	5		5	6,5	5,0	8,7
Sommatoria IPA	7		7	4,5	5,0	1,6
Triclorometano (Cloroformio)			2	<b>823,4</b>	96,9	16,6
Cloruro di Vinile		2	2	18,3	34,1	62,6
1,1 - Dicloroetilene		2	2	9,5	15,2	12,9
Tetracloroetilene	2			4,2	5,0	7,3
Sommatoria Organoalogenati	2	3	2	21,4	7,5	10,2
1,2,3 - Tricloropropano	2	2		50,0	64,2	50,0
1,2 - Dibromoetano	3		2	59,4	61,5	60,9
PCB	6	6		6,5	10,0	9,3
Boro	n.d.	13	13	n.d.	67,9	<b>102,9</b>

n.d. = dati non disponibili

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Ad eccezione del parametro boro, nel 2019 non sono presenti analiti nello stream inviato a trattamento al depuratore consortile SIFA la cui concentrazione media rilevata supera il relativo valore di CSC.

Ai fini della successiva analisi prestazionale riportata nelle tabelle 3.7.2 e 3.7.3, viene enucleato un sottoinsieme di analiti (evidenziati in colore azzurro) identificato a maggiore presenza statistica sia per confronto tra i valori medi misurati e le relative CSC, sia per confronto tra numero di piezometri che presentano tale analita in superamento di CSC e numero totale di piezometri costituenti la rete di monitoraggio.

Nella tabella seguente è riportato, nel triennio 2017-2019, il confronto con le CSC delle concentrazioni medie (geometriche) degli analiti a maggiore presenza statistica nella rete di piezometri. Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%).

I valori medi calcolati a partire dalle concentrazioni misurate sugli 84 piezometri della rete di monitoraggio sono inoltre confrontati con i valori medi misurati nel 2019 sullo stream di mandata generale, su condotta dedicata, all'impianto consortile SIFA di Fusina delle acque di falda intercettate dal retro-marginamento delle Isole di Raffineria e dell'Isola dei Petroli.

**Tab. 3.7.2 – Indicatori di prestazione con rapporto sul “dato B” (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019	SIFA 2019
arsenico	74 µg/lt	B1_1	9,3	5,9	6,1	4,5
ferro	3974 µg/lt	B1_1	10,9	3,5	4,4	4,1
selenio	10 µg/lt	B1_1	5,4	2,4	7,8	4,1
manganese	482 µg/lt	B1_1	17,7	15,2	16,4	36,7
azoto ammoniacale	8,88 µg/lt	B1_1	11,1	6,1	8,0	3,6
fluoruri	1500 µg/lt	B1_1	53,7	75,8	14,0	36,3
benzene	1 µg/lt	B1_1	4,3	5,9	6,4	5,0
MTBE	40 µg/lt	B1_1	3,0	4,0	3,1	36,8
idrocarburi totali	350 µg/lt	B1_1	19,4	22,4	15,2	17,7
sommatoria IPA	0,1 µg/lt	B1_1	8,2	6,2	3,7	1,6
sommatoria organoalogenati	10 µg/lt	B1_1	3,0	5,7	5,5	10,2
boro	1000 µg/lt	B1_1	n.d.	21,8	28,0	102,9

n.d. = dati non disponibili

LEGENDA

B1\_1) limite di legge.

Ad eccezione dei parametri manganese, fluoruri, MTBE e boro, a concentrazioni dissimili, si evidenzia nel 2019 la congruenza dei due dati di concentrazione, 1) medi calcolati sugli 84 piezometri di rete, 2) misurati sullo stream di mandata al depuratore consortile SIFA. I suddetti valori misurati 2) risultano quindi rappresentativi dello stato di contaminazione dell'intero acquifero sottostante le aree di Raffineria, e possono quindi essere utilizzati quale controllo speditivo ed alternativo alle campagne di misura estese a tutti i piezometri della rete di monitoraggio.

Inoltre, nella rilevazione 2019, gli analiti a maggiore presenza statistica nella rete di piezometri risultano avere concentrazione media adeguatamente inferiore alle CSC.

La tendenziale riduzione della concentrazione media degli analiti a maggiore presenza statistica nella rete di piezometri rilevata nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018 appare evidenziare un buon effetto di ricambio dell'acquifero derivante dalla captazione/emungimento di importanti volumi di acqua di falda, con loro contestuale invio a trattamento al depuratore consortile SIFA (si veda Tab. 3.4.1). Tali volumi risultano di ordini di grandezza superiori alle quantità di acqua di falda precedentemente in emungimento da piezometri ed inviate a smaltimento, tramite autobotti quale rifiuto liquido, ad impianti autorizzati esterni (si veda Tab. 3.6.1). La suddetta tendenza andrà comunque confermata dalle future campagne di misura.

Gli analiti a maggiore presenza statistica sono presenti, in concentrazioni variabili, nei piezometri della rete di monitoraggio. Nella tabella seguente sono riportati nel triennio 2017-2019: **a)** i fattori moltiplicativi medi rispetto alle CSC delle concentrazioni degli analiti in piezometri rilevati in superamento di CSC (riferimento=1 per concentrazione dell'analita nel piezometro pari a CSC) e **b)** le percentuali di piezometri sul totale piezometri della rete di monitoraggio con analiti eccedenti le CSC.

Tab. 3.7.3 – Indicatori di prestazione con rapporto sul “dato B” (Ipres 1)

	prestazione di riferimento CSC normalizzata	tipologia di dato B	2017	2018	2019	2017	2018	2019
			a)	a)	a)	b)	b)	b)
arsenico	1	B1_1	1,6	1,3	2,0	4,2	1,2	2,4
ferro	1	B1_1	2,1	2,2	2,7	14,3	4,8	6,0
selenio	1	B1_1	6,7	3,2	2,8	1,8	3,6	1,2
manganese	1	B1_1	1,9	1,6	1,6	8,3	6,5	7,1
azoto ammoniacale	1	B1_1	1,8	1,2	2,1	6,0	1,2	0,6
fluoruri	1	B1_1	2,5	1,8	1,6	24,4	29,8	2,4
benzene	1	B1_1	19,8	2,3	5,2	2,4	3,0	3,6
MTBE	1	B1_1	3,8	25,3	10,1	4,2	1,8	2,4
idrocarburi totali	1	B1_1	11,3	3,0	2,8	5,4	15,5	10,1
sommatoria IPA	1	B1_1	2,6	3,8	2,8	7,7	0,6	7,7
sommatoria organoalogenati	1	B1_1	6,1	4,6	17,7	2,4	3,0	1,8
boro	1	B1_1	n.d.	1,8	2,1	n.d.	15,5	14,9

n.d. = dati non disponibili

## LEGENDA

B1) limite di legge.

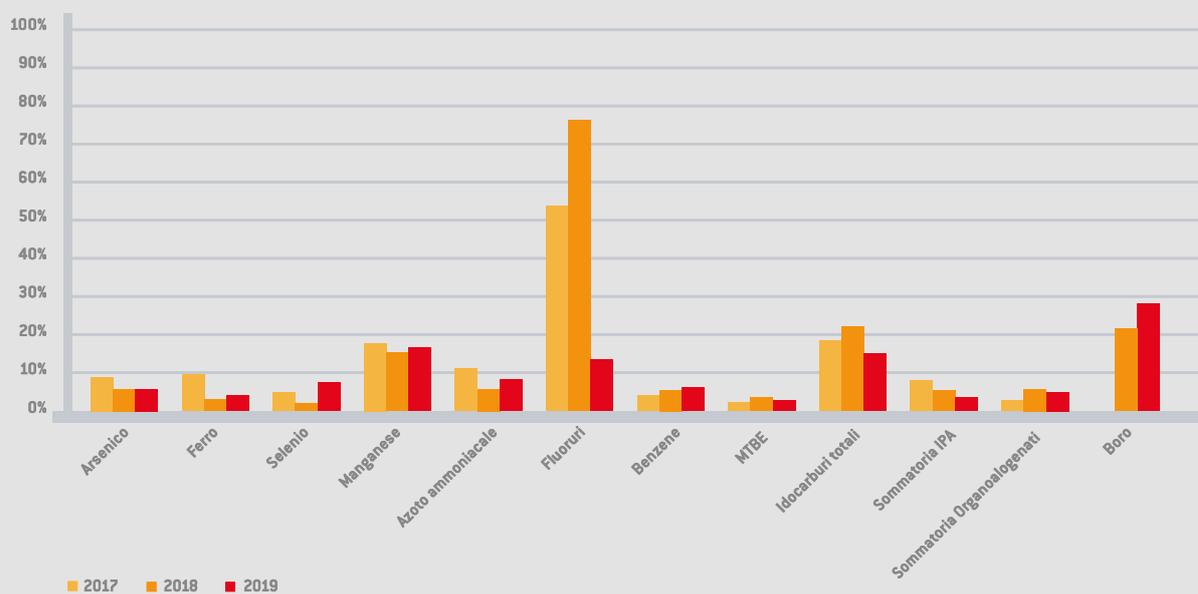
Valgono considerazioni analoghe a quanto già commentato relativamente ai contenuti di Tab. 3.7.2. Ad eccezione dei parametri ferro, manganese, idrocarburi totali, sommatoria IPA e boro, la percentuale di piezometri che presentano analiti in concentrazione eccedente le CSC risulta adeguatamente contenuta e statisticamente inferiore, nel 2019, a ca. il 4% del totale dei piezometri della rete di monitoraggio, ovvero a 3÷4 piezometri su 84 di rete.

Inoltre, ad eccezione dei parametri ferro, selenio, benzene, MTBE, idrocarburi totali, sommatoria IPA e sommatoria organoalogenati, le concentrazioni medie degli analiti eccedenti le CSC e calcolate ai piezometri che presentano tale deviazione di misura, risultano, nel 2019, al più pari a ca. il doppio del valore delle CSC suddette.

La tendenziale stabilizzazione della percentuale di piezometri che presentano analiti in concentrazione eccedente le CSC nel 2019 rispetto al biennio 2017-2018 appare confermare il buon effetto di ricambio dell’acquifero derivante dalla captazione/emungimento di importanti volumi di acqua di falda, con loro contestuale invio a trattamento al depuratore consortile SIFA (si veda Tab. 3.4.1).

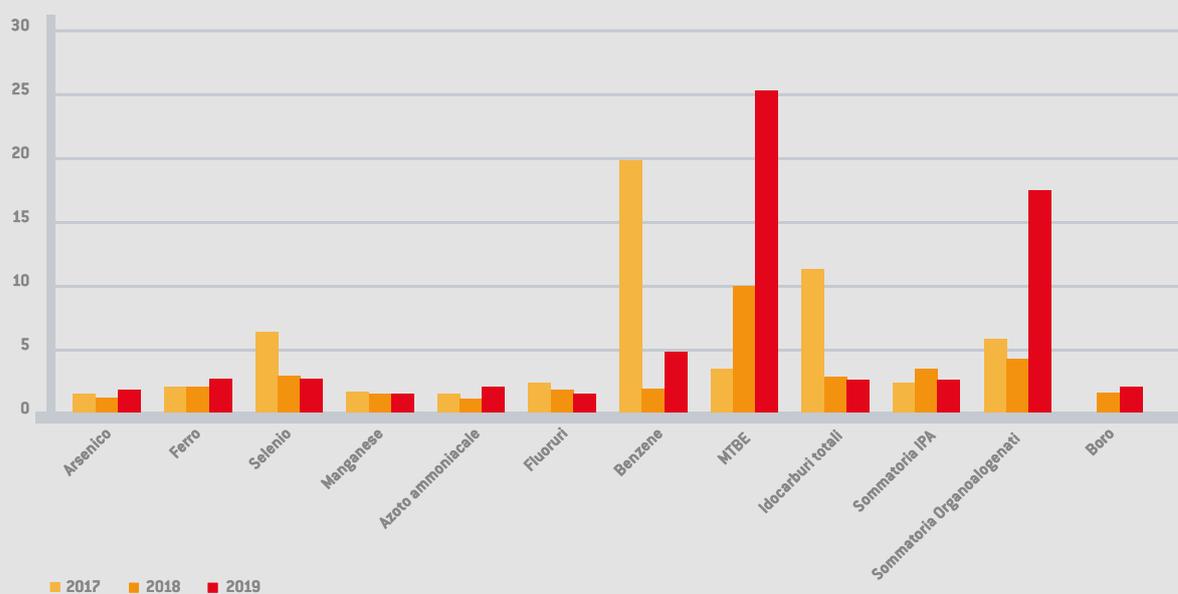
Come considerazione generale finale, appare delinearsi la residualità di inquinanti quali MTBE, idrocarburi totali, sommatoria IPA, sommatoria organoalogenati e boro, confinata in alcuni “hot spot” di falda; la suddetta ipotesi andrà comunque confermata dalle future campagne di misura.

**Fig. 3.7.1 – Confronto percentuale con CSC delle concentrazioni medie degli analiti a maggiore presenza statistica nella rete di piezometri (evoluzione nel triennio 2017-2019)**



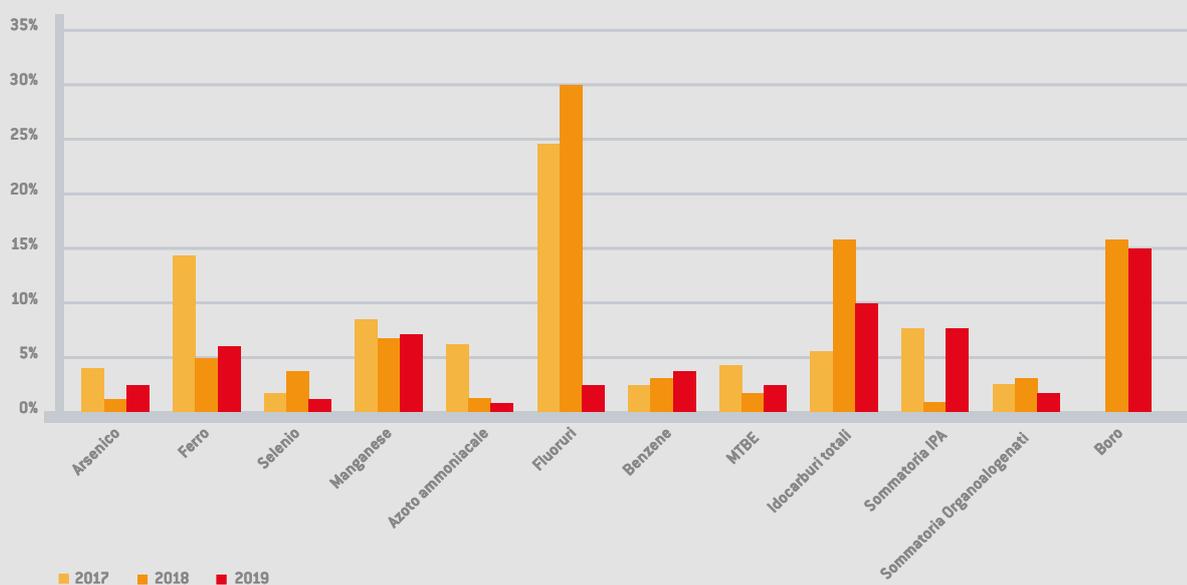
Fonte: Unità AMB di Raffineria.

