



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE

DECRETI MINISTRO - REGISTRAZIONE
0000284 del 15/10/2018

*Il Ministro dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA) rilasciata con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898, modificata con decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 23 dicembre 2015, n. 298, e del 24 novembre 2016, n. 334, per l'esercizio della raffineria della Società ENI SpA ubicata nel Comune di Venezia (ID 6/1059).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni recante "Norme in materia ambientale" ed, in particolare, il titolo III-bis recante la disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale (di seguito denominata AIA);

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248", e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata - Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (in lingua inglese Integrated pollution prevention and control, in sigla IPPC), prevista dall'articolo 10, comma 3 del DPR n. 90/2007 (di seguito denominata Commissione istruttoria AIA-IPPC);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale n. 222 del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 6 marzo 2017, n. 58, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);

Il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

ROMA, 2015 - I.P.Z.A. S.p.A. 21519 UICIC10101918



VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 17 febbraio 2012, n. 33 con cui è stata modificata la composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della medesima;

VISTO il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante attuazione della direttiva 2010/75/UE;

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 9 ottobre 2014 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (in lingua inglese *best available techniques*, in sigla BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE (di seguito denominata Conclusioni sulle BAT);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 12 dicembre 2017, n. 335, che disciplina l'articolazione, l'organizzazione e le modalità di funzionamento della Commissione istruttoria AIA – IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898 di autorizzazione integrata ambientale (AIA) per l'esercizio della raffineria della Società ENI SpA, ubicata nel Comune di Venezia, modificato con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 23 dicembre 2015, n. 298;

VISTA la nota del 4 luglio 2014, prot. n. DVA/22014, con la quale la Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (in sigla DVA, di seguito denominata Direzione generale) del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione AIA-IPPC con nota del 6 giugno 2014, protocollo n. CIPPC_00-2014-1057, inerente il procedimento di modifica del decreto AIA del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898, per l'introduzione nello schema di raffinazione di un ciclo per la produzione di biocarburanti da biomasse oleose (assetto produttivo di seguito denominato *green refinery*);

VISTO il decreto della Direzione generale dell'8 aprile 2016, n. 135/DVA, che ha disposto l'avvio del riesame complessivo dell'AIA di cui al DM del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898 per l'esercizio della raffineria della Società ENI SpA, ubicata nel Comune di Venezia ai fini dell'adeguamento alle pertinenti Conclusioni sulle BAT;

VISTA la nota del 15 aprile 2016, protocollo n. DVA/10217, con la quale la Direzione generale ha comunicato che il decreto dell'8 aprile 2016 n. 135/DVA ha disposto l'avvio del procedimento inerente il riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria ENI di Venezia, identificandolo con codice ID 6/1059, ed ha chiesto al Gestore la trasmissione, entro 60 giorni dalla ricezione del medesimo decreto, della quietanza della tariffa applicabile e della documentazione necessaria a procedere al riesame stesso;

VISTA la nota della Società ENI del 27 maggio 2016, protocollo n. DIR 061/AT.CZ, acquisita il 27 maggio 2016 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/14486, con la quale il Gestore ha richiesto una proroga del termine per l'invio della documentazione necessaria per procedere al riesame complessivo dell'AIA;



VISTA la nota del 6 giugno 2016, protocollo n. DVA/14997, con la quale la Direzione generale ha concesso la proroga richiesta dal Gestore per la presentazione della documentazione necessaria per procedere al riesame complessivo dell'AIA;

VISTA la nota del 19 maggio 2016, protocollo n. 2324767, acquisita il 19 maggio 2016 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/13578, con la quale la Commissione europea, nel riscontrare uno specifico quesito avanzato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sulla tipologia di impianto in cui classificare, ai fini autorizzativi, le raffinerie di oli vegetali per la produzione di biocarburanti e sulle migliori tecniche disponibili applicabili all'assetto produttivo *green refinery*, ha chiarito che le installazioni per la produzione di biocarburanti si connotano, nell'ambito di applicazione della direttiva 2010/75/UE del 24 novembre 2010, come industria chimica;

VISTA la nota della Società ENI del 27 luglio 2016, protocollo n. DIR 087/AT.cz, acquisita il 2 agosto 2016 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/20273, con cui il Gestore ha trasmesso la documentazione richiesta ai fini del procedimento (ID 6/1059) di riesame complessivo dell'AIA rilasciata con DM del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898, modificata con DM del 23 dicembre 2015, n. 298 ed inviato l'attestazione di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria prevista dal decreto del 24 aprile 2008;

VISTA la nota del 10 novembre 2016, protocollo n. 27317 con cui la Direzione generale ha chiesto al Gestore documentazione integrativa ai fini del procedimento e l'integrazione della tariffa istruttoria versata;

VISTA la nota della Società ENI del 5 dicembre 2016, protocollo n. DIR 112/AT.cz, acquisita il 6 dicembre 2016 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/29576, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta e l'attestazione del versamento dell'integrazione della tariffa;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 24 novembre 2016, n. 334, con il quale l'AIA per l'esercizio della Raffineria della Società ENI SpA sita nel Comune di Venezia, rilasciata con DM del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898, modificata con DM del 23 dicembre 2015, n. 298, è stata aggiornata con le modifiche di cui al parere istruttorio reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC/1420 del 27 settembre 2016 ed è stato prorogato fino alla conclusione del procedimento di riesame complessivo il rispetto dei valori limite di emissione da applicare ai grandi impianti di combustione presenti nella raffineria, ai sensi di quanto previsto alla parte I dell'allegato II alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTE le note del 24 agosto 2016, protocollo 21264 e del 17 ottobre 2016, protocollo n. 25293, con le quali la Direzione generale ha richiesto all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) valutazioni sulla documentazione relativa agli esiti dei controlli effettuati per le raffinerie di petrolio e di gas;

VISTA la nota del 15 marzo 2017, protocollo n. 12759, acquisita il 15 marzo 2017 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/6193, con la quale ISPRA ha formulato osservazioni a seguito dei riscontri nell'ambito delle attività di controllo ordinario;



VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 agosto 2017, n. 217 di compatibilità ambientale ed autorizzazione integrata ambientale del progetto di *upgrading* del progetto *green refinery* presso la raffineria ENI di Venezia, da realizzare entro cinque anni, riguardante l'incremento della produzione di biocarburanti attraverso taluni interventi impiantistici su unità esistenti e la realizzazione di nuove sezioni rientranti nell'assetto produttivo *green refinery*, alternativo all'assetto produttivo tradizionale di raffinazione di petrolio e di gas;

VISTA la nota del 14 maggio 2018, protocollo n. CIPPC/527, acquisita il 14 maggio 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/11053, con cui la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo al riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria ENI di Venezia;

VISTA la nota del 16 maggio 2018, protocollo n. DVA/11266, con cui la Direzione generale ha convocato per il giorno 30 maggio 2018 la prima seduta della Conferenza di servizi ai fini del riesame complessivo dell'AIA rilasciata con DM n. DVA-DEC-2010-000898 del 30 novembre 2010, modificata con DM n. n. 298 del 23 dicembre 2015 e con DM n. 334 del 24 novembre 2018, per l'esercizio della raffineria della Società ENI SpA, ubicata nel Comune di Venezia;

VISTA la nota del 21 maggio 2018, protocollo n. 2018/34344, acquisita il 21 maggio 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/11706, con la quale ISPRA ha inviato il piano di monitoraggio e controllo relativo al riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria ENI di Venezia;

VISTA la nota della Società ENI del 28 maggio 2018, protocollo n. DIR 064/AT.cz, acquisita il 29 maggio 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/12407, con la quale il Gestore ha presentato le proprie osservazioni al parere istruttorio conclusivo n. CIPPC/527 del 14 maggio 2018 reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC ed al piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 21 maggio 2018, protocollo n. 2018/34344;

VISTA la nota della Direzione generale per la salvaguardia del territorio e delle acque (in sigla STA) del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 maggio 2018, protocollo n. STA/10684, acquisita al protocollo della Direzione generale il 28 maggio 2018 al n. DVA/12261, con la quale la Direzione STA ha trasmesso le proprie osservazioni nell'ambito del riesame complessivo dell'AIA, con riferimento al Sito di interesse nazionale (in sigla SIN) di Venezia (Porto Marghera);

VISTO il verbale trasmesso con nota del 1 giugno 2018, protocollo n. DVA/12704, della seduta della Conferenza di servizi del 30 maggio 2018, durante la quale la Conferenza ha deliberato di esprimersi favorevolmente al riesame dell'AIA per l'esercizio della raffineria ENI di Venezia alle condizioni di cui al parere istruttorio ed al piano di monitoraggio e controllo discussi e modificati come concordato in seduta;

CONSIDERATO che il parere istruttorio approvato nel corso della citata seduta della Conferenza di servizi del 30 maggio 2018 include le valutazioni inerenti il riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio della raffineria ENI di Venezia e che, come precisato in seduta, il provvedimento finale relativo al procedimento (ID 6/1059) si applica anche all'attuale assetto



produttivo *green refinery*, ad eccezione delle prescrizioni riportate al paragrafo 11.2 del parere istruttorio relative alle emissioni convogliate in atmosfera ed alle relative modalità di monitoraggio;

CONSIDERATO che è previsto l'avvio da parte della Direzione generale del procedimento di riesame dell'AIA per l'esercizio dell'installazione della Società ENI SpA nell'assetto produttivo *green refinery* ai fini dell'adeguamento alle pertinenti conclusioni sulle migliori tecniche disponibili per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi, pubblicate con Decisione di esecuzione della Commissione europea 2017/2117/UE del 21 novembre 2017;

VISTA la nota del 18 giugno 2018, protocollo n. CIPPC/700, acquisita il 18 giugno 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/13923, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza di servizi del 30 maggio 2018;

VISTA la nota del 20 giugno 2018, protocollo n. 2018/39919, acquisita il 20 giugno 2018 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/14177, con la quale ISPRA ha inviato il piano di monitoraggio e controllo aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza di servizi del 30 maggio 2018;

CONSIDERATO che, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 7, della legge 7 agosto 1990, n. 241, si considera acquisito l'assenso dell'amministrazione il cui rappresentante, all'esito dei lavori della Conferenza di servizi, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata;

CONSIDERATO che le amministrazioni invitate a partecipare ai lavori della Conferenza di servizi, dopo il rilascio dell'AIA hanno in ogni caso facoltà di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio di un riesame dell'AIA ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'AIA è stata garantita presso la Direzione generale e che i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'installazione;

CONSIDERATO che resta ferma l'applicabilità dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, Parte Terza e Parte Quinta, in caso di superamento dei valori limite di emissione puntuali in aria e in acqua indicati negli allegati al suddetto decreto, ove le disposizioni del presente provvedimento non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze e/o per taluni punti di emissione;

VISTA la nota della Divisione III "Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale" della Direzione generale del 17 agosto 2018, protocollo interno n. DVA.int./18964,



con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241, ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Art. 1

(Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'istallazione)

1. La Società ENI SpA, identificata dal codice fiscale 00484960588, con sede legale in Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma, di seguito denominata il Gestore, è autorizzata all'esercizio della raffineria sita nel Comune di Venezia alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo reso con nota la nota del 18 giugno 2018, protocollo n. CIPPC/700, dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC, e al relativo piano di monitoraggio e controllo, reso con nota del 20 giugno 2018, protocollo n. 2018/39919, da ISPRA (di seguito denominato parere istruttorio), relativi al riesame complessivo disposto con decreto della Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (di seguito denominata Direzione generale) del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare dell'8 aprile 2016, protocollo n. 135/DVA, ed alla istanza in tal senso presentata dal Gestore in data 27 luglio 2016 e successivamente integrata come illustrato in premessa (di seguito denominata istanza). Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.