**Fig. 3.7.2 – Fattori moltiplicativi medi rispetto alle CSC delle concentrazioni degli analiti in piezometri rilevati in superamento di CSC (evoluzione nel triennio 2017-2019)**



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

**Fig. 3.7.3 – Percentuali di piezometri con analiti a maggiore presenza statistica eccedenti le CSC (evoluzione nel triennio 2017-2019)**



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

## Scheda di approfondimento

### La Caratterizzazione dei suoli/terreni

Nel 1999 è stata condotta una prima caratterizzazione del sottosuolo, con dettaglio a maglia di sondaggio 100m x 100m, sull'intera area di stabilimento. Il numero di sondaggi complessivamente eseguiti, a vari intervalli di profondità da p.c., ha consentito l'analisi di ca. 310 campioni di terreno.

Questa prima indagine ha evidenziato superamenti di CSC (concentrazione soglia di contaminazione per siti ad uso commerciale e industriale) a carico di arsenico, cadmio, zinco. Percentuali limitate dei campioni analizzati hanno evidenziato superamenti di CSC per ulteriori sostanze quali piombo, rame, mercurio, BTEX e IPA.

Successivamente, nel 2004, è stata realizzata una caratterizzazione estesa del sottosuolo con dettaglio a maglia di sondaggio 50m x 50m, sull'intera area di stabilimento. Il numero di sondaggi complessivamente eseguiti, a vari intervalli di profondità da p.c., ha consentito l'analisi di ulteriori ca. 1200 campioni di terreno.

I risultati dell'indagine, validati dall'Ente di Controllo, hanno evidenziato superamenti di CSC a carico di:

- antimonio, arsenico, cadmio, piombo, rame, zinco, in particolare nei campioni di terreno prelevati in Isola dei Petroli e in Zona Nord-Est. La presenza di tali inquinanti è da ricondursi all'origine storica del sito, in particolare al materiale di riempimento/riporto utilizzato in tempi pregressi per l'imbonimento delle aree lagunari barenose destinate agli insediamenti industriali;
- idrocarburi C<12 e C>12, in particolare nei campioni di terreno prelevati nell'area di Raffineria e in Zona Nord-Est.

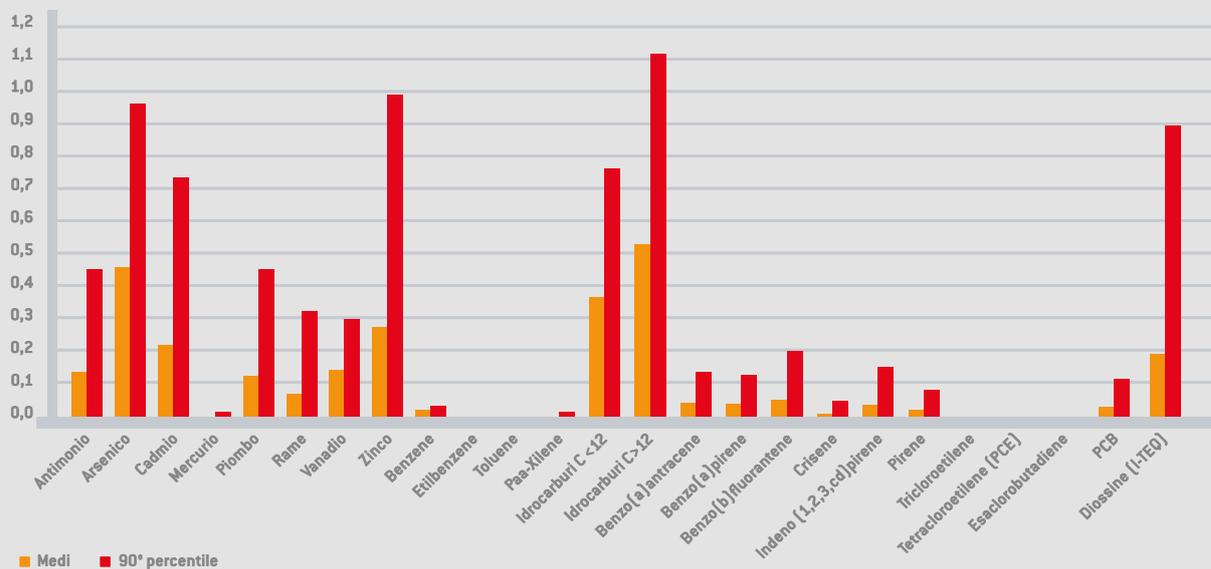
Percentuali limitate dei campioni analizzati hanno evidenziato superamenti di CSC per ulteriori sostanze quali mercurio, vanadio, BTEX, IPA e composti alifatici clorurati.

È stato eseguito, sempre nel 2004, un prelievo di campioni a livello superficiale del terreno (top soil, profondità 0÷10 cm) per la ricerca di diossine e PCB. Il numero di sondaggi eseguiti ha consentito l'analisi di ca. 60 campioni di top soil.

Un ulteriore approfondimento di indagine (areale e di profondità) è stato quindi eseguito in corrispondenza dei punti che avevano presentato concentrazioni di diossine superiori alle CSC (ca. il 5% dei campioni analizzati). La presenza di diossine è stata riscontrata prevalentemente nell'Isola Petroli e nella Zona Nord-Est, ovvero nelle aree la cui origine storica è associata a operazioni di riempimento/riporto di terreni provenienti dalle zone industriali limitrofe al sito.

Nella figura seguente è riportata una elaborazione delle concentrazioni medie e al 90° percentile degli analiti rilevati a maggiore presenza statistica nei sondaggi eseguiti nel 2004. Per consentire un confronto uniforme, i valori indicano i fattori moltiplicativi, rispetto ai valori delle CSC, della concentrazione media e al 90° percentile statistico dei suddetti analiti (riferimento = 1 per concentrazione dell'analita pari a CSC).

**Fig. 3.7.4 – Fattori moltiplicativi rispetto alle CSC della concentrazione media e al 90° percentile degli analiti a maggiore presenza statistica rilevati nei sondaggi dei terreni (2004)**



Fonte: Unità AMB di Raffineria.

Successivamente, nel 2008, è stata realizzata nell'area di Raffineria e in Zona Nord-Est una caratterizzazione integrativa con dettaglio a maglia di sondaggio 25m x 25m, al fine di disporre di un maggior grado conoscitivo dello stato dei suoli in alcune sub-aree di stabilimento. Il numero di sondaggi eseguiti nel 2008, a vari intervalli di profondità da p.c., ha consentito l'analisi di ulteriori ca. 240 campioni di terreno.

Le caratterizzazioni eseguite nel 2008 hanno sostanzialmente confermato la tipologia di contaminazione dei terreni già determinata nel 2004, evidenziando ancora superamenti di CSC a carico di antimonio, arsenico, piombo, rame, zinco, idrocarburi C<12 e C>12. Percentuali limitate dei campioni analizzati hanno evidenziato superamenti di CSC per BTEX e IPA.

La Raffineria controlla lo **stato del clima acustico** in prossimità di ambienti lavorativi appartenenti ad altre ditte ubicate al perimetro dello stabilimento attraverso un **protocollo interno di monitoraggio**

### 3.8 – Emissioni acustiche

La Raffineria esegue analisi di rumore, allo scopo di controllare il clima acustico presente nelle aree limitrofe al sito ed identificare eventuali elementi di criticità ai ricettori esterni, ritenuti sensibili.

Come da indicazioni dell'AIA, le misure di rumore vengono eseguite con periodicità quadriennale e, comunque, a seguito di modifiche all'assetto impiantistico della Raffineria che possano influire sulle emissioni acustiche. Questo al fine di garantire il rispetto dei valori limite normativi, in relazione alla classificazione acustica (zonizzazione) del territorio comunale.

Sono stati individuati, quali sensibili, 5 ricettori esterni corrispondenti agli ambienti lavorativi ad uso ufficio di altre ditte ubicate al perimetro della Raffineria; uno di questi ricettori è ubicato sulla sponda opposta del canale Brentella. I ricettori ricadono in un'area compresa entro un raggio di ca. 500m dagli impianti di produzione.

La scelta dei suddetti ricettori è stata eseguita sulla base:

- della loro ubicazione;
- della identificazione delle principali vie di propagazione sulla base della rumorosità indotta dalle singole sorgenti;

- della identificazione, al perimetro, delle aree con classe acustica non omogenea sulla base della Zonizzazione Acustica Comunale.

La Raffineria risulta localizzata in area di classe acustica VI<sup>1</sup>. Le aree limitrofe al sito risultano a loro volta collocate in classe VI o, al più, in classe V<sup>2</sup>, con l'eccezione di un ricettore collocato in classe IV<sup>3</sup>.

Nel 2018 è stata eseguita la terza campagna di misura del rumore, nell'assetto di BioRaffineria; le misure sono state condotte in condizioni di esercizio a regime degli impianti di produzione. Tutti i valori rilevati ai ricettori esterni, ritenuti sensibili, rispettano i limiti della normativa di immissione sia nel periodo diurno che in quello notturno. I valori limite di riferimento sono indicati nella classificazione acustica del territorio del Comune di Venezia (Delibera di Consiglio Comunale n. 39 del 10/02/2005) ex D.P.C.M. 14/11/1997.

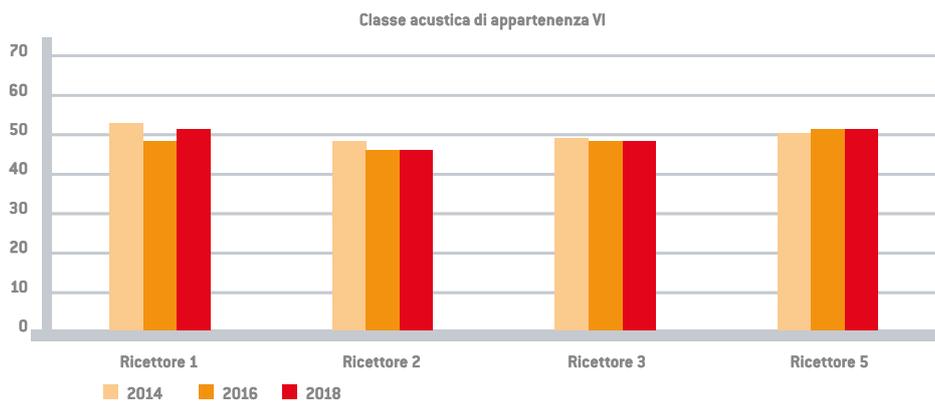
Le analisi eseguite evidenziano altresì come nell'area risultino sovrapposte più fonti di rumore provenienti anche da altre sorgenti, in particolare mobili, con incidenza lungo i canali di navigazione e lungo le strade di accesso agli insediamenti industriali limitrofi.

I valori misurati risultano compatibili con la zonizzazione acustica comunale.

Nella campagna di misura del 2018 è stato registrato un leggero incremento dell'impatto acustico al ricettore 5 (classe VI), dovuto a rumore interferente da attività industriali presenti all'interno dell'area del ricettore stesso.

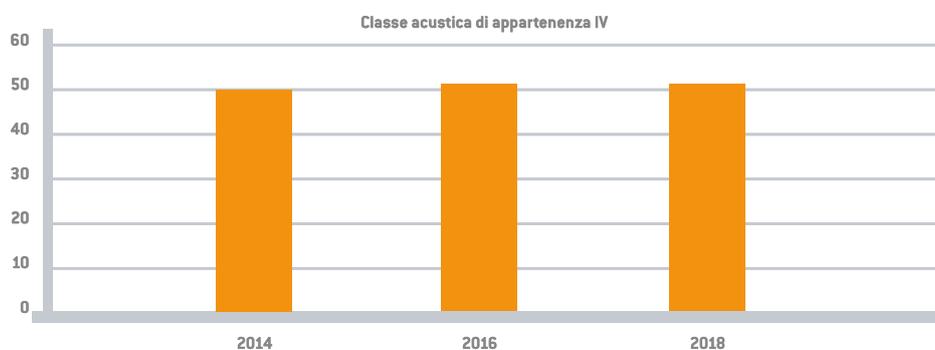
Il valore misurato delle emissioni acustiche è **compatibile con la zonizzazione acustica** comunale

**Fig. 3.8.1 – Valori Leq dB(A) diurni e notturni misurati ai ricettori appartenenti alla classe acustica VI**



Fonte: Unità IGIND di Raffineria.

**Fig. 3.8.2 – Valori Leq dB(A) diurni e notturni misurati ai ricettori appartenenti alla classe acustica IV**



Fonte: Unità IGIND di Raffineria.

[1] Area "esclusivamente industriale"; limiti di immissione di rumore (Leq) pari a 70 dB(A) sia in orario diurno che notturno.  
 [2] Area "prevalentemente industriale"; limiti di immissione di rumore (Leq) pari a 70 dB(A) in orario diurno e a 60 dB(A) in orario notturno.  
 [3] Area "di intensa attività umana"; limiti di immissione di rumore (Leq) pari a 65 dB(A) in orario diurno e a 55 dB(A) in orario notturno.

## Scheda di approfondimento

### Emissioni acustiche

Si riportano di seguito i dati di misura rilevati durante le campagne biennali di controllo del clima acustico presente nelle aree limitrofe al sito.

**Tab. 3.8.1 – Misure acustiche ai ricettori esterni**

		2014	2016	2018
Ricettore 1 - classe VI	Leq dB(A)	53,0	48,0	52,0
Ricettore 2 - classe VI	Leq dB(A)	48,0	46,0	46,0
Ricettore 3 - classe VI	Leq dB(A)	49,5	49,0	49,0
Ricettore 5 - classe VI	Leq dB(A)	50,5	55,5	61,5
Ricettore 4 - classe IV	Leq dB(A)	50,0	51,0	51,0

Fonte: Unità IGIND di Raffineria.

Sono riportati di seguito gli indicatori di prestazione con indicato il loro rapporto percentuale sul “dato B” di riferimento. La tipologia di “dato B” prescelto è indicata a fianco del singolo indicatore.

Tutti gli indicatori sono espressi in percentuale (%).

**Tab. 3.8.2 – Indicatori di prestazione con rapporto sul “dato B” (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2014	2016	2018
Ricettore 1 - classe VI	70	B1_1	75,7	68,6	74,3
Ricettore 2 - classe VI	70	B1_1	68,6	65,7	65,7
Ricettore 3 - classe VI	70	B1_1	70,7	70,0	70,0
Ricettore 5 - classe VI	70	B1_1	72,1	79,3	87,9
Ricettore 4 - classe IV	55 (n)	B1_1	90,9	92,7	92,7
Ricettore 4 - classe IV	65 (d)	B1_1	76,9	78,5	78,5

d=diurno, n=notturno

LEGENDA

B1\_1) limite di legge.

La Raffineria controlla lo **stato del clima odorigeno** presente in sito attraverso un **protocollo interno di monitoraggio**

La mitigazione delle emissioni odorigene

## 3.9 - Emissioni odorigene

Le emissioni odorigene degli impianti industriali sono percepite spesso come “fastidiose” e, sebbene non siano di per sé pregiudizievoli per la salute umana, si configurano come un elemento di disturbo che può dare origine a lamentele.

Come da indicazioni dell’AIA, la Raffineria ha determinato dei criteri oggettivi di valutazione del clima odorigeno, attraverso l’individuazione delle sostanze, la mappatura delle sorgenti, il monitoraggio e la mitigazione delle emissioni odorigene.

Le potenziali sorgenti emittenti di sostanze odorigene, quali COV, idrogeno solforato, mercaptani e ammoniaca, sono state individuate nelle aree:

- impianti di processo;
- impianto di pre-trattamento reflui liquidi;
- serbatoi di stoccaggio e movimentazione prodotti.

La Raffineria ha eseguito interventi di innovazione tecnologica agli impianti di produzione e di adeguamento delle modalità di gestione/conduzione degli stessi, al fine di mitigare le emissioni odorigene emesse dalle potenziali sorgenti identificate.

In questo contesto:

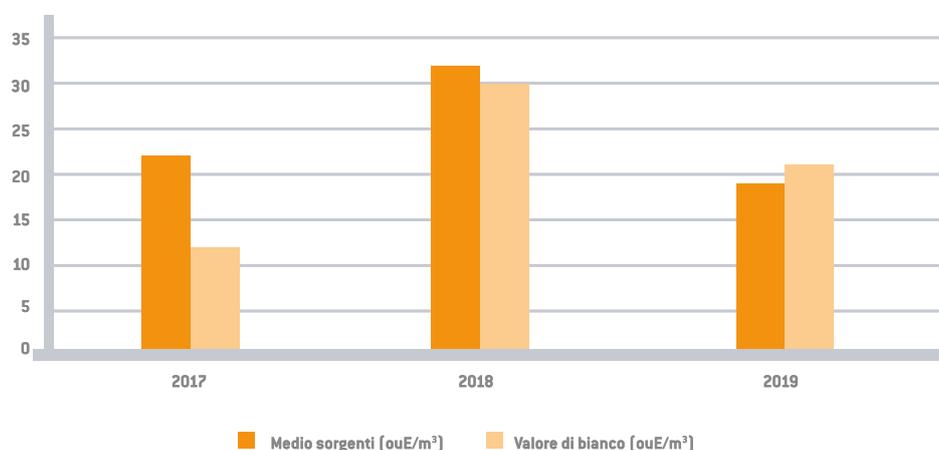
- lo stoccaggio dei prodotti idrocarburici è eseguito all'interno di serbatoi a tetto galleggiante, dotati di manicotti di guarnizione (guaina sui tubi di sonda e guida) e doppie tenute;
- i serbatoi di stoccaggio sono dotati di verniciatura termo-riflettente nel caso di contenimento di prodotti leggeri;
- le vasche di sollevamento e collettamento dei reflui liquidi ed i separatori API di desoleazione dei reflui sono dotati di coperture ed asservite ad una unità di convogliamento e abbattimento dei vapori;
- le operazioni di caricamento di benzine su navi in accosto alla Darsena sono eseguite con recupero dei vapori su una unità di adsorbimento;
- tutte le pompe ed i compressori critici che movimentano fluidi volatili sono dotati di doppie tenute;
- è applicato un programma di controllo LDAR (si veda par. 3.5) su componenti d'impianto quali pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange;
- i punti di campionamento critici di prodotti volatili sono dotati di sistema di prelievo a circuito chiuso.

La misura delle emissioni odorigene è eseguita applicando le tecniche dell'olfattometria dinamica con coinvolgimento di esaminatori selezionati e addestrati. Non essendo presenti limiti di riferimento nazionali, la valutazione delle misure è eseguita per confronto con le linee guida tecniche disponibili, quali quelle della regione Lombardia o dell'ARTA Abruzzo. Il campionamento e la valutazione delle emissioni odorigene sono eseguiti, conformemente alle suddette linee guida, nei mesi estivi; i risultati sono espressi in unità odorimetriche (ouE/m<sup>3</sup>).

Nelle campagne di misura eseguite nel triennio 2017-2019 si è registrata una sostanziale stabilità delle emissioni odorigene, che non risultano impattanti sull'ambiente. Nella campagna di misura di luglio 2019 ai 6 punti di campionamento, rappresentativi di potenziale impatto olfattivo, di cui la metà dislocati nelle aree di movimentazione e stoccaggio, si è riscontrata una situazione di omogeneità, con concentrazioni di odore simili in tutti i punti monitorati e appena superiori alla soglia olfattiva.

I rilievi strumentali di emissioni odorigene, eseguiti a mezzo di appositi olfattometri, indicano l'assenza di zone di "fastidio odorigeno"

**Fig. 3.9.1 – Emissioni odorigene**



Fonte: Unità IGIND di Raffineria.

Nel maggio 2019, durante le fasi di fermata generale della Raffineria per manutenzione programmata (MTA), si è verificato un evento accidentale ad impatto odorigeno verso l'esterno, durante le operazioni di carico di un additivo solfitante (dimetildisolfuro o DMDS) all'unità ECOFINING™. Le operazioni di cui sopra, necessarie per l'attivazione del catalizzatore dell'unità, hanno dato origine a fenomeni transitori odorigeni non legati a situazioni di anomalia impiantistica. La Raffineria ha comunicato l'evento agli Enti Esterni e, a seguire, ha trasmesso a questi una nota tecnica finalizzata a fornire i riscontri richiesti nel verbale di sopralluogo contestuale, condotto dal Corpo nazionale dei VVF e dall' ARPA Veneto. La nota tecnica dettaglia la diagnosi dell'evento ed elenca le azioni correttive messe in atto per evitarne il ripetersi.

La Raffineria nel **maggio 2019** ha notificato agli Enti Esterni un **evento accidentale ad impatto odorigeno** verso l'esterno

## Scheda di approfondimento

### Emissioni odorigene

Si riporta di seguito il valore medio delle misure rilevate durante le campagne annuali di controllo delle emissioni odorigene indotte dai processi produttivi di Raffineria in "assetto bio".

Tale valore è calcolato a partire dalle misure rilevate su 6 punti di campionamento, rappresentativi di potenziale impatto olfattivo, di cui la metà dislocati nelle aree di movimentazione e stoccaggio. Si riporta per completezza anche il "valore di misura di bianco", inteso come rilievo odorigene di fondo in area periferica di Raffineria non influenzata dai processi produttivi o da movimentazione di prodotti.

**Tab. 3.9.1 – Emissioni odorigene**

ouE / mc	2017	2018	2019
Aree di Raffineria*	23	32	19
Valore di "bianco"	12	30	21

(\*) Valore medio

Fonte: Unità IGIND di Raffineria.

È riportato di seguito l'indicatore di prestazione con indicato il suo rapporto percentuale sul "dato B" di riferimento. La tipologia di "dato B" prescelto è indicata a fianco dell'indicatore.

L'indicatore è espresso in percentuale (%).

**Tab. 3.9.2 – Indicatori di prestazione con rapporto sul "dato B" (Ipres 1)**

	prestazione di riferimento	tipologia di dato B	2017	2018	2019
Impianti di Raffineria	minima	B2_1	191,7	106,7	90,5

LEGENDA

B2\_1) valore di "bianco odorigene" rilevato durante la campagna di misura.

### Linee guida tecniche di confronto

- Linee Guida relative alla costruzione ed all'esercizio degli impianti di produzione di compost (D.G.R. Lombardia 44263 del 16/07/1999, aggiornata con la D.G.R. Lombardia 7/12764 del 16/04/2003).
- Linee Guida ARTA Abruzzo per il monitoraggio delle emissioni gassose provenienti dagli impianti di compostaggio e bioessiccazione, che individuano un valore limite per l'emissione da biofiltri pari a 300 ouE/mc.

La Raffineria è situata in una zona limitrofa ad alcuni importanti habitat d'interesse naturalistico

## 3.10 – Uso del suolo in relazione alla Biodiversità

L'area della Raffineria di Venezia si trova all'interno della Zona Industriale di Porto Marghera e risulta esterna ma limitrofa ad alcuni importanti habitat d'interesse naturalistico.

Tali aree SIC (Siti d'Importanza Comunitaria) e ZPS (Zona Protezione Speciale) riferite alla Rete Ecologica Europea "Rete Natura 2000" sono:

- area SIC denominata "Laguna superiore di Venezia" a Nord-Est della Raffineria (ca. 1km);
- area ZPS denominata "Laguna di Venezia" a Est (ca. 0,1km);
- area SIC denominata "Laguna medio-inferiore di Venezia" a Sud (ca. 3,2km).

I principali ecosistemi individuabili nell'area sono:

- lagune costiere (habitat prioritario), caratterizzate da un grado di conservazione "Buono" per tutti i Siti;
- praterie e fruticeti alofili mediterranei e termo-atlantici (Sarcocornetea fruticosi), caratterizzate da un grado di conservazione "Buono" per tutti i Siti;
- distese fangose o sabbiose emergenti durante la bassa marea, caratterizzate da un grado di conservazione "Eccellente" per i Siti ZPS "Laguna di Venezia" e SIC "Laguna medio-inferiore di Venezia", Buono per il Sito SIC "Laguna superiore di Venezia".

L'assetto "bio" della Raffineria ha comportato una diminuzione complessiva dei possibili impatti sull'ambiente rispetto all'assetto tradizionale di produzione con lavorazione del greggio.

Si è constatato un miglioramento degli impatti rispetto alle matrici ambientali:

- atmosfera: l'assetto di BioRaffineria ha determinato una riduzione delle emissioni convogliate di inquinanti in atmosfera dovute al nuovo assetto impiantistico rispetto alle emissioni della raffineria in assetto operativo tradizionale;
- acque: l'assetto di BioRaffineria ha determinato una riduzione dei consumi idrici rispetto all'assetto operativo tradizionale.

Per tutte le rimanenti matrici ambientali non si verificano alterazioni apprezzabili rispetto alla situazione tradizionale (paesaggio, flora e fauna, etc.). Inoltre la modifica di alcune unità di processo, ai fini della messa in esercizio della Raffineria nel nuovo assetto "bio", non ha comportato alcun tipo di impatto sui Siti.

Nella tabella seguente si riportano le forme di uso del suolo in relazione alla biodiversità, espresse in unità di superficie [ettari, ha]. Le aree non occupate da edifici sono associate, oltre agli insediamenti impiantistici, a viabilità interna, aree di deposito di materiali e parcheggi.

**Tab. 3.10.1 – Uso del suolo in relazione alla biodiversità**

	ettari (ha)	%
superficie complessiva occupata dal sito	103,5	
superficie edificata/impermeabilizzata del sito	44,2	42,7
superficie orientata alla biodiversità in sito	ca. 15	14,5
superficie orientata alla biodiversità fuori sito ("macroisola Raffinerie")	ca. 40	

Fonte: Unità AMB di Raffineria.

La principale area orientata alla biodiversità occupa una superficie di ca. 15 ha, sul lato sud-ovest dell'Isola dei Petroli. Nella suddetta area sono stati completati gli interventi di messa in sicurezza operativa descritti al par. 3.7.

In relazione alla tematica di biodiversità, inoltre, nel marzo 2018 la Raffineria ha inoltrato al Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo una relazione di studio paesaggistico per verifica di ottemperanza ad una prescrizione contenuta nel decreto autorizzativo del progetto "Upgrading del Progetto Green Refinery – assetto step2".

In questo documento, emesso per approvazione quale prerequisito alla sua progettazione esecutiva, viene proposto un intervento di mitigazione visiva e compensazione, sull'area limitrofa ad est della Raffineria, consistente nell'installazione di barriere naturalistiche costituite da alberi ad alto fusto, finalizzate a ridurre l'impatto visivo dell'intero stabilimento e a dare compostezza ed ordine alla vegetazione esistente<sup>4</sup>.

Le piantumazioni insisteranno su area di proprietà dell'Organizzazione e si estenderanno sino al livello consentito di non interferenza con i lotti limitrofi.

L'effetto desiderato sarà raggiunto mediante la messa a dimora di piante appartenenti preferibilmente a specie similari o visivamente assimilabili a quelle già presenti in loco così che, anche se posti su differenti livelli, gli alberi esistenti e quelli di nuovo impianto concorrano alla creazione di una "quinta verde" uniforme ed ordinata.

L'intervento di piantumazione proposto, limitatamente alle specifiche caratteristiche dell'area in esame, oltre al vantaggio di conferire all'area un ordine visivo ed una migliore compatibilità paesaggistica con il circostante contesto lagunare, comporterà anche il vantaggio di attuare nell'area:

- una fito-stabilizzazione dei suoli di copertura riportati prevenendo fenomeni di erosione;
- una regimentazione delle acque di falda, in grado di prevenire eventuali fenomeni di allagamento dell'area dovuti ad improvvisi innalzamenti dei livelli di falda.

[4] In coerenza con quanto evidenziato dalla Soprintendenza per i beni architettonici e paesaggistici di Venezia e Laguna nel maggio 2014, circa l'esigenza di preservare l'integrità dei valori del sito Unesco "Venezia e la sua Laguna".

L'assetto impiantistico "bio" ha comportato una riduzione dei potenziali impatti della Raffineria sull'ambiente

L'uso del suolo in relazione alla biodiversità

La relazione di studio paesaggistico e la proposta di intervento di mitigazione visiva del sito

In tutti gli ambienti della Raffineria, i **livelli di campo elettromagnetico** sono conformi ai valori di azione previsti da normativa

Le misure effettuate nell'ambito della **sorveglianza radiometrica** confermano la scarsa rilevanza di questo aspetto ambientale

La Raffineria esegue il controllo periodico delle attrezzature contenenti **materiali contenenti amianto (MCA)**

La Raffineria ha censito le apparecchiature contenenti **fibre ceramiche refrattarie (FCR)**

### 3.11 – Elettromagnetismo e radiazioni ionizzanti

In alcune aree di Raffineria sono presenti sorgenti di emissioni elettromagnetiche e di radiazioni ionizzanti. Tali sorgenti non determinano impatti sull'ambiente esterno ma sono comunque oggetto di analisi all'interno del processo di valutazione dei rischi negli ambienti di lavoro.

#### Campi elettromagnetici

Le sorgenti di emissioni elettromagnetiche all'interno della Raffineria sono:

- Le Sottostazioni di trasformazione e distribuzione di Energia Elettrica;
- i Sistemi di trasmissione radio.

La Raffineria ha aggiornato nel 2017 il censimento delle sorgenti presenti eseguendo una campagna di misura dei campi elettromagnetici generati alla frequenza di 50 Hz e ad alta frequenza. Sulla base dei rilievi effettuati:

- l'intensità dei campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici alla sorgente nonché le proprietà di propagazione degli stessi, risultano tali da non produrre alcun impatto significativo all'interno e all'esterno della Raffineria;
- è confermata la sostanziale conformità delle misure di campo rispetto ai valori d'azione previsti da normativa.