Art. 2

(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)

1. L'esercizio dell'istallazione deve avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.

2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si intendono non ricompresi nell'autorizzazione.

3. La prescrizione n. 91 di cui al paragrafo 11.11 "Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali", pagina 124 del parere istruttorio, non ha validità e si intende ricompresa nella prescrizione n. 90 del medesimo paragrafo.

4. Come prescritto al paragrafo 11.12 "Dismissioni e ripristino dei luoghi", pagine 124 e 125 del parere istruttorio (prescrizione n. 96), in relazione ad un eventuale intervento di dismissione totale o parziale dell'impianto, sei mesi prima, il Gestore deve presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e ad ISPRA un piano di dettaglio di dismissione, di eventuale messa in sicurezza o bonifica e di ripristino ambientale. Il progetto deve comprendere gli interventi necessari al ripristino delle aree liberate ed un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire



3. Ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, ISPRA, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifica il rispetto delle prescrizioni previste nel parere istruttorio e ne riferisce gli esiti con cadenza almeno annuale all'autorità competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2, ISPRA, nel corso della durata dell'autorizzazione, concorda con il Gestore ed attua adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere al piano di ispezione regionale definito ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 11-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, il Gestore fornisce l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle verifiche tecniche relative all'installazione, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare il Gestore garantisce l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Ai sensi dell'art. 29-*undecies* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informa tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi imprevisti e ne informa il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, il Gestore trasmette gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche alla ASL territorialmente competente.

Art. 6

(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

1. La presente autorizzazione ha durata di sedici anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la domanda di riesame con valenza di rinnovo della presente autorizzazione è presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare entro la citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. A tale riguardo, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenta, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Il Gestore comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Inoltre, il Gestore deve comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.



Art. 7
(Tariffe)

1. Si prescrive al Gestore il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto n. 58 del 6 marzo 2017 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 11 maggio 2017 n. 58, con cui sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti dal Titolo III-bis della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152.

Art. 8
(Autorizzazioni sostituite)

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'installazione, le autorizzazioni di cui all'allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.

La presente autorizzazione costituisce rinnovo dell'AIA rilasciata con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 novembre 2010, n. DVA-DEC-2010-000898, ad eccezione delle prescrizioni di cui al paragrafo 9.2.1, lettera A) del relativo parere istruttorio conclusivo, riguardanti le emissioni convogliate in atmosfera e le relative modalità di monitoraggio, che, nel solo caso di assetto produttivo *green refinery* restano in vigore in luogo delle corrispondenti prescrizioni di cui al paragrafo 11.2 del parere istruttorio allegato al presente decreto, nelle more della conclusione del procedimento di riesame dell'AIA ai fini dell'adeguamento alle pertinenti Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili relative al settore chimico.

2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.

3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di prestare e mantenere per il periodo di validità della presente autorizzazione, nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 9
(Disposizioni finali)

1. Il Gestore effettua la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi del decreto del 6 marzo 2017 n. 58, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.

2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.

3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.

Il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

ROMA, 2015 - IPZS S.p.A. [2][5][9][U][X][C][0][0][9][8]



4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla Società ENI SpA, nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Veneto, alla Provincia di Venezia, al Comune di Venezia e ad ISPRA.

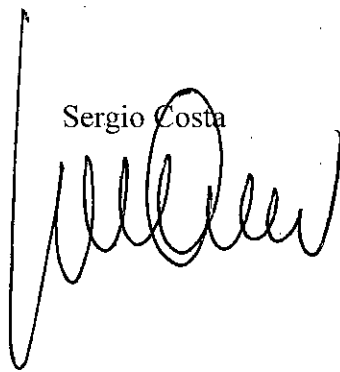
Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della Salute, che potrà chiedere il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.

5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero. Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale.

6. A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di sanzione amministrativa da 1.500 a 15.000 euro ovvero, nei casi più gravi, di ammenda da 5.000 a 26.000 euro e arresto fino a due anni, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'installazione.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al Tribunale amministrativo regionale (TAR) entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.

Sergio Costa





*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE - IPPC

IL PRESIDENTE

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. Dott. Antonio Ziantoni
aia@pec.minambiente.it

Al Direttore Generale ISPRA
Via Vitaliano Brancati, 48
00144 Roma
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Trasmissione parere istruttorio conclusivo del riesame dell'AIA presentato dalla Raffineria Eni Venezia ID 1059.

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 18 comma 1 del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo dell'impianto in oggetto aggiornato a seguito della Conferenza dei Servizi tenutasi il giorno 30 maggio u.s.

Il Presidente

Prof. Armando Brath

(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D. Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

All.c.s.



AIA
Autorizzazione Integrata Ambientale
ENI S.p.A.
Raffineria di Venezia (VE)

Parere Istruttorio Conclusivo

(ID 6/1059)

Riesame complessivo dell'AIA

ai sensi dell'art. 29-octies comma 3, lettera a) del D.Lgs. 152/2006 e smi.

DECRETO AIA: DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010

Avvio procedimento: DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0010217.15-04-2016

(rif. DVA.REGISTRO.DECRETI.R.0000135.08-04-2016)

Gestore	ENI SpA –Raffineria di Venezia
Località	Porto Marghera
<i>Gruppo Istruttore</i>	
Gruppo Istruttore Commissione AIA-IPPC	Prof. Antonio Mantovani – referente
	Ing. Antonio Voza
	Dr. Mauro Rotatori
	Ing. Claudio Franco Rapicetta
Regione Veneto	Ing. Roberto Morandi
Provincia Venezia	Ing. Francesco Chiosi
Comune Venezia	Arch. Andrea Costantini



INDICE

1	DEFINIZIONI	5
2	INTRODUZIONE	6
2.1	Atti presupposti.....	6
2.2	Atti autorizzativi e normativi.....	7
2.3	Attività istruttorie	8
3	OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE	9
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	13
4.1	Inquadramento generale dell'area	13
4.2	Variante al PRG di Venezia per la Terraferma.....	15
4.3	Variante al PRG di Venezia per Porto Marghera	15
4.4	Piano Assetto del Territorio (PAT) di Venezia	16
4.4.1	Zonizzazione del PAT di Venezia.....	16
4.4.2	Vincoli del PAT di Venezia	17
4.4.3	Invarianti del PAT di Venezia.....	19
4.4.4	Fragilità del PAT di Venezia.....	21
4.5	Piano di Tutela delle Acque (PTA)	22
4.6	Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera (PTRA).....	23
4.7	Ulteriori vincoli territoriali, urbanistici ed ambientali.....	25
4.7.1	Sito di Interesse Nazionale di Venezia – Porto Marghera.....	25
4.7.2	Parchi e Riserve naturali.....	26
4.7.3	Zone SIC e ZPS.....	27
4.7.4	Usi Civili e Servitù Militari.....	28
4.7.5	Vincoli Aeroportuali.....	28
5	ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE	30
5.1	Generalità.....	30
5.2	Stoccaggio e Movimentazione Prodotti.....	33
5.3	Impianti Produttivi.....	34
5.3.1	Distillazione primaria 2 - DP2.....	34
5.3.2	Distillazione primaria 3 – DP3	34
5.3.3	Desolforazione GPL – Merox 2	35
5.3.4	Isomerizzazione - ISO	35
5.3.5	Reforming Catalitico 3 – RC3.....	36
5.3.6	Splitter Nafta– PV1	37
5.3.7	Splitter GPL – SGPL	37
5.3.8	Visbreaking/Thermal Cracking – VB/TC	37
5.3.9	Desolforazione gasolio/kerosene 1 – HF1.....	38
5.3.10	Desolforazione gasolio/kerosene 2 – HF2.....	39
5.3.11	Unità 22 – Rigenerazione Ammine	39
5.3.12	Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR	40
5.3.13	Strippaggio Acque Acide – SWS1, SWS2 e SWS3	41



5.4	Servizi Ausiliari	41
5.4.1	Energia elettrica, vapore e recupero calore	41
5.4.2	Produzione di acqua demineralizzata	43
5.4.3	Produzione di acqua di raffreddamento.....	43
5.4.4	Produzione di aria compressa.....	43
5.4.5	Distribuzione Fuel Oil	44
5.4.6	Distribuzione Fuel Gas	44
5.4.7	Trattamento acque effluenti.....	44
5.4.8	Torcia.....	45
5.5	Condizioni di malfunzionamento e fermate non programmate	46
5.5.1	Analisi delle fermate non programmate	48
5.5.2	Analisi della gestione dei malfunzionamenti	48
5.6	Consumo, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili	49
5.6.1	Materie prime e semilavorati.....	49
5.6.2	Combustibili	50
5.6.3	Stoccaggio dei prodotti.....	50
5.7	Consumi idrici	56
5.8	Aspetti energetici	57
5.8.1	Produzione di energia.....	58
5.8.2	Consumo di energia.....	59
5.9	Emissioni in aria	61
5.9.1	Emissioni convogliate	61
5.9.2	Metodologia Utilizzata per il Calcolo della Bolla di Raffineria.....	69
5.9.3	Emissioni diffuse e fuggitive.....	76
5.10	Scarichi ed emissioni in acqua.....	78
5.11	Rifiuti.....	79
5.12	Rumore	83
5.13	Odori.....	87
5.14	Altre forme di inquinamento	90
6	IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA	91
7	ANALISI DELL'IMPIANTO E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC.....	91
7.1	Verifica del livello di applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili (BAT)	91
8	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO	102
9	ANALISI DELLA ESPERIENZA OPERATIVA DELLA PRIMA AIA	102
10	CONSIDERAZIONI.....	103
11	PRESCRIZIONI	106
11.1	Massima Capacità Produttiva della Raffineria (MCP).....	106
11.2	Emissioni in Atmosfera	106
11.2.1	Emissioni Convogliate	106
11.3	Emissioni in Aria: ulteriori prescrizioni e limiti.....	111
11.4	Grandi Impianti di Combustione (GIC).....	111