#### Radiazioni ionizzanti

Le sorgenti di radiazioni ionizzanti all'interno della Raffineria sono:

- 4 sorgenti radioattive (Cesio 137), di tipo sigillato in contenitore schermante, presso l'impianto di Reforming Catalitico;
- 2 analizzatori a raggi X, presso il Laboratorio Chimico.

La Raffineria si avvale, per le attività periodiche di sorveglianza e radioprotezione, di un esperto qualificato.

Le misure effettuate semestralmente nell'ambito della sorveglianza radiometrica e le letture dei dosimetri fissi installati confermano, stante anche la bassa attività delle sorgenti, la scarsa rilevanza di questo aspetto ambientale.

Inoltre, pur non essendo l'area di Raffineria classificata a rischio RADON, saranno programmate delle indagini di verifica della eventuale presenza di tale elemento.

### 3.12 – Sostanze particolari (MCA, FCR)

#### Materiali contenenti amianto (MCA)

Nel 2019 la Raffineria ha proseguito le attività di monitoraggio periodico dello stato di conservazione ed integrità delle attrezzature conglomeranti materiali contenenti amianto (MCA).

I materiali contenenti amianto presenti in matrice compatta sono in buono stato di conservazione e quindi non in grado di rappresentare un pericolo di contaminazione dell'ambiente. Relativamente all'amianto presente in matrice friabile, dall'indagine è emersa una situazione di sicurezza, in considerazione del fatto che l'amianto risulta integralmente segregato e quindi con un basso/nullo indice di rilascio.

Al riguardo, nel 2019 la Raffineria ha strutturato un crono-programma di rimozione integrale dell'amianto residuo presente in sito, con l'obiettivo del suo completo smaltimento in impianti di destino autorizzati nel prossimo triennio (piano denominato "Asbestos Free").

#### Fibre ceramiche refrattarie (FCR)

All'interno di alcune apparecchiature (in particolare forni e generatori di vapore) di Raffineria sono presenti, principalmente come sostitutivi dell'amianto per guarnizioni di tenuta o per inzeppature di refrattari, alcuni materiali contenenti fibre ceramiche refrattarie (FCR).

La Raffineria ha eseguito il censimento generale delle apparecchiature contenenti FCR; dall'analisi eseguita è risultato che:

- il materiale censito è in buono stato di conservazione e in condizioni di sicurezza;
- i materiali contenenti FCR risultano, di base, inaccessibili e confinati.

## Sezione 4

# Programmi di Miglioramento Ambientale

All'interno del corpo documentale del SGI HSE, riveste rilevanza il programma di miglioramento HSE. Esso è lo strumento di attuazione degli obiettivi in materia di ambiente, energia, salute, sicurezza e prevenzione degli incidenti rilevanti, finalizzato a specificare:

- le misure e gli interventi adottati o previsti per raggiungere tali obiettivi;
- le responsabilità operative;
- le risorse assegnate e le previsioni di completamento di tali attività.

Gli obiettivi HSE vengono definiti in sede di Riesame della Direzione, considerando anche i contenuti della Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Security, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti ed Asset Integrity (si veda **Allegato 4**).

La Raffineria promuove il miglioramento continuo delle proprie prestazioni e prosegue un consolidato percorso di adeguamento ed innovazione tecnologica ed organizzativa. L'avvenuto completamento del progetto di BioRaffineria "step1", di conversione della propria struttura originaria in una nuova struttura di produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità, e l'avvio del progetto di BioRaffineria "step2" per ulteriore diversificazione dei materiali processabili, comprova tale volontà aziendale.

La ricerca del miglioramento continuo delle prestazioni ambientali ed energetiche di Raffineria è tracciata all'interno di un dedicato programma di miglioramento, diviso in due parti, identificate quali: A) investimenti e B) azioni di controllo gestionale.

Vengono riportati nella successiva tabella 4.1, quale estratto del programma di miglioramento HSE del SGI di Raffineria, gli interventi autorizzati da commesse di investimento e pianificati nel triennio **2020-2022**. I suddetti interventi sono da considerarsi sinergici all'ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA.

Gli interventi pianificati nel triennio 2020-2022 sono inquadrabili nelle tematiche emissioni in aria e protezione del suolo e del sottosuolo, e, per questi l'investimento previsto è pari a ca. 18.200 k€.

Si riportano inoltre, per completezza di aggiornamento della precedente edizione della Dichiarazione Ambientale, le attività pianificate e completate nel triennio 2017-2019, per una spesa complessiva di ca. 9.700 k€.

Viene riportato nella successiva tabella 4.2 un quadro sinottico riassuntivo delle azioni gestionali programmate per mantenere/migliorare le prestazioni ambientali ed energetiche di Raffineria.

Al riguardo si è fatto riferimento agli indicatori di prestazione B1, B2, B3, B4 descritti nella precedente sezione 3, e relativi all'assetto di BioRaffineria attivo dal 2014.

Per ogni indicatore viene indicato:

- l'anno di migliore prestazione dell'indicatore;
- il valore di migliore prestazione dell'indicatore;
- il valore dell'indicatore nel 2019, calcolato in percentuale rispetto al valore di riferimento (B1, B2) o al valore di migliore prestazione ("benchmark") (B3, B4);
- nel caso di valutazione di "scostamento significativo da benchmark", ovvero per valore percentuale dell'indicatore in deviazione di oltre il  $\pm 10\%$  rispetto al benchmark (B3, B4):
  1. le azioni gestionali individuate per riportare nuovamente l'indicatore alla sua migliore prestazione, o, *in alternativa*,
  2. la motivazione per cui viene giustificato lo scostamento e la conseguente non necessità di ricorrere ad azioni correttive.

**Il Programma di Miglioramento HSE** è un documento primario del SGI HSE

Gli investimenti pianificati dal **programma di miglioramento ambientale**

Le azioni di controllo gestionale pianificate dal **programma di miglioramento ambientale**

## 4.1.a - Programma di Miglioramento Ambientale - Tabulazione investimenti 2017-2019

Prog	Aspetto ambientale	Obiettivo	Descrizione dell'intervento	Codice commessa	Unità Responsabile	Importo pianificato (k€)	Anno previsto di conclusione	Stato di avanzamento
1	emissioni in aria	riduzione emissioni diffuse da serbatoi di stoccaggio e prevenzione perdite nel suolo e falda	installazione guaine su tubi di guida/calma su serbatoi  realizzazione all'interno dei bacini dei serbatoi di stoccaggio di canalette perimetrali	RF12160202	CAT	500	2017	attività completata
2	emissioni in aria	riduzione emissioni diffuse da serbatoi di stoccaggio	adeguamento serbatoio S112 e relative linee di processo	RF12160108	CAT	1.690	2018	attività completata
3	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e falda	installazione doppio fondo serbatoio S723	RF12150209	CAT	1.150	2017	attività completata
4	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	realizzazione all'interno dei bacini dei serbatoi di stoccaggio di canalette perimetrali  adeguamento pipe-ways	RF12140207	CAT	700	2018	attività completata
5	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	messa in luce tubazioni interrate	RF12150211	CAT	1.800	2018	attività completata
6	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	adeguamento accoppiamenti flangiati critici  realizzazione all'interno dei bacini dei serbatoi di stoccaggio di canalette perimetrali  verniciatura termoriflettente su serbatoi di classe A	RF12130209	CAT	800	2018	attività completata
7	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoio S505	RF12150210	CAT	750	2018	attività completata
8	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoio S107	RF12160208	CAT	1.400	2018	attività completata
9	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoio S308	RF12160209	CAT	950	2018	attività completata

## 4.1.b – Programma di Miglioramento Ambientale - Investimenti Pianificati 2020-2022

Prog	Aspetto ambientale	Obiettivo	Descrizione dell'intervento	Codice commessa	Unità Responsabile	Importo pianificato (k€)	Anno previsto di conclusione	Stato di avanzamento
1	emissioni in aria	riduzione emissioni diffuse da serbatoi di stoccaggio	installazione guaine su tubi di guida/calma serbatoi	RF12130210	CAT	250	2020	90% <sup>(1)</sup>
2	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	automazione Movimentazione Isola Petroli (sistema prevenzione overfilling e sistema leak-detection)	RF12150301	CAT	2.550	2020	90% <sup>(1)</sup>
3	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	rifacimento tratti rete fognaria (aree impianti di processo)	RF12140205	CAT	1.800	2020	85% <sup>(1)</sup>
4	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	Rifacimento tratti rete fognaria (aree impianti di processo)	RF12170205	CAT	600	2020	10% <sup>(1)</sup>
5	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoio 156	RF12180209	CAT	2.000	2020	10%
6	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoio 162	RF12180210	CAT	2.900	2020	30%
7	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoi 158 e 160	RF12180307	CAT	4.980	2020	50%
8	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione doppio fondo serbatoio 508	RF12180311	CAT	1.200	2021	30%
9	suolo e sottosuolo	prevenzione perdite nel suolo e nella falda	installazione vasca recupero olio di palma pulizia filtri HF1	RF12170210	CAT	560	2021	5%
10	emissioni in aria	riduzione inquinamento aria	purificazione idrogeno da impianto RC3 in HF2	RF12170403	ESE	1.390	2021	90%

[1] Investimento pianificato nel triennio 2017-2019 e non completato nel periodo. L'investimento viene riprogrammato nel triennio 2020-2022.

## 4.2 - Programma di Miglioramento Ambientale - Azioni di Controllo Gestionale

Prog	Indicatori di prestazione	u.m.	Tipologia di dato B (vd. legenda)	Anno di benchmark	Valore di benchmark	indicatore 2019	Valutazione dello scostamento dell'indicatore nel 2019 da benchmark	Programma di miglioramento con obiettivo di benchmark
<b>ENERGIA</b>								
1	energia elettrica importata da RTN	%	B3	2016	0	19,3	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.2)
2	energia elettrica importata vs. assorbita	%	B3	2016	0	18,4	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.2)
3	rendimento termoelettrico CTE	%	B4	2019	93,0	93,0	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
4	copertura termico-elettrica da fuel gas di autoproduzione	%	B4	2016	79,5	71,8	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.2)
5	produzione vapore da CTE a recupero termico	%	B4	2017	52,9	49,8	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.3)
6	produzione vapore totale a recupero termico	%	B4	2017	59,8	55,6	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.3)
7	recupero condense di vapore	%	B4	2016	70,0	56,5	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.4)
8	fuel gas a torcia vs. fuel gas disponibile	%	B4	2018	1,0	1,5	non significativo	mantenimento della prestazione
9	fuel gas da autoproduzione vs. fuel gas utilizzato	%	B4	2016	72,8	67,9	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.2)
10	consumo specifico termico-elettrico	MWh/ton	B3	2017	0,715	112,8	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.7)
11	consumo specifico combustibili	MWh/ton	B3	2017	1,328	105,7	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.2.8)
<b>MATERIALI</b>								
1	Virgin Naphtha	ton/anno	B1	n.a.	n.a.	78,4	n.a.	n.a.
2	biomasse oleose	ton/anno	B1	n.a.	n.a.	38,8	n.a.	n.a.
3	movimentazione su navi di materie prime e prodotti finiti	ton/nave	B3	2017	19.172	93,4	non significativo	mantenimento della prestazione
4	biomasse "non convenzionali" vs. totale biomasse	%	B3_1	2019	24,6	100	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
<b>ACQUA</b>								
1	acqua potabile (da acquedotto comunale Veritas)	mc	B3	2016	54.096	107,1	non significativo	mantenimento della prestazione

Prog	Indicatori di prestazione	u.m.	Tipologia di dato B (vd. legenda)	Anno di benchmark	Valore di benchmark	indicatore 2019	Valutazione dello scostamento dell'indicatore nel 2019 da benchmark	Programma di miglioramento con obiettivo di benchmark	
2	acqua industriale (da acquedotto industriale Veritas)	mc	B3	2018	1.022.329	106	non significativo	mantenimento della prestazione	
3	acqua industriale di riuso vs. acqua industriale totale	%	B3	2018	5,6%	94	non significativo	mantenimento della prestazione	
4	consumi idrici vs. lavorato	mc/ton	B3	2018	1,033	121	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.3.1)	
5	innalzamento termico lagunare	°C	B1_1	2018	0,3	33,3	non significativo	mantenimento della prestazione	
6	refluo di processo B0 conferito a SIFA (calcolo)	mc	B3	2018	1.099.642	102	non significativo	mantenimento della prestazione	
7	azoto ammoniacale (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	mg/lt	B1_2	2016	12,9	24,0	non significativo	mantenimento della prestazione	
8	azoto nitroso (NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> )	mg/lt	B1_2	2019	13,1	3,1	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione	
9	azoto nitrico (NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	mg/lt	B1_2	2019	17,7	22,0	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione	
10	COD	mg/lt	B1_2	2015	800	70,6	non significativo	mantenimento della prestazione	
11	idrocarburi totali (HC)	mg/lt	B1_2	2019	150	15,8	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione	
12	fosforo (P)	mg/lt	B1_2	2016	1,5	31,3	non significativo	mantenimento della prestazione	
13	solidi sospesi totali (SST)	mg/lt	B1_2	2015	270	24,4	non significativo	mantenimento della prestazione	
<b>RIFIUTI</b>									
1	produzione di rifiuti	ton	B3_1	2018	7.024	120,5	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.6.2)	
2	produzione di rifiuti pericolosi	ton	B3_1	2018	1.265	292,7	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.6.2)	
3	rifiuti pericolosi vs. totale rifiuti	%	B3_1	2017	16,6	263,2	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.6.2)	
4	rifiuti avviati a recupero vs. totale rifiuti	%	B3_1	2018	72,9	96,3	non significativo	mantenimento della prestazione	
5	rifiuti derivanti da attività produttive vs. lavorato	kg/ton	B2	2017	2,0	321,3	n.a.	n.a.	
<b>SOTTOSUOLO e FALDA</b>									
	non si rappresentano gli indicatori riportati nella tab. 3.7.2. per la peculiarità della tematica acque sotterranee							non significativo	mantenimento della prestazione

Prog	Indicatori di prestazione	u.m.	Tipologia di dato B (vd. legenda)	Anno di benchmark	Valore di benchmark	indicatore 2019	Valutazione dello scostamento dell'indicatore nel 2019 da benchmark	Programma di miglioramento con obiettivo di benchmark
<b>EMISSIONI</b>								
1	SO <sub>2</sub> (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2015	52	76,9	non significativo	mantenimento della prestazione
2	NO <sub>x</sub> (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2016	220	52,3	non significativo	mantenimento della prestazione
3	CO (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2016	29	44,8	non significativo	mantenimento della prestazione
4	PST (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2019	8,0	3,8	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
5	SO <sub>2</sub> (massa di bolla)	ton/anno	B1_3	2015	270	54,1	non significativo	mantenimento della prestazione
6	NO <sub>x</sub> (massa di bolla)	ton/anno	B1_3	2017	1.154	34,3	non significativo	mantenimento della prestazione
7	CO (massa di bolla)	ton/anno	B1_3	2015	151	39,1	non significativo	mantenimento della prestazione
8	PST (massa di bolla)	ton/anno	B1_3	2019	44,0	2,7	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
9	NO <sub>x</sub> (concentrazione TG01/B01)	mg/Nmc	B1_3	2019	120	71,6	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
10	SO <sub>2</sub> (concentrazione B02)	mg/Nmc	B1_3	2018	35	15,1	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
11	NO <sub>x</sub> (concentrazione B02)	mg/Nmc	B1_3	2018	300	60,7	non significativo	mantenimento della prestazione
12	PST (concentrazione B02)	mg/Nmc	B1_3	2018	5,0	10,0	non significativo	mantenimento della prestazione
13	COV (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2019	20	0,1	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
14	H <sub>2</sub> S (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2018	3	5,7	non significativo	mantenimento della prestazione
15	NH <sub>3</sub> (concentrazione di bolla)	mg/Nmc	B1_3	2018	20	1,5	non significativo	mantenimento della prestazione
16	emissione SO <sub>2</sub> per lavorato	kg/kton	B3	2015	76,9	196,8	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.5.5)
17	emissione NO <sub>x</sub> per lavorato	kg/kton	B3	2017	327,7	113,1	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.5.5)
18	emissione CO per lavorato	kg/kton	B3	2015	25,3	232,3	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.5.5)
19	emissione polveri per lavorato	kg/kton	B3	2019	1,2	<b>100</b>	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
20	emissione SO <sub>2</sub> per combustibili	kg/MWh	B3	2015	0,05	218,7	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.5.6)

Prog	Indicatori di prestazione	u.m.	Tipologia di dato B (vd. legenda)	Anno di benchmark	Valore di benchmark	indicatore 2019	Valutazione dello scostamento dell'indicatore nel 2019 da benchmark	Programma di miglioramento con obiettivo di benchmark
21	emissione NO <sub>x</sub> per combustibili	kg/MWh	B3	2015	0,23	114,3	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.5.6)
22	emissione CO per combustibili	kg/MWh	B3	2015	0,02	258,2	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.5.6)
23	emissione polveri per combustibili	kg/MWh	B3	2019	0,001	<b>100</b>	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
24	CO <sub>2</sub>	ton/anno	B3	2019	317.358	<b>100</b>	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
25	CH <sub>4</sub>	ton CO <sub>2</sub> eq/anno	B3	2017	287	107,5	non significativo	mantenimento della prestazione
26	N <sub>2</sub> O	ton CO <sub>2</sub> eq/anno	B3	2019	1.152	<b>100</b>	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
27	HFC	ton CO <sub>2</sub> eq/anno	B3	2017	54	178,3	non significativo	mantenimento della prestazione
28	PFC	ton CO <sub>2</sub> eq/anno	B3	2019	12	<b>100</b>	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
29	CFC	ton CO <sub>2</sub> eq/anno	B3	2019	11	<b>100</b>	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
30	LDAR - emissioni COV per lavorato	% wt	B2	2017	0,008	86,5	non significativo	mantenimento della prestazione
31	emissione CO <sub>2</sub> per lavorato	% wt	B3	2017	0,28	106,7	non significativo	mantenimento della prestazione
32	ricettore acustico 1 - classe VI	Leq dB(A)	B1_1	2016	70	74,3	non significativo	mantenimento della prestazione
33	ricettore acustico 2 - classe VI	Leq dB(A)	B1_1	2016	70	65,7	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
34	ricettore acustico 3 - classe VI	Leq dB(A)	B1_1	2016	70	70,0	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione
35	ricettore acustico 5 - classe VI	Leq dB(A)	B1_1	2014	70	87,9	significativo	mantenimento della prestazione (vd. sez. 3 punto 3.8)
36	ricettore acustico 4 - classe IV - notturno	Leq dB(A)	B1_1	2014	55	92,7	non significativo	mantenimento della prestazione
37	ricettore acustico 4 - classe IV - diurno	Leq dB(A)	B1_1	2014	65	78,5	non significativo	mantenimento della prestazione
38	emissioni odorigene vs. fondo naturale	%	B2_1	2019	90,5	90,5	<b>benchmark</b>	mantenimento della prestazione

## LEGENDA

B1) valori giornalieri di portata in "assetto bio" autorizzati da Decreto (prot. 17448 del 21/12/2018) del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei trasporti (MIT), rapportati a 330 giorni/anno di produzione.

B1\_1) limite di legge.

B1\_2) caratteristiche di accettazione contrattuale del refluo B0 inviato a depuratore consortile SIFA.

B1\_3) limite autorizzativo AIA.

B2) benchmark da linee guida internazionali.

B2\_1) valore di "bianco odorigeno" rilevato durante la campagna di misura.

B3) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in "assetto bio" di Raffineria dal 2014.

B3\_1) benchmark interno, pari al massimo valore prestazionale ottenuto dall'indicatore in "assetto bio" di Raffineria dal 2017.

B4) benchmark interno, pari a 100%, con indicatore esprimibile in valore percentuale.

## Allegato 1 Struttura del Sito e caratteristiche del Processo Produttivo

La Raffineria di Venezia è inserita nella prima Zona Industriale di Porto Marghera.

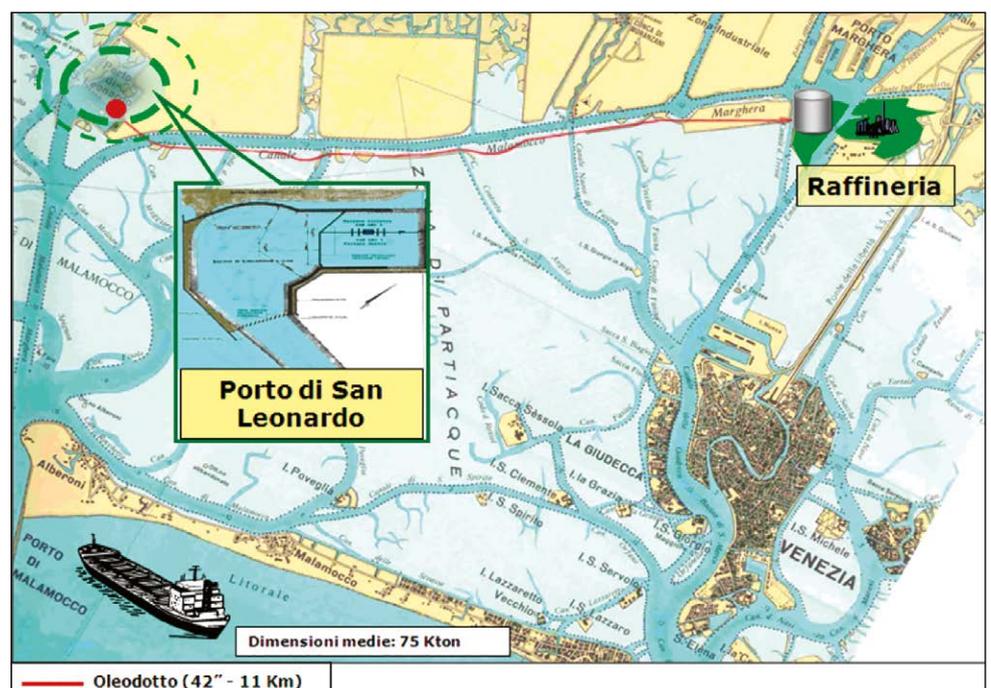
La sua area complessiva è geograficamente delimitata:

- a nord dalla Laguna Veneta;
- ad est dalla Laguna e dal confine con l'attiguo deposito di carburanti Petroven;
- ad ovest dal canale lagunare Brentella e dal confine con gli attigui insediamenti Cereal Docks S.p.A. – Coastal Depository (deposito di biocarburanti), AIM Bonifiche S.r.l. (piattaforma di gestione rifiuti) e Sacaim (impresa di costruzioni e deposito materiali edili);
- a sud dal canale industriale Vittorio Emanuele III e dalla Laguna Veneta.

Le coordinate geografiche riferite al varco di ingresso principale della Raffineria sono: latitudine 45° 27' 39", longitudine: 12° 16' 09".

La raffineria, estesa su di un'area di circa 105 ettari, è suddivisa in tre zone:

- 1) Raffineria (Area Impianti e Servizi** propriamente detta), dove sono ubicati gli impianti di processo ed i servizi ausiliari. Sono altresì presenti serbatoi di stoccaggio di vari prodotti come benzine, gasoli e biomasse intermedie;
- 2) Isola dei Petroli**, adibita a stoccaggio di benzine e gasoli finiti e collegata con oleodotto sub-lagunare (42", lunghezza ca. 11 km) al pontile di San Leonardo, destinato all'attracco delle navi cisterna di rifornimento prodotti petroliferi;
- 3) Zona Nord-Est:** adibita a stoccaggi di GPL, kerosene e oli combustibili finiti ed alla spedizione via terra (autobotti e ferrocisterne) dei prodotti finiti.



L'attracco delle navi cisterna avviene al pontile di **S. Leonardo** sito nel comune di Mira, e alla darsena di Raffineria. L'area, delimitata da una circonferenza di 5 km di raggio dal centro della Raffineria, comprende le aree urbane di Mestre e Venezia.

In **allegato ALL1\_1** è riportata la planimetria di Raffineria.

### 1.1 Condizioni meteo-climatiche

Il complesso industriale si colloca in una zona condizionata da un caratteristico clima temperato-mediterraneo in cui prevalgono condizioni di generale stabilità atmosferica, con temperature medie tra 3-5°C in inverno e tra 27-30°C in estate, vento moderato con direzione prevalente nord-est e piovosità media annua pari a ca. 800 mm.

Sono piuttosto frequenti i fenomeni di nebbia durante la stagione invernale (specialmente da novembre a febbraio), mentre sono rari gli episodi di gelo.

Nonostante l'insediamento insista all'interno della Laguna di Venezia caratterizzato da fenomeni periodici di "acqua alta", la Raffineria non risulta interessata da fenomeni di allagamento per alta marea, anche in caso di eventi eccezionali come quelli registrati nel novembre del 1966 e del 2019.

### 1.2 Condizioni geologiche ed idrogeologiche

L'area di Venezia è caratterizzata dalla presenza di serie quaternarie le cui caratteristiche litologiche sono costituite da differenti complessi sedimentari. Tale struttura del sottosuolo fino alla profondità di 60-70m è estremamente complessa e costituita da differenti regimi deposizionali, che determinano frequenti variazioni orizzontali e verticali della composizione granulometrica dei singoli litotipi. Oltre i 70m di profondità i singoli tipi litologici acquistano spessore e continuità maggiori.

In superficie l'area è caratterizzata in numerose zone dalla presenza di materiali di riporto aventi spessori anche fino a 6m. In particolare la superficie occupata dalla Raffineria (principalmente in Isola dei Petroli e Zona Nord-Est) evidenzia la presenza di materiale di riporto avente uno spessore medio di ca. 2m, al di sotto del quale è presente fino alla profondità di ca. 4,5m un terreno in sito costituito da limi sabbiosi di colore da grigio scuro a marrone. Questo terreno superficiale di riporto ha una permeabilità dell'ordine dei  $10^{-2}$  -  $10^{-4}$  cm/s.

La falda è localizzata principalmente nei terreni limosi sabbiosi presenti generalmente fino a ca. 4,5m da p.c. e per uno spessore medio variabile tra 0,5-1m nei terreni di riporto superficiale.

Il sottosuolo del sito è caratterizzato da:

- un primo intervallo, fino ad una profondità di circa 60 m dal piano campagna, costituito da acquiferi a geometria lenticolare, scarsamente continui alla scala regionale, che condizionano le direttrici preferenziali di deflusso;
- un secondo intervallo inferiore, fino alla profondità di circa 350 m dal p.c., caratterizzato da una serie di acquiferi confinati.

In particolare l'area della Raffineria, al limite tra il mare e la terraferma, si presenta particolarmente complessa dal punto di vista idrogeologico, con presenza di cunei di ingressione marina e zone di mescolamento/equilibrio tra le acque dolci continentali e le acque salmastre marine, con marcati componenti verticali di moto.

La Raffineria sorge all'interno di una zona sismica classificata di livello 4, in accordo alle indicazioni previste nella Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri OPCM 3274/03, "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica", aggiornata dalla OPCM 3519/06. Il livello 4 risulta essere quello meno critico in assoluto sul territorio italiano. Per tali zone non sono previsti vincoli specifici in materia di resistenza delle strutture alle sollecitazioni sismiche.

La zona in cui sorge la Raffineria è classificata nell'appendice B delle Norme CEI 81.8 come zona con frequenza attesa di 4 fulmini/anno•km<sup>2</sup>.

### 1.3 Caratteristiche del processo produttivo

La Raffineria ha modificato dal 2014 il tradizionale schema di raffinazione nel nuovo assetto "bio", che consente la produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità (BioDiesel, BioGPL e BioNafta) da biomasse oleose di prima generazione quale l'olio di palma. Sono in corso test funzionali di impianto al fine di integrare in tale nuovo assetto "bio" anche bio-cariche di seconda e terza generazione (quali grassi animali, oli di frittura esausti, oli derivanti da alghe e residui di varie tipologie).

L'assetto "bio" della Raffineria rappresenta una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione. Il mantenimento in conservazione degli impianti non utilizzati non preclude quindi la possibilità alla Raffineria di ritornare al tradizionale ciclo produttivo di raffinazione.

#### 1.3.1 Ricevimento di materie prime

Durante l'operatività nell'assetto "bio", la Raffineria si approvvigiona delle seguenti principali materie prime:

- Biomasse oleose in carica all'unità di pretrattamento POT e di ECOFINING™
- Nafta full-range, destinata alle unità di Isomerizzazione e di Reforming Catalitico, previa separazione di nafta leggera e nafta pesante nella sezione di splitter VN della pre-esistente unità DP3

In Raffineria vengono anche introdotti, mediante autobotti, chemicals ed altri additivi, tra cui il DimetilDi-solfuro (DMDS), in dosaggio all'unità di ECOFINING™.

Nella darsena di Raffineria vengono ricevute ulteriori materie prime da miscelare e/o prodotti per la distribuzione logistica, quali MTBE (additivo per benzine), LCN (benzine da cracking), oli combustibili, benzine, gasoli, kerosene.

#### 1.3.2 Gli impianti di processo

La Raffineria è in grado di trattare fino a 400.000 t/a di olio di palma, producendo 360.000 t/a di biocarburanti. In **allegato ALL1\_2** viene riportato lo schema semplificato del nuovo ciclo produttivo "bio".