11.5	Emissioni convogliate in atmosfera che non rientrano nella Bolla di raffineria	113
11.5.1	Sono autorizzate le seguenti emissioni non incluse nella bolla:	113
11.5.2	Sfiati in atmosfera	113
	Unità VRU recupero vapori organici.....	113
11.5.3	Unità SRU recupero zolfo	114
11.5.4	Torce.....	114
11.5.5	Fuel Gas: Contenuto di Zolfo.....	115
11.5.6	Emissioni non convogliate in atmosfera	115
11.5.7	Operazioni di carico/scarico	115
11.5.8	Emissioni fuggitive.....	116
11.5.9	Monitoraggio in Continuo delle Emissioni	117
11.5.10	Emissioni Odorigene	117
11.6	Emissioni in acqua.....	119
11.6.1	Controlli sullo scarico reflui SF1	119
11.7	Emissioni acustiche e vibrazioni	120
11.8	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee.....	120
11.9	Rifiuti.....	121
11.10	Prescrizioni Tecniche e Gestionali	123
11.11	Manutenzione, Disfunzionamenti, Guasti ed Eventi Incidentali	123
11.12	Dismissione e Ripristino dei Luoghi	124
11.13	Prescrizioni derivanti da Altri Procedimenti Autorizzativi	125
12	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE	125
13	DURATA, RINNOVO E RIESAME	125
14	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	126
15	TARIFFA ISTRUTTORIA.....	126



1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) - Direzione Generale Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali (DVA).
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 11 del D.Lgs. 152/2006 e smi – aggiornato marzo 2018 (di seguito nel PIC: D.Lgs. n. 152/2006), dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Veneto.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29-terdecies, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06.
Gestore	ENI S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art. 5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. È considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06).
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06).
Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06. Si intende per: <ol style="list-style-type: none">1. tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;2. disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa



	utilizzarle a condizioni ragionevoli; 3. migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/2006, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione integrata ambientale ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs.152/06.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito http://www.aia.minambiente.it , al fine della consultazione del pubblico.
Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 (Art. 5, comma 1, lettera i-octies del D.Lgs. 152/06).

2 INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20.03.2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 1335/2016 del 08.09.2016 (DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0022175.08-09-2016), che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale dell'impianto della Società ENI S.p.A., sito nel Comune di Venezia (VE), al Gruppo Istruttore così costituito: – Prof. Antonio Mantovani (Referente), – Ing. Antonio Voza – Dott. Mauro Rotatori – Ing. Claudio Franco Rapicetta
preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Ing. Roberto Morandi – Regione Veneto – Ing. Francesco Chiosi – Comune di Venezia – Arch. Andrea Costantini – Comune di Venezia



preso atto	che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: <ul style="list-style-type: none">- Dr. Ing. Gaetano Battistella, Coordinatore- Dr. Ing. Federica Bonaiuti, Referente- Arch. Silvia Pietra.
------------	--

2.2 Atti autorizzativi e normativi

Visto	il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010;
visto	il D.Lgs. n. 152/2006 "Norme in materia ambientale" (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e smi - aggiornato marzo 2018 (di seguito nel PIC: D.Lgs. 152/2006)
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006, che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali: <ul style="list-style-type: none">- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;- non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;- è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente- l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;- devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;- deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3 del D.Lgs. 152/2006, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti."
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. 152/2006, a norma del quale "L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione"
visto	l'articolo 29-sexies, comma 4 del D.Lgs. 152/2006, a norma del quale "Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso"
visto	l'articolo 29-sexies, comma 4-bis del D.Lgs. 152/2006, a norma del quale "L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti: a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-



	<p><i>AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i></p> <p><i>b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili."</i></p>
visto	<p><i>l'articolo 29-sexies, comma 4-quater del D.Lgs. 152/2006, a norma del quale "I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente."</i></p>
visto	<p><i>l'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies, lettera a) del D.Lgs. 152/2006, a norma del quale "Fatto salvo quanto disposto alla Parte Terza ed al Titolo V della Parte Quarta del presente decreto, l'autorità competente stabilisce condizioni di autorizzazione volte a garantire che il gestore:</i></p> <p><i>a) quando l'attività comporta l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito dell'installazione, elabori e trasmetta per validazione all'autorità competente la relazione di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis), prima della messa in servizio della nuova installazione o prima dell'aggiornamento dell'autorizzazione rilasciata per l'installazione esistente;"</i></p>
visto	<p><i>l'articolo 29-septies del D.Lgs. 152/2006, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;</i></p>
esaminati	<p><i>i documenti approvati dall'Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 2010/76/UE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente i BRef:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><i>- Refining of Mineral Oil and Gas - febbraio 2015;</i><i>- Large Combustion Plants - luglio 2017;</i><i>- Energy Efficiency Techniques (ENE) - luglio 2009.</i><i>- Decisione di Esecuzione della Commissione del 9 ottobre 2014 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali.</i><i>- Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.</i>

2.3 Attività istruttorie

Visto	<p>il Decreto del MATTM prot. n. 0000135/DVA del 08.04.2016 con il quale viene disposto l'avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 e smi per l'esercizio della Raffineria di Venezia della Società ENI S.p.A., sita nel Comune di Venezia (VE);</p>
vista	<p>la lettera del MATTM prot. n. 0010217 del 15/04/2016 con la quale viene comunicato l'avvio del procedimento di riesame di cui al punto precedente;</p>
vista	<p>la richiesta presentata dal Gestore con prot. DIR 061/AT.CZ del 27/05/2016, per la proroga dei termini di presentazione della documentazione necessaria per il riesame dell'AIA al 29.07.2016.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA – ID 6/1059

	Tale richiesta è stata acquisita dal MATTM con prot. n. 0014486 del 27.05.2016;
vista	la lettera del MATTM prot. n. 0014997 del 06.06.2016, con la quale viene concessa la proroga dei termini di presentazione della documentazione di riesame dell'AIA al 29.07.2016, in conformità a quanto richiesto dal Gestore;
esaminata	la documentazione trasmessa dal Gestore con prot. n. DIR 087/AT.CZ del 27.07.2016 per il riesame dell'AIA, acquisita dal MATTM con prot. n. 0020273/2016 del 02.08.2016;
vista	la comunicazione del MATTM prot. CIPPC1397/2016 del 26.09.2016, con la quale vengono definite le procedure operative da utilizzare nell'ambito dei procedimenti di riesame delle AIA delle Raffinerie per l'applicazione delle <i>BAT Conclusions</i> ;
vista	la comunicazione del MATTM prot. CIPPC1398/2016 del 26.09.2016, con la quale viene richiesta la documentazione relativa agli esiti dei controlli effettuati da ISPRA alle Raffinerie oggetto di riesame nel periodo di validità dell'AIA vigente;
vista	la richiesta di presentazione di documentazione integrativa inviata dal MATTM con prot. n. U0027317 del 10.11.2016;
esaminata	la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore con prot. n. DIR 112 AT/cz del 05/12/2016, acquisita dal MATTM con prot. DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0029576.06-12-2016, in risposta alla richiesta citata al punto precedente;
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.
esaminata	la Relazione Istruttoria di ISPRA del 12.12.2016, referenti: – Dr. Ing. Gaetano Battistella, Coordinatore – Dr. Ing. Federica Bonaiuti, Referente – Arch. Silvia Pietra.
visto	l'esito della riunione GI-Gestore del 15.03.2018 e in particolare l'Allegato 1 "Aggiornamento dell'Allegato D.18" (Prot. Gestore DIR 033/AT.cz del 15.03.2018) al Verbale della riunione (CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.I.0000290.15-03-2018). L'allegato D.18 riguarda: "Relazione sulla metodologia utilizzata per l'individuazione delle concentrazioni che si sarebbero ottenute con l'applicazione delle BAT ai camini comuni a più unità ricomprese nelle BAT 57 e/o 58 delle BATC per le Raffinerie e Relazione sulla metodologia utilizzata per l'individuazione della concentrazione ponderata di SO2 che si sarebbe ottenuta con l'applicazione delle BAT per le unità di combustione ricomprese nella BAT 58 delle BATC per le Raffinerie"
vista	la documentazione integrativa del gestore in riferimento alla riunione GI-Gestore del 15.03.2018 (Prot. DIR 039/AT.cz del 26.03.2018), acquisita con prot. (CIPPC.RU.I.0000348.27-03-2018)
vista	la documentazione integrativa trasmessa dal gestore (Prot. DIR 050/AT.cz del 16.04.2018; CIPPC.RU.I.0000439.17-04-2018), relativa alla Bolla di raffineria
viste	la nota di approvazione da parte del GI del PIC trasmesso in data 13.04.2018 da condividere entro 20.04.2018 e successiva trasmissione al GI in data 23.04.2018 del quadro delle prescrizioni aggiornato da condividere entro il 29.04.2018.
visto	il resoconto verbale della Conferenza dei Servizi del 30.05.2018 (DVA.RU.U.0012704.01-06-2018)

3 OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	ENI S.p.A. Raffineria di Venezia
Sede legale:	Piazzale Enrico Mattei 1, 00144 Roma
Sede operativa	via dei Petroli 4, 30175 Venezia
Denominazione impianto	Raffineria di Venezia



Tipo di impianto	Esistente
Tipo di procedura	Riesame di AIA
Codice e attività IPPC	Codice IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e di gas Codice NACE 19.20 – Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione di petrolio Codice NOSE-P 105.08 – Trasformazione di prodotti petroliferi
Gestore	Ing. Antonio De Roma Recapito telefonico: 041-5331201 e-mail: antonio.deroma@eni.com Pec: rm_ref_raffineriavenezia@pec.eni.com
Referente IPPC	Andrea Ton Recapito telefonico: 041-5331296 e-mail: andrea.ton@eni.com Pec: rm_ref_raffineriavenezia@pec.eni.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI (stabilimento soggetto a notifica ed alla presentazione del rapporto di sicurezza)
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001:2015 – cert. CH16/0959 del 22.06.2017 (valido fino al 21.06.2020); EMAS (IT-000147 del 02.08.2017, valido fino al 21.03.2020)
Misure penali o amministrative riconducibili all'installazione o parte di essa	Nessuna

L'AIA vigente è stata modificata ed aggiornata con i seguenti atti:

1. DVA-2013-0013062 del 05/06/2013 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla modifica non sostanziale dell'AIA per totale conferimento delle acque reflue di Raffineria all'impianto SIFA e azzeramento dello stream biologico e chimico-fisico presso l'impianto di depurazione reflui;
2. DVA-2014-0012365 del 29/04/2014 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla modifica di alcune prescrizioni riportate nell'AIA;
3. DVA-2014-0022014 del 04/07/2014 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla modifica dell'AIA per inserimento del ciclo "green" di raffineria finalizzato alla produzione di green fuels da biomasse oleose a basso costo;
4. DVA-2014-0023247 del 15/07/2014 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla modifica dell'AIA per aggiornamento del cronoprogramma di avviamento e messa a regime della seconda fase SME;
5. DVA-2014-0025865 del 05/08/2014 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo allo scorporo delle emissioni della caldaia H-610 dalla bolla di Raffineria;
6. DVA-2015-0031718 del 21/12/2015 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla modifica della prescrizione dell'AIA in merito a: controllo e verifica del fondo dei serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici, piano serbatoi e pipe way, piano di monitoraggio della fognatura oleosa e bilancio dello zolfo;
7. Decreto del MATTM n. 0000298 del 23/12/2015 di aggiornamento e modifica dell'AIA per la determinazione dei nuovi valori limite di emissione da applicare ai grandi impianti di combustione della Raffineria ai sensi dell'art. 273, co. 3 del D.Lgs. 152/06.