In "assetto bio", la Raffineria mantiene operative le seguenti unità di processo:

- sezione splitter VN dell'unità di distillazione primaria DP3
- unità di isomerizzazione ISO
- unità di reforming catalitico RC3
- unità splitter nafta PV1
- unità splitter GPL
- unità di pretrattamento della carica (POT) all'unità ECOFINING™ HF1 e HF2
- unità ECOFINING™ HF1 e HF2
- unità di rigenerazione ammine
- termocombustore dell'unità di recupero zolfo RZ1
- unità di strippaggio acque acide SWS3
- unità di pretrattamento dei reflui liquidi TE
- centrale termoelettrica CTE

#### Splitter Benzine

Lo Splitter VN della pre-esistente unità di distillazione primaria DP3 durante la marcia "bio" assume il nome di "Splitter Benzine". Operano in parallelo le colonne C3N (stabilizzatrice) e C4N (splitter benzine); tale configurazione garantisce la carica di nafta pesante all'impianto di reforming catalitico esistente, al fine di massimizzare la produzione di idrogeno necessario al processo ECOFINING™. L'unità Splitter Benzine separa infatti la nafta leggera, destinata all'impianto di Isomerizzazione, dalla nafta pesante, destinata all'impianto di Reforming Catalitico.

#### Unità di Isomerizzazione ISO

Nell'impianto di Isomerizzazione le catene di idrocarburi paraffinici a catena lineare, che costituiscono la frazione delle nafta leggere, caratterizzate da un basso numero di ottano, vengono fatte reagire con idrogeno, in presenza di un catalizzatore a base di platino, in ambiente acido, per migliorare le proprie caratteristiche ottaniche. L'impianto ha capacità di 620 t/g.

### Unità di Reforming catalitico RC3

Scopo dell'impianto è la trasformazione della nafta pesante, caratterizzata da un basso numero di ottano, indice delle proprietà motoristiche della benzina, in un prodotto con caratteristiche ottaniche compatibili alla distribuzione commerciale. L'impianto RC3 ha una capacità di 1.780 t/g e produce l'idrogeno necessario a tutti gli impianti di Raffineria che lo utilizzano ai fini del processo.

### Splitter Nafta PV1

La sezione è impiegata per il frazionamento della benzina riformata proveniente dall'unità di Reforming Catalitico, al fine di ottenere un prodotto di testa composto da C<sub>4</sub>, C<sub>5</sub> e C<sub>6</sub>, da inviare a stoccaggio quale VNL e un prodotto di fondo principalmente composto da C<sub>7+</sub> da inviare a stoccaggio benzine.

### Splitter GPL

Lo scopo dell'impianto Splitter GPL è quello di separare la miscela di GPL nei principali composti di cui è formata e cioè etano (che è utilizzato come fuel gas in Raffineria), propano e butano. L'impianto è composto dalle sezioni deetanizzatrice e splitter.

### Unità di pretrattamento della carica all'unità ECOFINING™ HF1 e HF2

La sezione di pretrattamento di biomasse non convenzionali (unità POT), posta direttamente a monte dell'unità ECOFINING™ HF1 e HF2, si compone delle sezioni:

1. degommazione acida con fase di lavaggio, ove vengono rimossi, mediante idratazione, i fosfolipidi (detti anche gomme) contenuti nella materia prima grezza in alimentazione;
2. pretrattamento a secco con decolorazione, ove vengono rimosse altre sostanze indesiderate presenti nella materia prima grezza in alimentazione;
3. deodorazione/neutralizzazione, ove vengono rimosse tutte le sostanze volatili e le tracce di acidi grassi presenti nella carica (costituita dalla biomassa in uscita dalla sezione precedente).

### Unità ECOFINING™ HF1 e HF2

Le due unità di idrodesolforazione preesistenti HF1 e HF2 sono state convertite nella nuova unità ECOFINING™, che si basa su un processo sviluppato congiuntamente da Eni ed UOP in grado di produrre biocarburanti di elevata qualità a partire da biomasse oleose.

Il processo ECOFINING™ consta di due stadi di reazione:

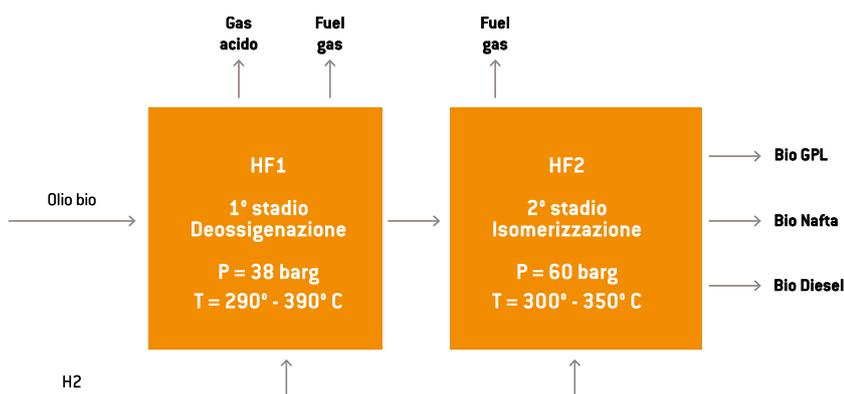
- 1° stadio (deossigenazione), in cui avviene la de-ossigenazione e la saturazione dei doppi legami dei trigliceridi costituenti l'olio di palma raffinato, in presenza di specifici catalizzatori. La rottura dei legami dei trigliceridi porta alla formazione di una miscela di catene paraffiniche lineari, propano, acqua e CO<sub>2</sub>, secondo la seguente reazione:

Olio di palma raffinato + Idrogeno > Catene Paraffiniche Lineari + CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O + Propano

Tale miscela di catene paraffiniche lineari, completamente de-ossigenate, è caratterizzata da un elevato numero di cetano ma scarse proprietà a freddo.

- 2° stadio (isomerizzazione), in cui le catene paraffiniche lineari prodotte nello stadio di deossigenazione vengono ramificate, migliorando significativamente le proprietà a freddo del BioDiesel prodotto.

### Schema a blocchi dell'unità ECOFINING™



**Stadio di Deossigenazione**

L'impianto di desolforazione pre-esistente HF1 costituisce la sezione di deossigenazione dell'unità ECOFINING™ data la compatibilità delle condizioni di design delle apparecchiature con le condizioni operative del nuovo processo. La carica dell'impianto è costituita da olio di palma inizialmente filtrato; prima della filtrazione, a tale corrente viene aggiunto quale agente solfitante Dimetil-Disolfuro (DMDS) necessario a mantenere l'attività del catalizzatore dell'ECOFINING™.

**Stadio di isomerizzazione**

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

L'unità ECOFINING™ produce BioDiesel, BioNafta e una corrente di BioGPL ricco in propano.

Inoltre l'unità produce una corrente di gas acido, ricca in CO<sub>2</sub> e povera in H<sub>2</sub>S. La materia prima vegetale non contiene zolfo e pertanto la minima quantità di zolfo presente nei gas acidi prodotti dall'ECOFINING™ deriva unicamente dall'iniezione in continuo dell'agente solfitante Dimetil-Disolfuro (DMDS) necessario a mantenere attivo il catalizzatore di deossigenazione.

**Unità di purificazione con ammine e rigenerazione**

La sezione di rigenerazione ammine è adibita alla rigenerazione della ammina esausta proveniente dalle sezioni di lavaggio gas dell'unità ECOFINING™. L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2. L'H<sub>2</sub>S recuperato dalla testa colonna viene inviato ad un assorbimento con soda (Sulfurex); il gas di coda viene inviato al post combustore B301 della pre-esistente unità di recupero zolfo RZ1.

Il nuovo ciclo "bio" modifica il quadro degli stream gassosi prodotti. L'impianto di ECOFINING™, nella sezione di deossigenazione, produce infatti un gas acido ricco in CO<sub>2</sub> e povero di H<sub>2</sub>S.

L'ammina utilizzata è costituita da un nuovo solvente selettivo sia per la CO<sub>2</sub> che per l'H<sub>2</sub>S, al fine di rimuovere la CO<sub>2</sub> presente nel gas ricco in idrogeno che costituisce il gas di riciclo ai reattori dell' ECOFINING™.

**Termocombustore della ex unità di recupero zolfo RZ1**

Come riportato nei paragrafi precedenti, lo stream finale di H<sub>2</sub>S è di minima portata e tale da non poter essere interessato da un processo Claus di recupero zolfo; pertanto esso è inviato direttamente al termocombustore finale dell'ex unità RZ1.

**Unità di Strippaggio acque acide SWS3**

Le acque acide prodotte dalle varie unità utilizzate nel ciclo "bio" vengono inviate all'unità SWS3 per la rimozione di H<sub>2</sub>S ed NH<sub>3</sub> prima del loro invio all'unità di pre-trattamento dei reflui liquidi (TE).

**Unità in stato di conservazione**

Gli impianti di processo del ciclo tradizionale di Raffinazione:

- Distillazione Primaria DP3
- Visbreaking / Thermal Cracking, VB/TC
- Sour Water Strippers, SWS1, SWS2
- Recupero Zolfo, RZ1 e RZ2
- Trattamento GPL - MEROX

non sono previsti in funzionamento in assetto "bio" e pertanto sono mantenuti fermi in stato di conservazione, in atmosfera inerte.

**1.3.3 Ricevimento, stoccaggio, miscelazione e spedizione carburanti**

La Raffineria di Venezia produce i seguenti prodotti finiti:

- **gas liquefatti** quali propano, butano e GPL miscela;
- **benzina**;
- **petroli** per turboreattori e riscaldamento;
- **gasoli** per motori e per riscaldamento.

I prodotti semilavorati provenienti dai trattamenti di Raffineria sono miscelati in opportune quantità per incontrare le specifiche a cui i prodotti stessi devono rispondere per poter essere immessi su mercato. La Raffineria dispone di un sistema di controllo per la miscelazione contemporanea in linea di semilavorati per la produzione di prodotti finiti commerciabili, costituito da:

- sistema di miscelazione (Blender) per benzine e gasoli
- sistemi per dosare additivi chimici di natura varia ai prodotti finiti

La Raffineria riceve altresì semilavorati da avviare a lavorazione e/o miscelazione, nonché prodotti finiti per distribuzione logistica.

Le spedizioni possono aver luogo:

- per caricamento via terra su autobotti o ferrocisterne nelle pensiline situate in Zona Nord-Est
- tramite oleodotti collegati con l'attiguo deposito Petroven
- per caricamento su navi-cisterna in Darsena di Raffineria

#### 1.3.4 Servizi ausiliari e generali

**Centrale Termoelettrica a Cogenerazione (CTE)** – finalizzata alla produzione di energia elettrica e di vapore d'acqua a diversi livelli di pressione che viene utilizzato sia come fluido motore in turbine accoppiate a macchine rotanti che a fini di processo e di sicurezza. La Centrale è integrata da un'unità di chiarificazione/filtrazione e di demineralizzazione per il trattamento delle acque di alimento dei generatori di vapore.

#### Unità di pre-trattamento dei reflui liquidi TE

I reflui di processo, unitamente alle acque meteoriche e ai reflui civili igienico-sanitari, vengono inviate all'unità di pretrattamento TE prima del loro conferimento, via tubazione sub-lagunare dedicata, al depuratore consortile SIFA di Fusina. La sezione è costituita da separatori a gravità tipo API con compito di pre-desoleazione meccanica dei reflui.

**Utilities** – quali:

- rete di distribuzione del fuel gas di autoproduzione e del gas naturale (metano) di integrazione proveniente dal collettore industriale SNAM
- rete di distribuzione di aria compressa essiccata per comando della strumentazione elettropneumatica di controllo d'impianto
- rete di distribuzione di acqua lagunare di raffreddamento impianti di processo
- reti di distribuzione di vapore a media e bassa pressione e di recupero condense
- reti di distribuzione di acqua industriale, potabile e demineralizzata
- sistemi di stoccaggio e reti di distribuzione di azoto di inertizzazione
- rete di distribuzione interna di energia elettrica e trasformatori elevatori per l'immissione di energia elettrica in rete di trasmissione nazionale (RTN)

La Raffineria è inoltre dotata di:

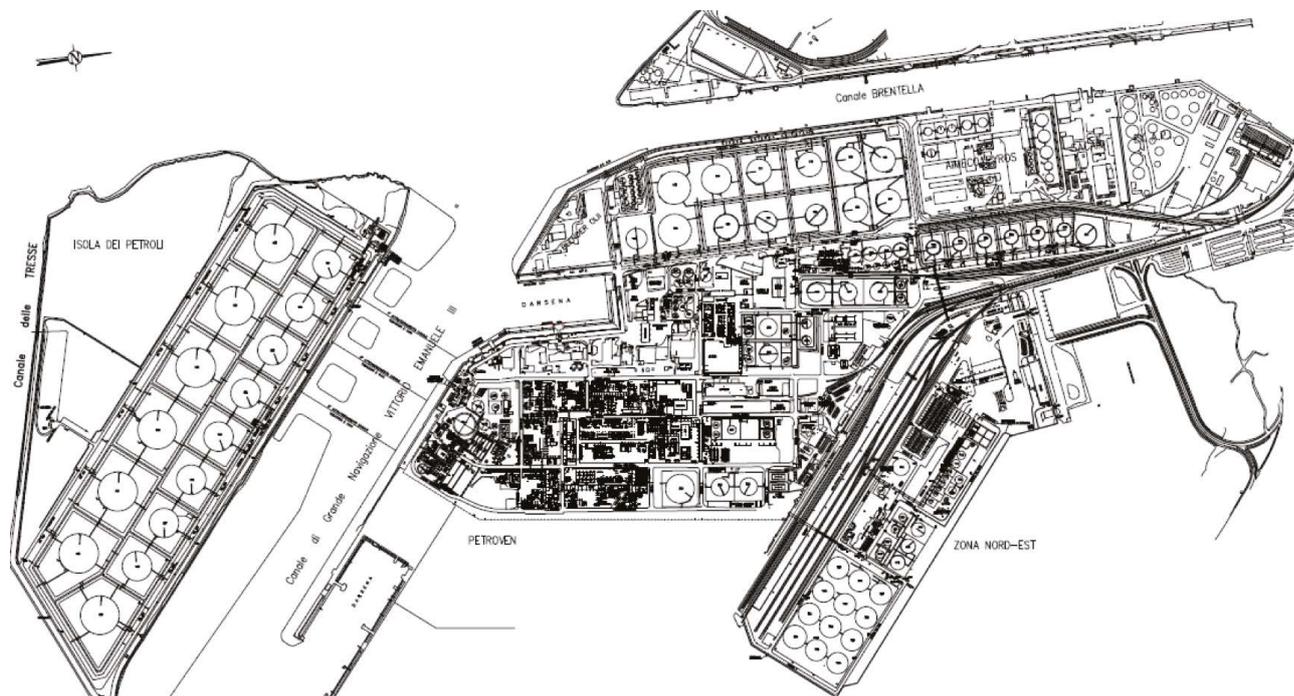
- impianti antincendio fissi e mobili ed autopompe, gestiti da un servizio antincendio interno, composto da personale diretto specializzato in turno continuo
- laboratorio chimico
- servizi di manutenzione meccanica, elettrica e strumentale ed aree destinate a cantieri di ditte terze
- magazzino materiali
- aule di addestramento e formazione del personale
- uffici tecnici, amministrativi e direzionali
- spogliatoi, mensa aziendale e bar per i dipendenti
- servizio sanitario, costituito da personale terzo a presidio di un locale infermeria per prestazioni sanitarie e di primo soccorso, con disponibilità di autoambulanza per il trasporto di eventuali infortunati presso le strutture locali esterne
- servizio di portineria e sorveglianza, costituito da personale terzo con compiti di vigilanza al perimetro aziendale e di controllo all'accesso di personale e mezzi di ditte terze e di visitatori

### Ex Area Produzione Lubrificanti (APL)

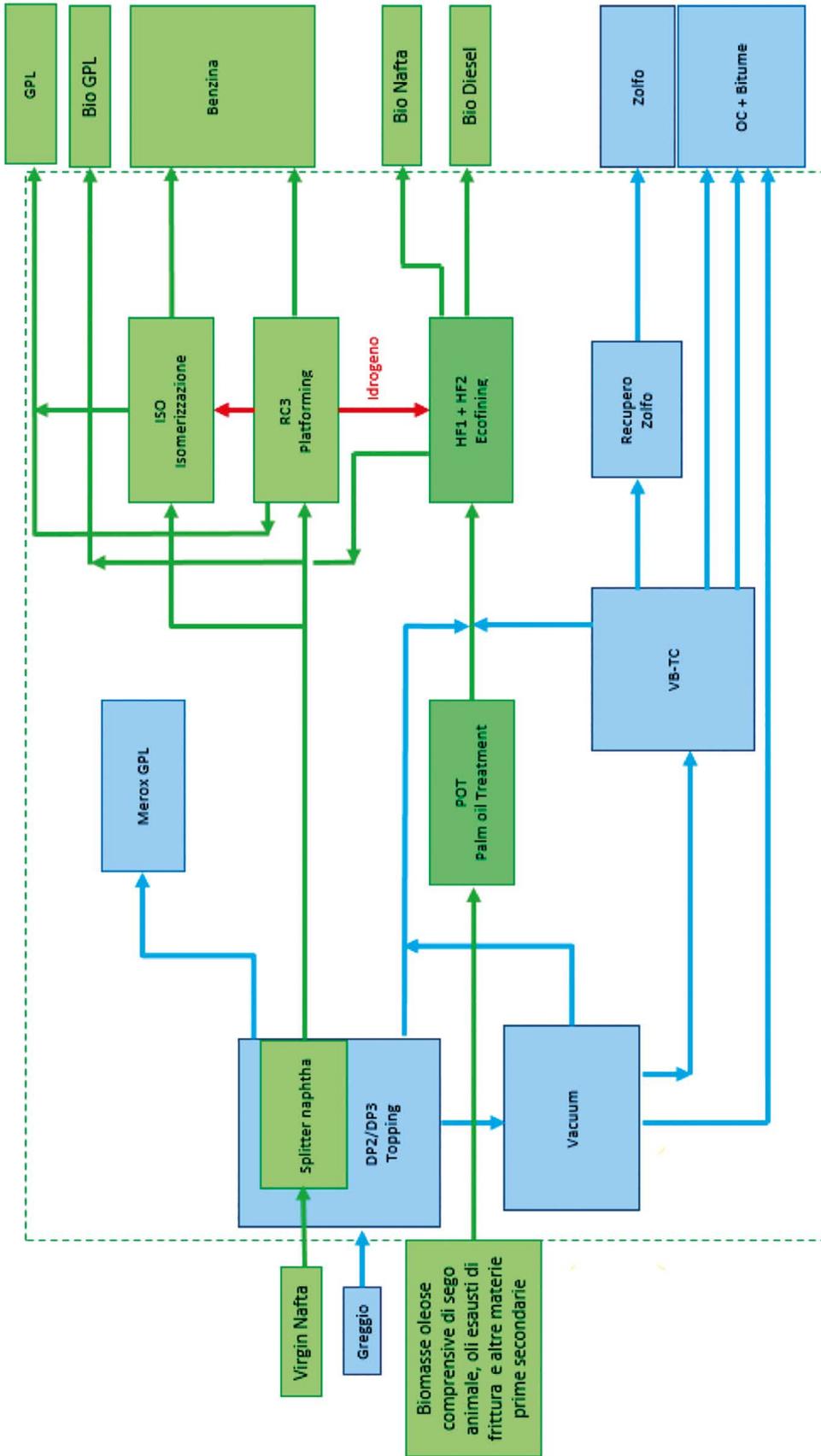
Il perimetro dell'ex Area Produzione Lubrificanti è completamente recintato da un muro lungo il canale di grande navigazione Vittorio Emanuele III (lato sud) ed il canale Brentella (lato ovest) e lungo i confini dell'area impianti e servizi della Raffineria (lati nord ed est).

L'attività industriale nell'ex APL, di produzione e confezionamento di oli e grassi lubrificanti, è stata sospesa e l'area posta in conservazione. L'area di circa 2,5 ettari è costituita da serbatoi di stoccaggio, fabbricati, palazzina uffici, impianti di produzione e confezionamento e attrezzature accessorie quali pensiline di carico e scarico per autobotti.

### Allegato 1\_1 – Planimetria della Raffineria



Allegato 1\_2 – Schema semplificato del nuovo ciclo produttivo di BioRaffineria



Legenda

- Unità in marcia nel ciclo BioRaffineria.
- Unità non utilizzate in assetto BioRaffineria.

## Allegato 2

# Analisi di contesto, identificazione degli Aspetti Ambientali e valutazione degli impatti e dei rischi

### Analisi di contesto

Come previsto dal punto 4 dello standard ISO 14001:2015, la Raffineria ha eseguito una analisi di contesto, finalizzata a determinare i fattori esterni ed interni in grado di influenzare il conseguimento degli obiettivi attesi dal proprio sistema di gestione ambientale.

Tale analisi prevede l'identificazione:

- delle questioni di contesto esterne ed interne rilevanti rispetto agli scopi ambientali del SGI;
- delle parti interessate rilevanti rispetto agli scopi del SGI;
- dei bisogni/aspettative/vincoli rilevanti delle parti interessate con definizione delle modalità di risposta e del grado di priorità.

Tutti i bisogni/aspettative che sono emersi come "mandatori" o "rilevanti" in base alla valutazione realizzata con i criteri descritti, sono stati assunti come "obblighi di conformità" da parte dell'organizzazione, e sono stati pertanto presi in considerazione come input nella fase di pianificazione e implementazione del SGI.

### Identificazione attività/aspetti e impatti/rischi associati

Come previsto dal punto 6.1 dello standard ISO 14001:2015, la Raffineria ha eseguito una analisi degli aspetti ambientali, finalizzata a determinare gli impatti ambientali, i rischi e le opportunità correlati ai suoi aspetti ambientali, gli obblighi di conformità e altri fattori e requisiti.

Per la loro individuazione e valutazione sono state prese in considerazione tutte le attività svolte presso la Raffineria, con riferimento a:

- ricezione, movimentazione, stoccaggio e distribuzione delle materie prime in ingresso e dei prodotti in uscita;
- esercizio degli Impianti di lavorazione e dei principali Impianti ausiliari;
- altre attività di Raffineria correlate al Laboratorio Chimico ed ai Servizi Tecnici (Manutenzione, Ispezione/Collaudi e gestione Ditte Terze).

Per ciascuna delle attività definite "di interesse ambientale", sono stati individuati ed analizzati gli aspetti ambientali, gli impatti ed i rischi correlati, come indicato nel Regolamento CE 1221/2009 e s.m.i.

### Valutazione impatti/rischi e definizione misure di mitigazione

In seguito alla identificazione degli impatti/rischi, si è proceduto alla valutazione della loro significatività, attraverso opportuni criteri, riportati nella procedura di sistema pro sghse 001 ["Analisi di contesto, identificazione degli aspetti ambientali e valutazione degli impatti e dei rischi"], al fine di individuare le azioni di gestione degli impatti e rischi risultati significativi.

Gli aspetti ambientali che l'analisi ha identificato come maggiormente significativi sono allineati con i principali impatti ambientali riconosciuti per una grande industria, quale si configura essere la Raffineria.

L'implementazione di una serie di barriere/misure che l'Organizzazione ha predisposto per la gestione dei propri impatti/rischi ambientali ha consentito di abbassarne la significatività "residua". Infatti l'impatto/rischio risulta già intrinsecamente non significativo, in virtù di una bassa probabilità di accadimento, o, laddove esso sia significativo, diviene non tale alla luce delle misure di mitigazione implementate dalla Raffineria.

La valutazione finale degli impatti/rischi ambientali ne identifica sostanzialmente sempre la "non significativa", ad eccezione:

- dell'impatto legato all'aspetto visivo e luminoso derivante dalla visibilità di torce e camini e dalla illuminazione delle attrezzature di Raffineria;
- dei rischi legati all'inquinamento del suolo/sottosuolo e falda per perdite/sversamenti da serbatoi/linee e condotte.

Lo sviluppo di dettaglio della metodologia utilizzata è riportato nel corpo documentale del Sistema di Gestione Integrato HSE di Raffineria.

Nella tabella seguente si riporta una sintesi dei risultati dell'analisi sopra descritta.

Macro Aspetti Ambientali	Aspetti Ambientali	Impatti/Rischi
Materie prime e prodotti finiti	gestione di sostanze chimiche, additivi e materie ausiliarie al processo produttivo	IMPATTO depauperamento delle risorse naturali
		RISCHIO contaminazione di suolo, sottosuolo, acque, aria
Consumi energetici	consumo di combustibili ai fini produttivi	IMPATTO depauperamento delle risorse naturali
	perdite da rete interna di distribuzione vapore	IMPATTO consumo di risorsa idrica e combustibili
Approvvigionamento e utilizzo di risorsa idrica	prelievo/utilizzo acqua per usi civili e industriali	IMPATTO depauperamento di risorse naturali
Scarichi idrici	trasferimento di acque reflue a impianto di depurazione esterno	IMPATTO carico inquinante recapitato all'impianto di depurazione consortile
		RISCHIO apporto anomalo di carichi idraulici ed inquinanti (da eventi meteorici o anomalie impianti)
	scarico lagunare da circuito di raffreddamento impianti	IMPATTO alterazione del bacino ricettore da scarico impianto di depurazione consortile
		IMPATTO alterazione termica del bacino ricettore
Emissioni atmosferiche	emissioni convogliate di (SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , CO, polveri)	RISCHIO alterazione della qualità dell'acqua di laguna
		IMPATTO inquinamento atmosferico
	emissioni convogliate di CO <sub>2</sub>	RISCHIO superamento dei limiti di emissione in atmosfera di inquinanti
		IMPATTO modifica della qualità dell'aria (effetto serra)
	emissioni diffuse di sostanze organiche/inorganiche (COV, H <sub>2</sub> S) da linee ed apparecchiature impianti/servizi e caricamento/serbatoi di stoccaggio	IMPATTO inquinamento atmosferico
		RISCHIO superamento dei limiti di emissione in atmosfera di inquinanti
visibilità dall'esterno	IMPATTO impatto negativo visivo (torce e camini)	
	RISCHIO impatti visivi in condizioni di emergenza (torce/camini/vapore)	

Macro Aspetti Ambientali	Aspetti Ambientali	Impatti/Rischi
Emissioni atmosferiche	trasporto merci (veicoli, ferro-cisterne e navi)	IMPATTO inquinamento dell'aria ed aumento del traffico
		RISCHIO inquinamento del mare/laguna o del suolo o acque superficiali in caso di incidente durante il trasporto
Rifiuti	produzione di rifiuti (pericolosi e non pericolosi)	RISCHIO contaminazione del suolo, del sottosuolo, delle acque superficiali e sotterranee
	recupero/smaltimento rifiuti	RISCHIO rischio reputazionale e legale per errata gestione rifiuti
Suolo, sottosuolo e falda	perdita oleodotto di collegamento con San Leonardo da attività di ricezione prodotti idrocarburici	RISCHIO inquinamento lagunare
	perdite/sversamenti da serbatoi e linee/condotte	RISCHIO inquinamento del suolo/sottosuolo e falda
Emissioni acustiche	emissione di rumore all'esterno dello stabilimento	IMPATTO alterazione acustica ambiente limitrofo
		RISCHIO impatto acustico percepibile dalle parti interessate
		RISCHIO superamento dei limiti di emissione acustica relativi alla zonizzazione comunale
Emissioni odorigene	emissione di odori da apparecchiature, impianti o aree di stabilimento	IMPATTO modifica della qualità dell'aria con ricadute sul territorio circostante
		RISCHIO emissioni di sostanze odorigene con conseguenti possibili segnalazioni
Elettromagnetismo e radiazioni ionizzanti	emissioni elettromagnetiche (da produzione e trasporto energia elettrica, trasmissioni radio)	IMPATTO ricadute sulla salute umana
Sostanze particolari (MCA, FCR, HFC)	presenza di amianto e MFC (fibre minerali)	RISCHIO possibili danni alla salute degli operatori per emissioni di fibre libere
	perdite di HFC da impianti di refrigerazione, di condizionamento d'aria e sistemi fissi antincendio	RISCHIO possibile modifica della qualità dell'aria
Biodiversità	interazione con flora e fauna	RISCHIO possibile alterazione della flora e della fauna

## Allegato 3

### Sintesi dei provvedimenti autorizzativi per l'esercizio dell'attività

La seguente tabella sintetizza i provvedimenti autorizzativi per l'esercizio dell'attività produttiva della Raffineria.

Tale tabella è un estratto del documento REGLEG, documento facente parte del SGI e che riporta la normativa HSE applicabile alla Raffineria.