Sono stati emessi i seguenti Pareri inerenti a verifiche di adempimento di prescrizioni dell'AIA vigente:

1. DVA-2014-0025492 del 31/07/2014 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla verifica di ottemperanza della prescrizione riportata all'art. 1, comma 7 dell'AIA;
2. DVA-2015-0031009 del 14/12/2015 – trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo relativo alla verifica di ottemperanza della prescrizione riportata all'art. 1, commi 3, 4 e 6 dell'AIA.

Si evidenzia che poiché l'Impianto è certificato secondo la norma UNI EN 14001 ed è registrato EMAS, l'AIA attualmente vigente ha validità 8 anni (16 anni a seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. 46/2014).



TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI RAFFINERIA

(Dati dichiarati alla Massima Capacità Produttiva)

QUADRO AUTORIZZATO		
<i>Società</i>	ENI S.p.A.	
<i>Estremi autorizzazione precedente</i>	Decreto prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 (GU It. - Serie Generale n. 3 del 05/01/2011)	
<i>Capacità produttiva autorizzata (greggio lavorato)</i>	4.550.000 t/anno	
<i>Prodotti</i> (Produzione dichiarata per anno di riferimento 2013)	Prodotto	Quantità (t/a)
	Petrolio grezzo	1.446.601
	Semilavorati a lavorazione	57.350
	Semilavorati a miscelazione	111.783
	Additivi	169
<i>Camini attualmente in Bolla di Raffineria da Decreto AIA vigente</i>	E03-Distillazione primaria DP2; E08-Reforming catalitico RC3 A; E12-Reforming catalitico RC3 B; E14-Reforming catalitico RC3 C; E15-Isomerizzazione; E16-Desolforazione HF1; E17-Desolforazione HF2 e Unità Recupero Zolfo RZ1 e RZ2; E18-COGE e Unità di Distillazione Primaria DP3 (le due unità sono monitorate separatamente); E20-Visbreaking/Thermal cracking	
<i>Attuali limiti di bolla (da Decreto AIA vigente)</i>	NOx	250 mg/Nm ³ - 1.365 t/a
	SO ₂	370 mg/Nm ³ - 2.275 t/a
	Polveri	20 mg/Nm ³ - 137 t/a
	CO	30 mg/Nm ³ - 205 t/a
	H ₂ S	3 mg/Nm ³
	COV	20 mg/Nm ³
	NH ₃ e composti a base di Cloro	20 mg/Nm ³
QUADRO DA AUTORIZZARE		
(modifiche richieste dal Gestore nelle Schede C rispetto al quadro autorizzato)		
Modifica	Descrizione sintetica delle variazioni	
<i>Nessuna</i>	-	
CONSUMI		
Item	Tipologia	Quantità
<i>Consumi idrici (m³/anno)</i>	Industriale di processo	2.628.000
	Industriale di raffreddamento	70.080.000
	Potabile	140.000
	Riuso da depurazione (servizi)	400.000
<i>Consumi energia (MWh)</i>	Energia Elettrica	361.614
	Energia termica	3.890.490
<i>Consumo Combustibili</i>	Fuel oil (*)	123.683 (*)
	Fuel gas	131.156
	Metano	96.306
	Fuel gas AP	45.384
<i>Consumo materie prime principali (>500 t/a)</i>	Petrolio grezzo	4.550.000
	Semilavorati	865.000
(*) Il Gestore, con Nota Prot. DIR 039/AT.cz del 26.03.2018, acquisita con prot. CIPPC.RU.I.0000348.27-03-2018, ha confermato che <u>NON utilizzerà combustibili liquidi</u> nelle proprie unità di combustione. NOTA DEL GI: nella descrizione che segue deve essere ricordata questa modifica.		

M



QUADRO DA AUTORIZZARE

PRODUZIONE UTILITIES

Item	Tipologia	Quantità
<i>Produzione di energia (MWh/anno)</i>	Energia elettrica	306.590
	Energia termica	4.209.303
<i>Forni e Caldaie (potenza nominale) (MWt)</i>	Impianto DP2 - Forno H1, H2, H3	24,8
	Impianto VB/TC - Forno VB F1A/B e Forno IB F1	67,8
	Impianto ISO - Forno A10 1 e Forno B10 1	30,8
	Impianto RC3 - Forno F1 e Forno F2	21,271
	Impianto RC3 - Forno F3AN/CN	33,89
	Impianto RC3 - Forno F3A, Forno F3B, Caldaia B1	49,301
	Impianto HF1 - Forno F101, Forno F102	12,195
	Impianto HF2 - Forno B101N	
	Impianto Claus RZ1 - Postcombustore termico B301 e Impianto Claus RZ2 Postcombustore MS1	16,462
Impianto DP3 - Forno F1 Impianto COGE - Caldaia B1, Caldaia B2, Turbina TG01	224,00	
<i>GIC (unità di combustione afferenti a un unico camino con potenza nominale >50 MW)</i>	SI	
EMISSIONI IN ATMOSFERA		
<i>Numero Punti di emissione convogliata</i>	N° 55 di cui: - 2 di emergenza - 9 collegati a impianti produttivi - 8 sfiati da riscaldamento serbatoi - 5 collegati a altre unità di impianto (VRU e rigenerazione catalizzatore) - 31 collegati alle cappe di laboratorio	
<i>Numero Torce di emergenza</i>	2	
<i>Principali inquinanti presenti</i>	NOx - SOx - Polveri - CO - COV - HCl - H ₂ S - NH ₃	
<i>Numero SME</i>	9 (emissione E3, E8, E12; E14, E15, E16, E17, E18, E20)	
<i>Programma LDAR</i>	SI	
EMISSIONI IN ACQUA		
<i>Numero scarichi idrici finali</i>	2	
<i>Principali inquinanti presenti</i>	Solidi Sospesi, Idrocarburi Totali, COD, azoto totale	
<i>Impianto di trattamento interno</i>	SI: depuratore consortile SIFA - Fusina (VE)	
<i>Invio a impianto di trattamento esterno</i>	SI - Impianto IAS di Industria di Acqua Siracusana S.p.A per Impianti Nord	
PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI		
Modalità di gestione	Tipologia	Quantità
<i>Deposito temporaneo (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi	SI
	Rifiuti non pericolosi	V. dettaglio § 5.11
<i>Deposito preliminare (t/a)</i>	--	--
	--	--



INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE		
<i>Ubicazione in perimetrazione SIN</i>	SI (Legge 426/98, all'art. 1, comma 4 e DM del 24 aprile 2013)	
<i>Sito sottoposto a procedura di bonifica</i>	SI	
<i>Criticità legate all'inquadramento territoriale/ambientale</i>	ARIA	Informazioni da approfondire – chieste specifiche integrazioni all'Allegato A24
	ACQUA	Informazioni da approfondire – chieste specifiche integrazioni all'Allegato A24

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1 Inquadramento generale dell'area

La Raffineria di Venezia, di proprietà di ENI R&M, è ubicata nella 1° Zona Industriale di Porto Marghera, nel Comune di Venezia. L'area complessiva della Raffineria occupa una superficie di circa 110 ettari.

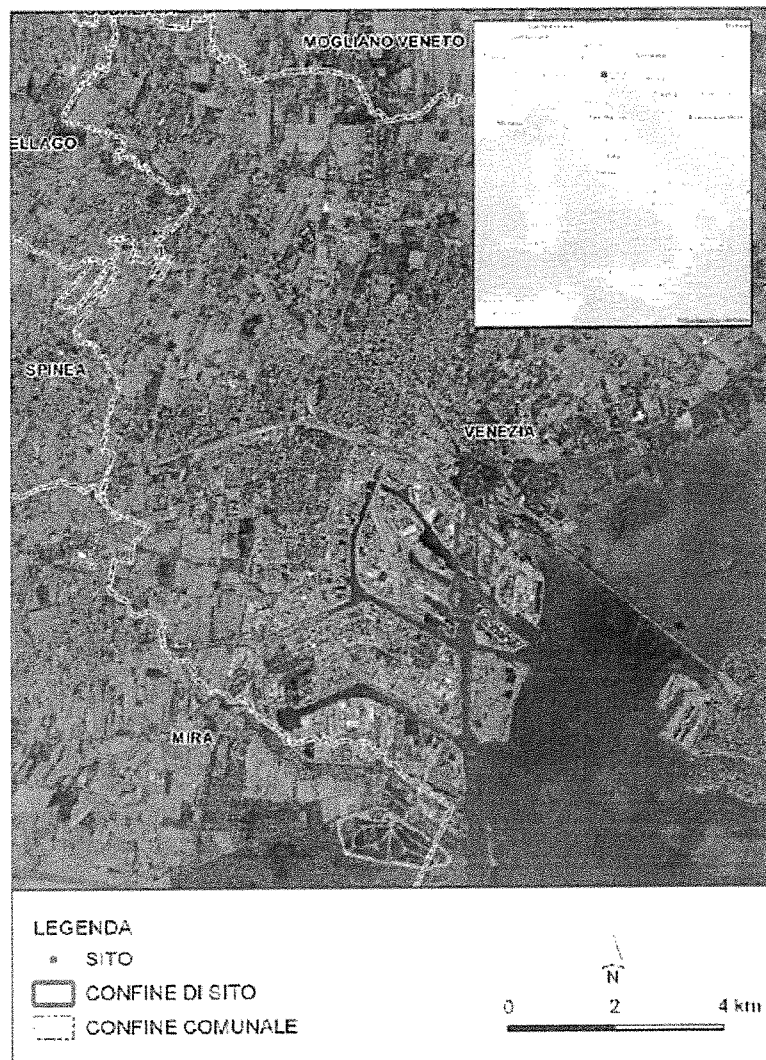
Il sito è delimitato geograficamente:

- a nord dalla Laguna Veneta;
- ad est dalla stessa Laguna e dai confini dell'attiguo Deposito di combustibili PETROVEN (Ex Agip-Esso);
- a ovest dal canale industriale Brentella;
- a sud dal Canale industriale Vittorio Emanuele III.