Ambito di applicazione	Legge di riferimento	Adempimenti
<b>Autorizzazione Integrata Ambientale</b> L'autorizzazione integrata ambientale (AIA) è il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione in conformità ai requisiti di cui alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., in attuazione della direttiva 2010/75/UE, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Direttiva 2010/75/UE DM n. 272 del 13/11/2014	<p>La Raffineria di Venezia è intestataria dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/10/2010, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), pubblicata in Gazzetta Ufficiale n. 3 del 05/01/2011.</p> <p>L'Autorizzazione Integrata Ambientale ha una validità di 8 anni, essendo la Raffineria registrata EMAS. L'AIA dettaglia in modo specifico i temi ambientali trattati nel Sistema di Gestione Integrato, prevede un Piano di Monitoraggio periodico e l'elaborazione annuale di un report strutturato secondo i criteri riportati nel Decreto autorizzativo.</p> <p>La Raffineria ha sottoposto nel 2013 al MATTM il progetto "Green Refinery" per verifica di esclusione/assoggettabilità a VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) statale, ai sensi dell'art. 20 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Il MATTM nello stesso anno ha emanato un Provvedimento dirigenziale di esclusione dall'assoggettamento alla procedura di VIA (prot. CTVA-2013-0002573 del 17/07/2013). Il MATTM ha trasmesso alla Raffineria nel 2014 il Parere Istruttorio Conclusivo alla Richiesta di Modifica Non Sostanziale per l'Aggiornamento dell'AIA "Introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo "bio" al fine di produrre "biofuels" da biomasse oleose a basso costo" (DVA-2014-0017961 del 10/06/2014). La Raffineria ha sottoposto nel 2014 al MATTM il progetto "Upgrading del progetto Green Refinery" con domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed AIA. Tale progetto prevede, in prima fase, la realizzazione di una nuova sezione d'impianto al fine di processare, oltre agli oli vegetali, anche altre biomasse oleose quali i grassi animali derivanti dagli scarti dell'industria alimentare e gli oli esausti di frittura.</p> <p>Il MATTM ha emanato il decreto DM 0000298-23/12/2015 di modifica dell'Autorizzazione Integrata Ambientale n. DVA-DEC-2010-898 relativamente alle emissioni da Centrale Termoelettrica identificata quale Grande Impianto di Combustione (rif. D.Lgs. 46/2014).</p> <p>Il MATTM ha trasmesso alla Raffineria nel 2017 il decreto autorizzativo del progetto "Upgrading del progetto Green Refinery – step2" (prot. DVA-2017-0018763 del 9/8/2017). La Raffineria ha di seguito comunicato al MATTM la volontà di proseguire nell'espansione impiantistica "green step2" con la costruzione e l'avviamento, in una prima fase, della sola nuova sezione di pretrattamento di biomasse oleose alternative (unità POT). Il commissioning della sezione è stato eseguito nel biennio 2018-2019. L'AIA è stata sottoposta a riesame ai fini dell'adeguamento alle pertinenti conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (best available techniques – BAT), concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, emesse dalla Commissione europea con decisione di esecuzione 2017/738/UE. Il MATTM ha rilasciato l'aggiornamento dell'AIA in vigore con decreto DM prot. 0000284 del 15/10/2018, pubblicato in GU il 29/10/2018. L'AIA ha una validità corrente di 16 anni, fino al 2034, essendo la Raffineria registrata EMAS. La Raffineria nel gennaio 2016 ha inoltrato al MATTM la Relazione di Riferimento come da DM 272/2014; su richiesta dello stesso MATTM, la Relazione di Riferimento è stata aggiornata nei suoi contenuti iniziali ed inoltrata all'Autorità nel febbraio 2018.</p>
<b>Scarichi idrici in Laguna di Venezia</b>	DM 23/04/98 DM 26/05/99 DM 30/07/99 D.Lgs. 152/06 (Parte Terza, Sez. II Capo III, Allegato V) D.Lgs. n. 219 del 10/12/2010	<p>Autorizzazione del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Provveditorato Interregionale per le Opere Pubbliche (prot. 10691 del 13/03/2019) per prelievo acqua mare e scarico in laguna, con scadenza 12/03/2023.</p> <p>Autorizzazione del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Provveditorato Interregionale per le Opere Pubbliche (prot. 26153 del 20/06/2019) per scarichi al Porto S. Leonardo, con scadenza 19/06/2023.</p> <p>Dichiarazione annuale al Provveditorato Interregionale per le Opere Pubbliche (ex Magistrato alle Acque di Venezia) dei prelievi e scarichi idrici.</p>
<b>Grandi rischi</b>	Legge 137/1997 D.Lgs. 105/15 Piano Emergenza Esterno emesso dalla Prefettura di Venezia 3/11/2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corsi formativi e supporti informativi;</li> <li>• Rapporto di Sicurezza;</li> <li>• Politica di Sicurezza e SGS;</li> <li>• Scheda informativa per Enti e popolazione;</li> <li>• Segnalazione opportuna di evento visibile o rumoroso da diramarsi in caso di anomalie che potrebbero suscitare apprensione nella popolazione residente in prossimità degli stabilimenti produttivi.</li> </ul>

## Allegato 4 Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity

Eni S.p.A  
Raffineria di Venezia



### **POLITICA DI SICUREZZA, SALUTE, AMBIENTE, ENERGIA, PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI RILEVANTI, SECURITY E ASSET INTEGRITY**

La *Raffineria di Venezia*, in conformità con i principi espressi nelle policy e in coerenza con gli obiettivi HSE stabiliti da Eni spa, e continuando una tradizione pluriennale nella applicazione dei Sistemi di Gestione, intende perseguire lo sviluppo sostenibile delle proprie attività promuovendo il miglioramento continuo delle proprie prestazioni nel campo della sicurezza e salute sui luoghi di lavoro, nella salvaguardia dell'ambiente e del risparmio energetico, nella prevenzione degli incidenti rilevanti e della security e nell'Asset Integrity, al fine di garantire:

- la sicurezza e la salute del personale dipendente e delle imprese operanti nel sito,
- la salvaguardia dell'ambiente e la tutela dell'incolumità pubblica,
- la prevenzione degli infortuni e degli incidenti rilevanti,
- l'integrità delle componenti fisiche degli asset durante l'intero ciclo di vita.

La *Raffineria di Venezia* si impegna pertanto a perseguire i seguenti obiettivi:

1. Assicurare l'osservanza delle leggi, dei regolamenti e altri obblighi di conformità individuati e sottoscritti di sicurezza, tutela della salute, carattere ambientale, uso dell'energia e di prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti, e che gli stessi siano recepiti, diffusi, applicati e rispettati da tutto il personale della Raffineria;
2. Identificare e valutare periodicamente i rischi di sicurezza, salute e security, i pericoli di incidente rilevante, gli aspetti ambientali ed i relativi impatti ed i rischi ambientali connessi con le proprie attività e le relative opportunità, in una prospettiva di ciclo di vita;
3. Adottare obiettivi, programmi di azione e iniziative utili alla verifica e monitoraggio continuo degli aspetti energetici;
4. Fornire condizioni di lavoro sicure e salubri per la prevenzione di lesioni e malattie legate al lavoro, perseguire la sicurezza e la difesa della salute dei propri dipendenti e di ogni altra persona presente all'interno della Raffineria, ponendosi prioritariamente l'obiettivo di prevenire gli incidenti, gli infortuni, le malattie professionali e l'esposizione agli agenti di rischio e mirando al costante miglioramento delle proprie prestazioni di sicurezza e salute;
5. Perseguire la prevenzione dell'inquinamento al fine di evitare gli incidenti mirando al costante miglioramento delle proprie prestazioni ambientali;
6. Favorire la consultazione e la partecipazione dei lavoratori ed dei rappresentanti dei lavoratori;
7. Perseguire il miglioramento continuo delle condizioni di sicurezza, salute, security, ambiente e di utilizzo dell'energia, secondo contenuti e modalità anche concordati con le organizzazioni sindacali;
8. Estendere l'impiego di procedure operative e standard tecnici per la corretta gestione delle attività, nell'ottica di un Sistema di Gestione Integrato conforme ai requisiti del Regolamento EMAS, della Norma UNI EN ISO 14001, del D.Lgs. 105/2015 e della UNI ISO 45001;
9. Formare ed addestrare il personale aziendale, a tutti i livelli per ottenere il raggiungimento dei più elevati standard di qualità delle prestazioni, perseguendo il costante miglioramento della professionalità e del senso di responsabilità verso la Sicurezza, la Salute, l'Ambiente, la riduzione dei consumi energetici e l'Asset integrity;



# Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity (segue)

Eni S.p.A  
Raffineria di Venezia



10. Assicurare che gli Operatori Terzi adottino criteri di gestione in linea con i principi della presente Politica;
11. Collaborare attivamente con la Collettività Esterna, le Istituzioni e qualunque altro portatore d'interesse per la soluzione di specifiche problematiche di sicurezza, salute, ambiente e del territorio circostante;
12. Mantenere gli asset nelle condizioni ottimali e al contempo prolungarne la durata nel modo più efficace dal punto di vista dell'affidabilità, della sicurezza e dei costi.

Per l'attuazione di tali obiettivi la *Raffineria di Venezia* ha sviluppato e si impegna a mantenere un Sistema di Gestione integrato conforme ai requisiti delle Norme UNI ISO 45001, UNI EN ISO 14001 e Regolamento EMAS, UNI CEI EN ISO 50001, della normativa di prevenzione degli incidenti rilevanti D.Lgs. 105/2015 e degli standard del Modello Organizzativo 231 di Eni in tema di Salute, Sicurezza sul Lavoro e Ambiente, garantendo il coordinamento con i rappresentanti dei lavoratori, identificando e gestendo le istanze rilevanti delle parti interessate in ambito HSE, valutando rischi/opportunità connessi all'attività dell'organizzazione ed il mantenimento nel tempo delle politiche, degli standard e delle procedure previste attraverso l'implementazione di un processo sistematico di verifica e riesame.

A tal proposito, la *Raffineria di Venezia*:

- dispone di una struttura organizzativa all'interno della quale sono stati identificati, definiti e comunicati i ruoli e le responsabilità del personale che partecipa alla gestione della Sicurezza Salute, Ambiente, dell'Energia e dell'Asset Integrity a tutti i livelli aziendali;
- recepisce l'aggiornamento della normativa applicabile a Sicurezza, Salute, Ambiente, Asset Integrity ed Energia e ne garantisce la diffusione a tutti i livelli dell'Organizzazione;
- valuta periodicamente i rischi di sicurezza e salute per i lavoratori, gli aspetti ambientali, i rischi di incidente rilevante e gli aspetti energetici connessi con la propria attività, prendendo adeguati provvedimenti di prevenzione e definendo programmi per il miglioramento continuo delle proprie prestazioni in ambito sicurezza, salute, ambiente e risparmio energetico;
- assicura che le attività siano condotte sulla base di procedure ed istruzioni operative e secondo parametri di processo specificati e controllati;
- cura la formazione, l'informazione e l'addestramento di ogni dipendente, nell'ambito delle proprie competenze ed attribuzioni, al fine di: operare con cognizione dei rischi potenziali connessi con la propria attività, in condizioni operative ordinarie, anomale e di emergenza; garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati in materia di efficienza energetica; raggiungere i più elevati livelli di professionalità e consapevolezza delle tematiche relative alla prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Sicurezza, Salute, Ambiente, Asset Integrity e Security, stimolando la partecipazione e il coinvolgimento dei dipendenti, dei loro rappresentanti al processo di salvaguardia della Sicurezza, della Salute e dell'Ambiente e della Security nel raggiungimento degli obiettivi delle Politiche e Linee Guida societarie;
- verifica la conoscenza e il rispetto della normativa e delle procedure di sicurezza ed ambientali da parte delle imprese appaltatrici e dei fornitori, verificando la loro capacità di soddisfare i requisiti di Sicurezza, Salute e rispetto dell'Ambiente già in fase di selezione;

## Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente, Energia, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti, Security e Asset Integrity (segue)

Eni S.p.A  
Raffineria di Venezia



- informa periodicamente i dipendenti, le organizzazioni sindacali, i rappresentanti dei lavoratori per la Sicurezza e l'Ambiente, le autorità e il pubblico sui risultati conseguiti nell'ambito della salute, della tutela ambientale, della sicurezza e del miglioramento delle proprie prestazioni energetiche;
- collabora attivamente con le autorità centrali e locali, con gli Enti rappresentativi, con le strutture di Gruppo, con la Comunità e con qualunque altro portatore d'interesse esterno per le tematiche di Salute, Sicurezza, Ambiente, Security, Prevenzione Incidenti Rilevanti, derivanti dall'analisi del contesto all'interno del quale la raffineria opera, valorizzando e migliorando il rapporto con il territorio circostante affinché le istanze delle parti interessate siano prese in debita considerazione;
- verifica che la progettazione e la realizzazione di nuovi impianti, le modifiche ai processi e agli impianti, la loro manutenzione, conduzione e dismissione siano supportati da un'analisi di rischio e nell'ottica dell'adozione delle migliori tecnologie e best practices disponibili in campo ambientale, di sicurezza, di Asset Integrity e di energia;
- predispone, sperimenta e revisiona periodicamente piani per far fronte alle situazioni di emergenza, ragionevolmente prevedibili, con l'obiettivo di minimizzare gli effetti sulle persone e sull'ambiente; provvede ad informare ed addestrare il proprio personale per garantire la tempestività e l'efficacia nell'attivazione dei piani stessi;
- segnala, registra, analizza e comunica gli incidenti, i mancati incidenti e gli eventi di interesse ambientale, identificandone le cause, pianificando ed attuando le azioni necessarie per prevenirne il ripetersi, estendendo l'analisi e la divulgazione anche a quelli avvenuti in Siti produttivi esterni di uguale tipologia;
- effettua periodiche verifiche ispettive (audit) per controllare l'applicazione del Sistema di Gestione Integrato Salute, Sicurezza ed Ambiente, del Sistema di Gestione dell'Asset Integrity e del Sistema di Gestione dell'Energia valutandone l'efficacia e l'adeguatezza;
- valuta periodicamente, a fronte di criteri e di indicatori stabiliti, delle risultanze degli audit e di ogni altra informazione pertinente, le prestazioni del Sistema di Gestione Integrato Salute Sicurezza ed Ambiente, del Sistema di Gestione dell'Asset Integrity e del Sistema di Gestione dell'Energia e, sulla base dei risultati ottenuti, riesamina l'adeguatezza dei Sistemi e aggiorna i propri Piani di Miglioramento e la propria Politica;
- sostiene l'acquisto di prodotti e servizi energeticamente efficienti e progetta in accordo al miglioramento continuo delle prestazioni energetiche.

**Tutto il personale operante nella Raffineria di Venezia è, pertanto, chiamato a conformarsi allo spirito ed alla lettera della presente Politica. Il senso di responsabilità, il comportamento e la sensibilità dimostrati verso le tematiche della presente Politica sono elementi significativi della valutazione delle prestazioni del singolo dipendente e di quelle rese da terzi.**

Novembre 2019

Il Datore di Lavoro/Gestore



Refining & Marketing  
Raffineria di Venezia  
Via dei Petroli, 4  
30175 Porto Marghera (VE)  
eni.com

#### Informazioni per il pubblico

contatti aziendali:

#### Direttore di Raffineria

Ing. Antonio De Roma  
Tel. 041-5331201  
Fax 041-5315568  
e-mail: antonio.deroma@eni.com

#### Responsabile HSE - RSPP

Ing. Filippo Gronchi  
Tel. 041 - 5331296  
Fax 041 - 5315568  
e-mail: filippo.gronchi@eni.com



#### Riferimenti del Verificatore

Il verificatore ambientale accreditato che ha convalidato la presente  
Dichiarazione Ambientale ai sensi del Regolamento CE n. 1221/2009 (EMAS),  
modificato dal Regolamento UE 2017/1505 e dal Regolamento UE 2018/2026, è:  
SGS Italia S.p.A.  
Via Caldera, 21  
20153 Milano

SGS Italia S.p.A. è iscritta all'Albo Nazionale dei verificatori accreditati EMAS  
con il numero IT-V-0007.