Le principali Società che operano nelle immediate vicinanze della Raffineria sono le seguenti:

- Petroven (deposito carburanti);
- SACAIM;
- Eni spa (Stabilimento di produzione lubrificanti);
- Pyros (deposito carburanti);
- AIMECO (stabilimento di smaltimento e raccolta rifiuti).

Nell'intorno della Raffineria, entro un raggio di 5 km, sono presenti le aree urbane di Mestre e Venezia. L'area abitata di Mestre, a nord del Sito, dista circa 3 km dal confine di proprietà della Raffineria, quella di Venezia, a sud-est, circa 4 km. La successiva figura mostra l'ubicazione del Sito di Raffineria.



Gli strumenti di pianificazione territoriale analizzati, ai fini dell'individuazione dei vincoli urbanistico-territoriali nell'area di localizzazione dell'impianto, sono i seguenti:

- la Variante al PRG di Venezia per la Terraferma;
- la Variante al PRG di Venezia per Porto Marghera;
- il Piano di Assetto del Territorio (PAT) di Venezia.

Il Piano Regolatore Generale (PRG) del territorio del Comune di Venezia è stato adottato con *Delibera Commissariale n. 15429 del 20/03/1959* e approvato con *DPR del 17/12/1962*. Dall'inizio degli anni '90 il PRG vigente si è rinnovato rispetto all'impianto del 1962, tramite l'adozione di Varianti puntuali, allo scopo di rendere possibili singoli interventi pubblici o di pubblico interesse o per introdurre modifiche alle norme tecniche di attuazione. Con particolare riferimento all'Area di Studio, le Varianti da considerare sono le seguenti:

- Variante al PRG Comune di Venezia per la Terraferma;
- Variante al PRG Comune di Venezia per Porto Marghera.

Con *Delibera di Giunta della Provincia di Venezia n. 128 del 10/10/2014* è stato approvato il nuovo Piano di Assetto del Territorio (PAT), che insieme al Piano degli Interventi (PI) costituisce il nuovo Piano Regolatore Comunale (PRC) previsto dalla *Legge Regionale Urbanistica n. 11 del 2004*.

Il PAT delinea le scelte strategiche di assetto territoriale e gli obiettivi di sviluppo del governo del territorio comunale. Esso, pertanto, detta disposizioni di carattere strutturale e non operative (*art. 1 delle NTA*). Il PI, in seguito e in attuazione alle scelte strategiche del PAT, definisce in modo dettagliato le trasformazioni del territorio da realizzarsi in un tempo determinato, attraverso interventi diretti o per mezzo di Piani Urbanistici Attuativi (PUA).



Con l'approvazione del Piano di Assetto del Territorio, le suddette Varianti al PRG vigente assumono il valore e l'efficacia di primo Piano degli Interventi per le parti non in contrasto con il PAT stesso.

4.2 Variante al PRG di Venezia per la Terraferma

La Variante al PRG Comune di Venezia per la Terraferma, approvata con *DGRV n. 3905 del 03/12/2004* e *DGRV n. 2141 del 29/07/2008*, non è applicabile all'area oggetto di studio in quanto tale porzione di territorio di terraferma è già soggetta ad un'apposita variante precedentemente adottata con apposito provvedimento.

4.3 Variante al PRG di Venezia per Porto Marghera

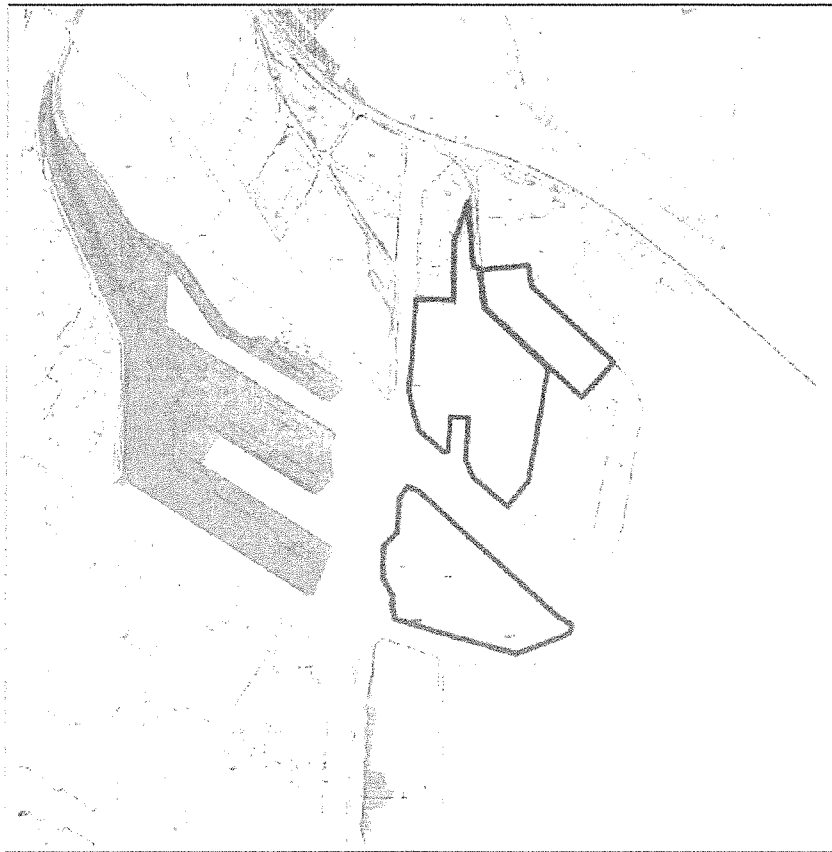
Lo strumento urbanistico in vigore nell'area industriale di Marghera è rappresentato dalla Variante al PRG del Comune di Venezia per Porto Marghera, approvata con *Delibera Giunta Regionale n. 350 del 09/02/1999*.

Tale Variante disciplina l'uso e la trasformazione urbanistica ed edilizia nonché la dotazione di servizi e l'urbanizzazione della parte del territorio comunale individuata dal Piano di Area della Laguna e dell'Area Veneziana (PALAV) come zona industriale di interesse regionale e come aree di possibile trasformazione industriale, nonché delle ulteriori aree risultate connesse e complementari rispetto al sistema territoriale di Porto Marghera.

La Raffineria si inserisce in una Zona D1 - Zona produttiva (*Capo I delle NTA del Piano*) ed in particolare in una Zona D speciale/V - Zona di trasformazione per il recupero ambientale - (*art. 28 bis delle NTA*), dove le attività petrolifere in esercizio alla data di adozione della Variante in oggetto in tali aree (Zona D speciale/V) *“possono permanere nell'attuale sede ed attuare gli interventi - di adeguamento e di riconversione - che risultino, di volta in volta, necessari alla permanenza in esercizio del singolo insediamento nonché gli interventi di ampliamento ove questi coincidano con il trasferimento - nell'insediamento da ampliare - di impianti situati, alla data di adozione della presente Variante, su altri terreni che vengono - con l'occasione - liberati e destinati ad un'utilizzazione conforme al PRG. In tal caso l'attuazione è diretta tramite concessione edilizia. Qualora l'insediamento esistente venga dismesso in tutto o in parte dalle attività petrolifere in atto alla data di adozione della presente Variante, le aree interessate dalla suddetta dismissione dovranno essere sistemate a Verde urbano (Vu) secondo le prescrizioni riportate nelle norme tecniche di attuazione del piano”*.

La Raffineria confina a Est con una Zona a servizi per le attività produttive e a Nord con aree a “Verde urbano attrezzato”. Ai sensi dell'*art. 33 delle NTA*, *“l'utilizzazione delle aree per servizi alle attività produttive (parcheggi, verde ed attrezzature di uso collettivo) è disciplinata dagli specifici progetti approvati dai competenti organi comunali. Ove però gli impianti, le attrezzature e le sistemazioni siano realizzati a cura del proprietario e questi sia soggetto privato, che intende asservire all'uso pubblico le aree di cui si tratta, gli interventi debbono rispettare i seguenti indici: $Ut=0,3$ mq/mq; $Dc=5$ m; $Df=10$ m.”*

Nella successiva figura è riportato uno stralcio della zonizzazione prevista dalla Variante del PRG di Venezia per Porto Marghera, con riferimento all'Area di Raffineria.



Zonizzazione Variante PRG per Porto Marghera (Perimetro della Raffineria in Rosso)

4.4 Piano Assetto del Territorio (PAT) di Venezia

Il Piano di Assetto del Territorio (PAT) costituisce lo strumento con cui la pianificazione del Comune di Venezia si è adeguata alla *Legge Regionale Urbanistica n. 11 del 2004*. Esso è stato approvato in sede di *Conferenza Decisoria del 30/09/2014*. Con *Delibera di Giunta della Provincia di Venezia n. 128 del 10/10/2014* ne è stata ratificata l'approvazione.

4.4.1 Zonizzazione del PAT di Venezia

Il Piano suddivide il territorio comunale in dodici ambiti (ATO), come riportato nella seguente figura. Il sito di Raffineria ricade nell'Ambito Territoriale Omogeneo ATO 6, che ricomprende tutta la prima e la seconda Zona industriale di Porto Marghera.

Ai sensi delle Norme Tecniche Allegato A – Ambiti Territoriali Omogenei, il Piano individua le destinazioni d'uso compatibili con l'ATO 6:

- in relazione alle specifiche caratteristiche delle zone di completamento, con riferimento alla funzione prevalentemente produttiva e portuale delle aree di Porto Marghera;
- in relazione alla riqualificazione e/o riconversione di aree che si rendessero disponibili, all'interno di una gamma di funzioni terziarie e produttive tecnologicamente avanzate e ambientalmente sostenibili, anche in rapporto al fronte acqueo;
- in relazione alle specifiche caratteristiche delle singole aree da assoggettare a piano urbanistico attuativo.



Ambiti Territoriali Omogenei PAT - Venezia
(Perimetro della Raffineria in Rosso, Buffer di 500 m attorno al Sito in Giallo)

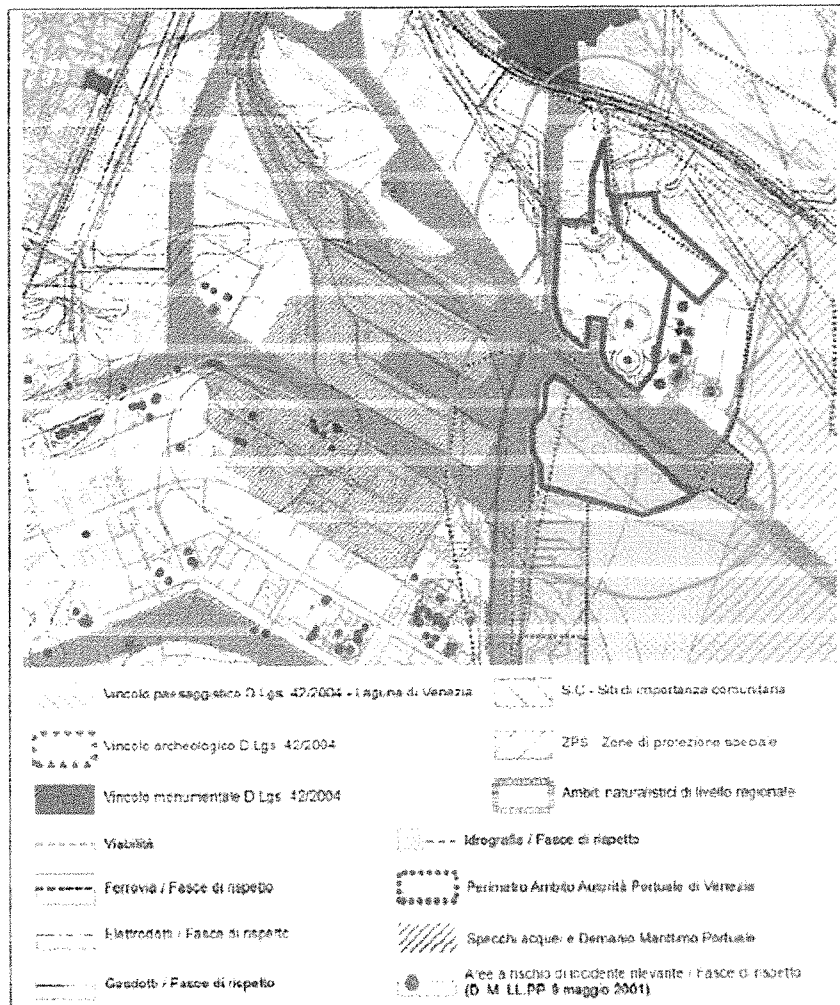
4.4.2 Vincoli del PAT di Venezia

La cartografia costituente il Piano di Assetto del Territorio riporta, nella Tavola 1 Foglio 4, i vincoli che gravano sul territorio comunale, in particolare:

- i vincoli paesaggistici ex *D.lgs. 42/04*;
- i vincoli paesaggistici relativi ai corsi d'acqua;
- i siti di importanza comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS) della Rete Natura 2000;
- i vincoli idrogeologici-forestali.

Come si evince dalla successiva figura, i vincoli che ricadono entro un raggio di 500 m dal perimetro della Raffineria sono i seguenti:

- il vincolo paesaggistico ex *D.lgs. 42/04* – Laguna di Venezia, a est della Raffineria;
- il vincolo archeologico ex *D.lgs. 42/04* ubicato ad est e ad ovest della Raffineria, quest'ultimo in parte intersecante il Sito;
- il vincolo monumentale ex *D.lgs. 42/04*, a nord del Sito;
- il sito ZPS, ad est della Raffineria;
- la fascia di rispetto della viabilità, lungo quasi tutto il perimetro della Raffineria;
- la fascia di rispetto ferroviaria, a nord del Sito;
- le fasce di rispetto di elettrodotti e gasdotti, a nord del Sito;
- la fascia di rispetto dell'idrografia, gli specchi acquei ed il demanio marittimo portuale, a nord, ovest e sud del Sito;
- le aree a rischio incidente rilevante ubicate all'interno dello Stabilimento.



Vincoli Territoriali PAT - Venezia

(Perimetro della Raffineria in Rosso, Buffer di 500 m attorno al Sito in Giallo)

Vincolo Paesaggistico ex D.lgs. 42/04

Il Piano individua le aree sottoposte a vincolo paesaggistico ex *D.lgs. 42/2004*. Ai sensi dell'*art. 5 delle NTA*, il PI definisce le trasformazioni compatibili con i valori paesaggistici e ambientali e le azioni di recupero e riqualificazione, nonché gli interventi di valorizzazione del paesaggio e di tutela ambientale.

Vincoli Archeologici e Monumentali ex D.lgs. 42/04

Il Piano di Assetto del Territorio individua gli immobili sottoposti a vincolo ai sensi del *D.lgs. 42/2004* (già *Legge 1089/39* e complessi di immobili ex *Legge 171/73*), nonché le aree assoggettate a vincolo archeologico.

Ai sensi dell'*art. 6 delle NTA*, il PI detta specifiche prescrizioni per la conservazione, il recupero e la valorizzazione degli immobili e delle aree circostanti di pertinenza, individuando gli interventi consentiti e favorendo un uso compatibile con le loro caratteristiche. Nelle aree sottoposte a vincolo archeologico, inoltre, il PI definisce le cautele e le procedure da osservare in caso di scavo nel sottosuolo.

Zona di Protezione Speciale (ZPS)

Il Piano individua le Zone a Protezione Speciale (ZPS) della Rete Natura 2000. Ai sensi dell'*art. 5 delle NTA*, il PI precisa la disciplina dei diversi contesti assoggettati a vincolo e definisce le trasformazioni compatibili con i valori paesaggistici ed ambientali degli stessi.

Fasce di Rispetto Ferrovia, della Viabilità, dell'Idrografia, degli Elettrodotti e dei Gasdotti



Il PAT, ai sensi dell'art. 7 delle NTA, individua, tra le altre:

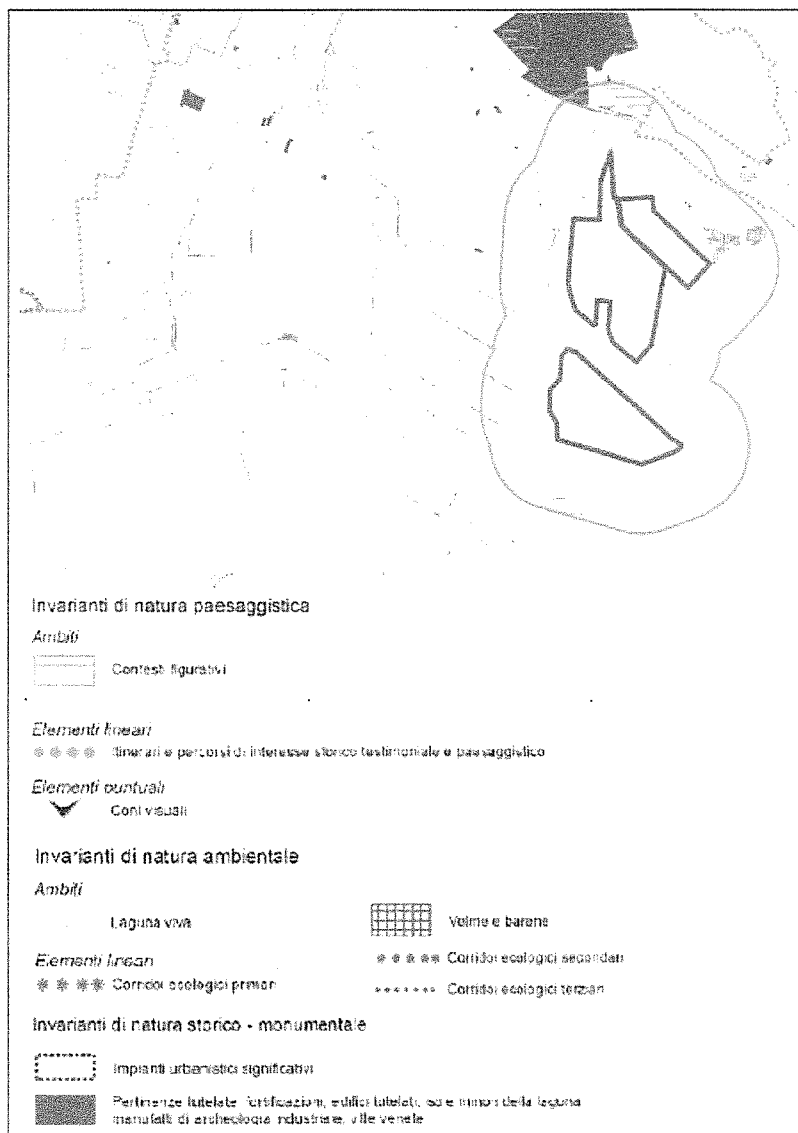
- le fasce di rispetto delle infrastrutture viarie e ferroviarie, all'interno delle quali trova applicazione la disciplina indicata dal PI;
- le fasce di rispetto di fiumi, canali, invasi naturali e artificiali, anche ai fini di pulizia idraulica e di tutela del rischio idraulico, per le quali sono previste limitazioni agli usi dei suoli circostanti;
- le fasce di rispetto delle reti tecnologiche, per le quali il PI provvede a disciplinare gli interventi ammessi.

Aree a Rischio Incidente Rilevante

Il PAT individua gli ambiti assoggettati a Rischio Incidente Rilevante entro i quali si applicano i relativi limiti all'edificazione. Ai sensi dell'art. 8 delle NTA, il PI stabilisce la gradazione delle modalità di utilizzazione dei suoli e degli interventi da mettere in atto, tenuto conto delle valutazioni dei possibili scenari incidentali.

4.4.3 Invarianti del PAT di Venezia

Il Piano di Assetto del Territorio, come riportato nella successiva figura, individua gli ambiti territoriali e gli elementi che compongono il quadro delle invarianti di natura paesaggistica, ambientale e storico-monumentale, oltre a quelle di natura geologica e agricolo-produttiva, queste ultime non interessate dall'Area di Studio.



Carta delle Invarianti PAT - Venezia
(Perimetro della Raffineria in Rosso, Buffer di 500 m attorno al Sito in Giallo)



In dettaglio, entro un raggio di 500 m dal perimetro della Raffineria ricadono le seguenti invariati:

- invariati di natura paesaggistica, quali contesti figurativi, itinerari e percorsi di interesse storico testimoniale e paesaggistico e coni visuali, a nord e nord-est del Sito;
- la laguna viva, che circonda sui tre lati (nord, est e sud) la Raffineria;
- velme e barene, a nord-est del Sito;
- corridoi ecologici secondari e terziari, a nord del Sito;
- invariati di natura storico-monumentale, che comprendono pertinenze tutelate, fortificazioni, edifici tutelati, isole minori della laguna, manufatti di archeologia industriale, ville venete, a nord della Raffineria.

Contesti Figurativi

All'interno dei contesti figurativi, ai sensi dell'art. 11 delle NTA, non sono ammesse nuove edificazioni. Sono ammesse le opere di urbanizzazione primaria a servizio degli insediamenti e/o delle attrezzature pubbliche esistenti. Sono inoltre vietati tutti gli interventi che possano alterare la percezione delle eccellenze esistenti da tutelare.

Itinerari e Percorsi di Interesse Storico Testimoniale e Paesaggistico

Il PAT, ai sensi dell'art. 11 delle NTA, individua la rete degli itinerari di interesse storico, testimoniale e paesaggistico. Il PI può predisporre una disciplina di salvaguardia dei manufatti e delle attrezzature di arredo degli itinerari esistenti e, ove necessario, può prevederne di nuovi.

Coni Visuali

Il PAT individua i principali coni visuali finalizzati a tutelare vedute di particolare valore paesaggistico o di complessi architettonici singolari. Il PI precisa ed integra le previsioni del PAT e disciplina i contesti interessati, vietando l'interposizione di ostacoli tra il punto di vista e il paesaggio e/o i complessi da tutelare, prevedendone l'eliminazione o la mitigazione degli elementi detrattori.

Laguna Viva

Ai sensi dell'art. 12 delle NTA, sono vietati interventi di bonifica idraulica, fatti salvi quelli finalizzati al recupero paesistico-ambientale di discariche esistenti e per le necessità di espansione della città storica. Sono vietati gli interventi di riduzione e/o di chiusura degli specchi d'acqua, delle velme e delle barene, delle aree a canneto e delle zone umide generalmente intese, salvo per le necessità di espansione della città storica. Sono consentite altresì operazioni di ripristino degli ambienti lagunari e/o manutenzione dei canali a fini idraulici, di vivificazione e di percorribilità, e operazioni di eliminazione dei canali artificiali. Ogni intervento dovrà verificare la possibile incidenza su habitat, specie o specie di interesse comunitario, attraverso la procedura di Valutazione di Incidenza.

Velme e Barene

Ai sensi dell'art. 12 delle NTA, sono vietati interventi di bonifica idraulica e di colmata nonché movimenti di terra, scavi, depositi e discariche, fatti salvi gli interventi per la manutenzione e per la realizzazione di reti di pubblico interesse. Sono inoltre vietati gli interventi che pregiudichino la consistenza e lo stato dei luoghi interessati dai canneti, fatta salva la tradizionale attività di taglio della canna. La formazione di nuove barene è consentita sulla base degli obiettivi idraulici da perseguire, tenendo conto della morfologia storica lagunare. Ogni intervento dovrà verificare la possibile incidenza su habitat, specie o specie di interesse comunitario, attraverso la procedura di Valutazione di Incidenza.

Corridoi Ecologici

Ai sensi dell'art. 12 delle NTA, il PI definisce la fascia di rispetto da applicare ai corridoi ecologici individuati dal PAT. La realizzazione di nuove infrastrutture o gli interventi su quelle esistenti devono assicurare la continuità alle vie di transizione della fauna, mediante specifici interventi di mitigazione dell'impatto ambientale e di ripristino delle condizioni di permeabilità (varchi, ponti ecologici, ecodotti).

Invariati di Natura Storico-Monumentale

Il PAT individua le Ville Venete e gli edifici significativi per il loro valore di natura storico-monumentale e architettonico, nonché di natura storico-testimoniale, al fine di tutelarli e valorizzarli. Ai sensi dell'art. 21 delle NTA, fino all'approvazione del PI, per gli edifici individuati dal PAT come invariati di natura storico-monumentale e non ricompresi tra gli edifici con intervento codificato individuati dal PRG vigente, saranno ammessi solo interventi di restauro e risanamento conservativo.



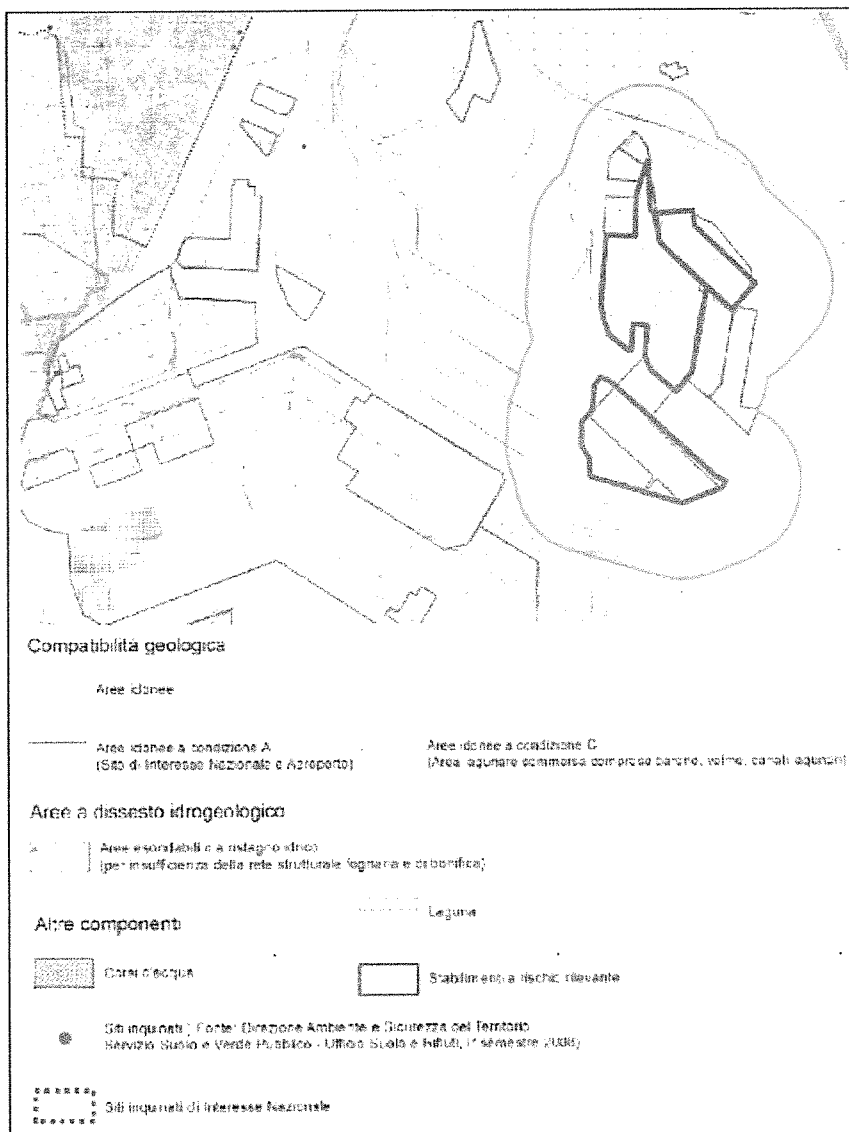
4.4.4 Fragilità del PAT di Venezia

Il Piano di Assetto del Territorio, come riportato nella successiva figura, individua le aree soggette a dissesto idrogeologico e quelle idrogeologicamente compatibili.

In dettaglio, l'area della Raffineria è classificata come Area idonea a condizione A.

Entro un raggio di 500 m dal perimetro della Raffineria, inoltre, ricadono aree sono classificate come:

- Aree idonee a condizione C;
- Aree esondabili o a ristagno idrico (per insufficienza della rete strutturale fognaria e di bonifica).



Carta delle Fragilità PAT - Venezia
(Perimetro della Raffineria in Rosso, Buffer di 500 m attorno al Sito in Giallo)

Aree Idonee a Condizione "A"

Ai sensi dell'art. 15 delle NTA e del Paragrafo 1.1.2 delle NTA - Allegato B, si tratta di aree emerse, imbonite con depositi eterogenei e di provenienza frequentemente antropica, facenti parte per lo più del Sito di Interesse Nazionale "Venezia-Porto Marghera" e delle piste dell'Aeroporto San Marco. Tali aree sono caratterizzate da un ampio spessore di riporto, costituito prevalentemente da sabbie, limo ed argilla in proporzioni variabili, materiali inerti e depositi di origine industriale.



Aree Idonee a Condizione "C"

Ai sensi dell'art. 15 delle NTA e del Paragrafo 1.1.2 delle NTA - Allegato B, si tratta di aree ricadenti all'interno dell'ambito lagunare, costituite in prevalenza da materiali fini limo-argillosi, depositi organici, sabbie e sabbie limose appartenenti ai lidi e agli antichi delta endolagunari: barene, velme, valli da pesca e strutture antropiche connesse (arginature e terrapieni), aree lagunari sommerse e canali lagunari.

Aree Esondabili o a Ristagno Idrico (per insufficienza della rete strutturale fognaria e di bonifica)

Ai sensi dell'art. 16 delle NTA, ciascuno strumento di attuazione del PAT deve essere corredato da un progetto delle opere di invarianza idraulica e dedicata valutazione di compatibilità idraulica.

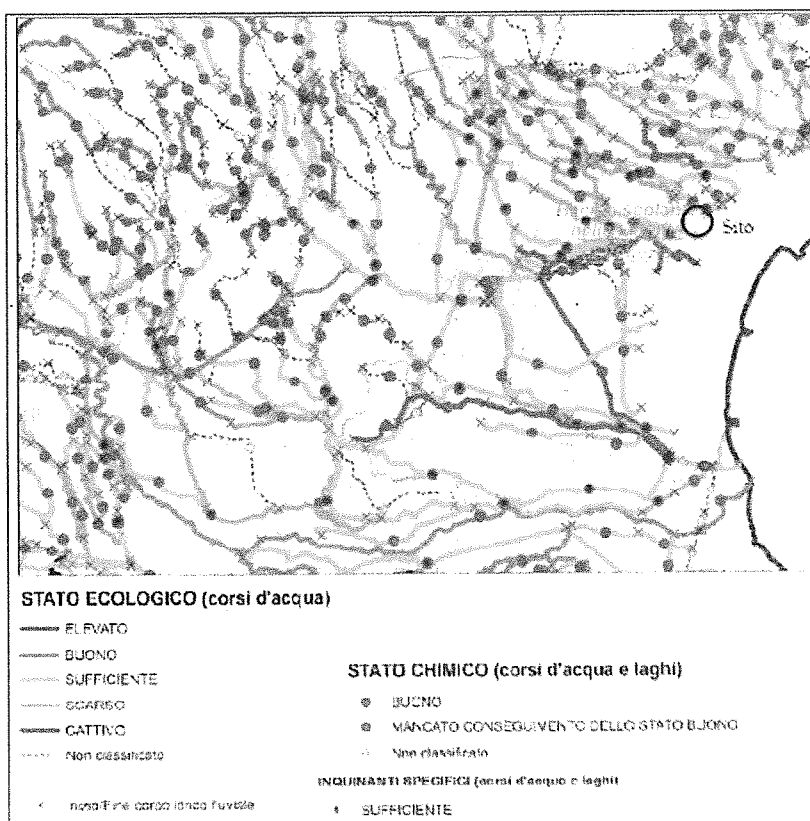
4.5 Piano di Tutela delle Acque (PTA)

Il Piano di Tutela delle Acque vigente è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 107 del 5 novembre 2009, mentre con DGR n. 1534 del 3 novembre 2015 sono state approvate le modifiche e gli adeguamenti.

Il Piano identifica la Laguna di Venezia ed i corpi idrici ricadenti all'interno del bacino scolante ad essa afferente come Area sensibile e come Zona vulnerabile da nitrati di origine agricola. Ai sensi dell'art. 12 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano, "gli scarichi di acque reflue che recapitano in area sensibile sia direttamente che attraverso bacini scolanti, e gli scarichi di acque reflue industriali che recapitano in aree sensibili direttamente, sono soggetti al rispetto delle prescrizioni e dei limiti ridotti per azoto e fosforo di cui agli articoli 25 e 37 delle medesime NTA".

Ai sensi dell'art. 13 delle NTA "nelle zone vulnerabili devono essere applicati i programmi d'azione regionali, obbligatori per la tutela e il risanamento delle acque dall'inquinamento causato da nitrati di origine agricola, di recepimento del D.M. /4/2006 e le prescrizioni contenute nel codice di buona pratica agricola".

Come si evince dalla Tavola A del Piano, il cui estratto è riportato nella figura seguente, i corsi d'acqua afferenti alla laguna più prossimi al Sito di Raffineria sono caratterizzati da uno stato ecologico sufficiente e da uno stato chimico classificato prevalentemente come Buono, ma che talvolta mostra un mancato conseguimento dello stato buono.



Fonte: P.T.A., Tavola A



Per la valutazione dell'impatto determinato dalla Raffineria sullo stato di qualità dell'acqua, si può fare riferimento ai risultati delle simulazioni effettuate nell'ambito delle integrazioni all'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale presentate nel 2008, per la determinazione degli effetti delle emissioni in acqua dello scarico SM1 della Raffineria di Venezia e il confronto con gli Standard di Qualità ambientale (SQA).

Il modello aveva permesso di stimare il grado di rilevanza delle immissioni di Raffineria allo scarico finale SM1 nell'ambiente lagunare interessato, confrontando le stesse con gli SQA imperativi identificati dal D.M. del 23/04/1998, che rappresentano i valori di riferimento che gli enti competenti dovranno considerare al fine di preservare la qualità dei corpi idrici.

Gli SQA vengono raggiunti da tutti gli analiti esaminati (Azoto Totale, Fosforo Totale, Cloro Residuo, Cobalto, Mercurio, Piombo, Alluminio, Cadmio, Ferro, Manganese, Nichel, Rame, Selenio, Vanadio, Zinco, Pentaclorobenzene, Solventi organici aromatici, Benzene, Toluene, Xileni e IPA) nei 5 scenari ipotizzati di ricostruzione del ciclo mareale (ovvero utilizzando 5 valori di velocità mareale, in modo da seguire l'andamento della plume nei diversi istanti di un ciclo mareale).

Poiché rispetto all'assetto impiantistico utilizzato per effettuare le simulazioni sopra citate (anno di riferimento 2005) il 2013 non presenta lo scarico SM2 da linea biologico dell'impianto di Trattamento Acque (TE) di Raffineria, a sua volta confluyente al punto unificato SM1, si ritiene che i risultati del modello possono essere considerati conservativi quando riferiti all'anno 2013 e, quindi, all'assetto attuale della Raffineria.

4.6 Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera (PTRA)

Il Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera vigente è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 57 dell'11 novembre 2000. Tale Piano rappresenta lo strumento per la programmazione, il coordinamento ed il controllo in materia di inquinamento atmosferico, finalizzato al miglioramento progressivo delle condizioni ambientali e alla salvaguardia della salute dell'uomo e dell'ambiente.

Con D.G.R. n. 788 del 7 Maggio 2012, in coerenza con il D. Lgs 155/2010, sono state avviate le fasi di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) previste dal D.Lgs. 152/06, Parte II, Titolo II. A conclusione della procedura di VAS è stata pubblicata la Deliberazione n. 90 del 19 Aprile 2016 con la quale il Consiglio Regionale ha approvato l'aggiornamento del Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera.

Il PTRA approvato nel 2004 individuava alcuni ambiti produttivi da sottoporre a monitoraggio e per i quali dovevano essere messe in atto particolari misure di tutela e risanamento, tra cui l'area del polo industriale di Marghera. Una delle prescrizioni contenute nel Piano era di realizzare dei monitoraggi specifici della qualità dell'aria in ciascuno degli ambiti produttivi individuati. In ogni area individuata e presente una stazione fissa di monitoraggio della qualità dell'aria gestita da ARPAV: nell'area del polo industriale di Marghera e presente la stazione di Venezia-Malcontenta.

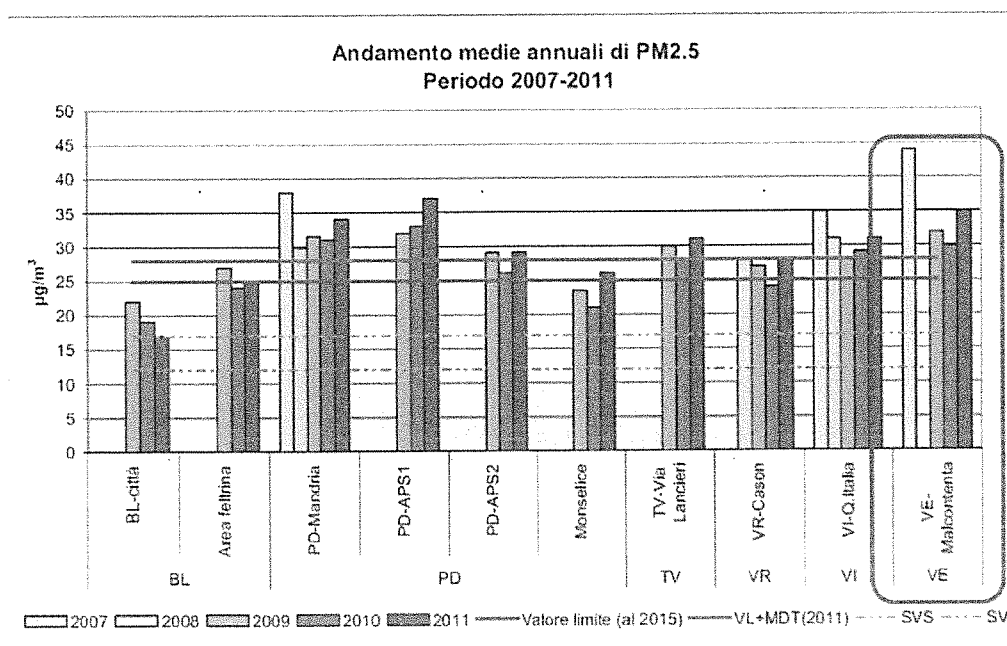
Nel periodo di riferimento del PTRA (2001-2010) sono state realizzate numerose campagne di misura finalizzate alla conoscenza dello stato della qualità dell'aria rispetto agli inquinanti specifici, in corrispondenza degli ambiti produttivi e dei distretti individuati. Le informazioni relative alle campagne realizzate presso il polo industriale di Marghera sono riportate nella seguente Tabella.



Provincia	Comune - Località	Anno	Inquinanti misurati	Ambito - Distretto
VE	Malcontenta - area ex Agrimont - Banchina dell'azoto	2001	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , CH ₄ , NMHC, BTEX, PM ₁₀ , IPA, Metalli	Polo industriale Marghera
VE	Malcontenta - Via della Geologia	2009	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , CH ₄ , NMHC, BTEX, PM ₁₀ , IPA, Metalli	Polo industriale Marghera
VE	Marghera - Via dell'Elettricità	2006, 2007	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , CH ₄ , NMHC, BTEX, PM ₁₀ , IPA, Metalli	Polo industriale Marghera
VE	Marghera - Via dell'Elettricità - area C.I.A.	2001	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , CH ₄ , NMHC, BTEX, PM ₁₀ , IPA, Metalli	Polo industriale Marghera
VE	Marghera, Banchina dell'Azoto	2001	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , NMHC, PTS	Polo industriale Marghera
VE	Marghera, Piazzale F.lli Parmesan	2002	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , NMHC, CH ₄ , BTEX, PM ₁₀ , IPA	Polo industriale Marghera
VE	Marghera, Via dell'Elettricità	2001	CO, SO ₂ , NO _x , O ₃ , NMHC, PTS, BTEX, PM ₁₀ , IPA	Polo industriale Marghera

La stazione di tipologia industriale di VE-Malcontenta gestita dal Dipartimento ARPAV Provinciale di Venezia e situata in prossimità dell'area industriale è quasi sempre sottovento rispetto a quest'ultima. Essa effettua il monitoraggio di SO₂, NO₂, PM₁₀ e dal 2008 anche del PM_{2.5}. In tale stazione, nel periodo considerato non vi sono mai stati né superamenti dei valori limite per l'SO₂ né per quanto riguarda i valori limite orario e annuale dell'NO₂. Analogamente, nella stazione di VE-Malcontenta non sono stati registrati superamenti del limite per il CO, calcolato come valore massimo giornaliero su medie mobili di 8 ore.

Solo il particolato PM_{2.5} mostra diffuse criticità in Veneto: la stazione di VE Malcontenta, come del resto le altre considerate, supera la soglia di valutazione superiore (SVS), il valore limite (VL) di 25 µg/m³, fissato al 2015, ed anche il valore limite più margine di tolleranza (VL+MDT) al 2011, fissato dalla Comunità Europea a 28 µg/m³.



Al fine di valutare la significatività del contributo emissivo in termini di concentrazione al suolo, nelle seguenti tabelle si riportano le percentuali dei contributi rispetto alla concentrazione misurata al suolo e rispetto ai valori di



SQA. Tali valutazioni considerano lo scenario relativo all'anno di riferimento (2005) e lo scenario alla Massima Capacità Produttiva. Si può assumere che i risultati relativi allo scenario anno di riferimento 2005 siano validi anche per l'anno di riferimento 2013.

In particolare, la prima Tabella indica, nelle colonne "Contributo % valore misurato", la media per tutte le centraline del rapporto tra concentrazione media calcolata e valore misurato presso la stazione (espresso in percentuale).

La seconda Tabella riporta, in analogia alla valutazione precedente, il rapporto tra la concentrazione rilevata e il valore limite normativo.

Gli indicatori di cui sopra sono stati calcolati per gli scenari "anno di riferimento" e "Massima Capacità Produttiva".

Dall'osservazione dei risultati, si rileva che i contributi percentuali delle ricadute al suolo simulate per la Raffineria sono sempre ampiamente inferiori sia al valore misurato, sia al valore limite di legge.

Sintesi dei contributi % rispetto al valore misurato

Inquinante	Contributo % valore misurato (2005)	Contributo % valore misurato (BAT 2007)	Δ 2005 – BAT 2007
SO ₂	16,5	23,4	6,9
NO _X	0,9	1,6	0,7
PM	0,1	0,3	0,2
CO	0,013	0,014	0,001

Sintesi dei contributi % rispetto al valore limite

Inquinante	Contributo % valore misurato (2005)	Contributo % valore misurato (BAT 2007)	Δ 2005 – BAT 2007
SO ₂	6,3	8,9	2,6
NO _X	1,1	1,8	0,7
PM	0,2	0,3	0,1
CO	0,0005	0,0007	0,0002

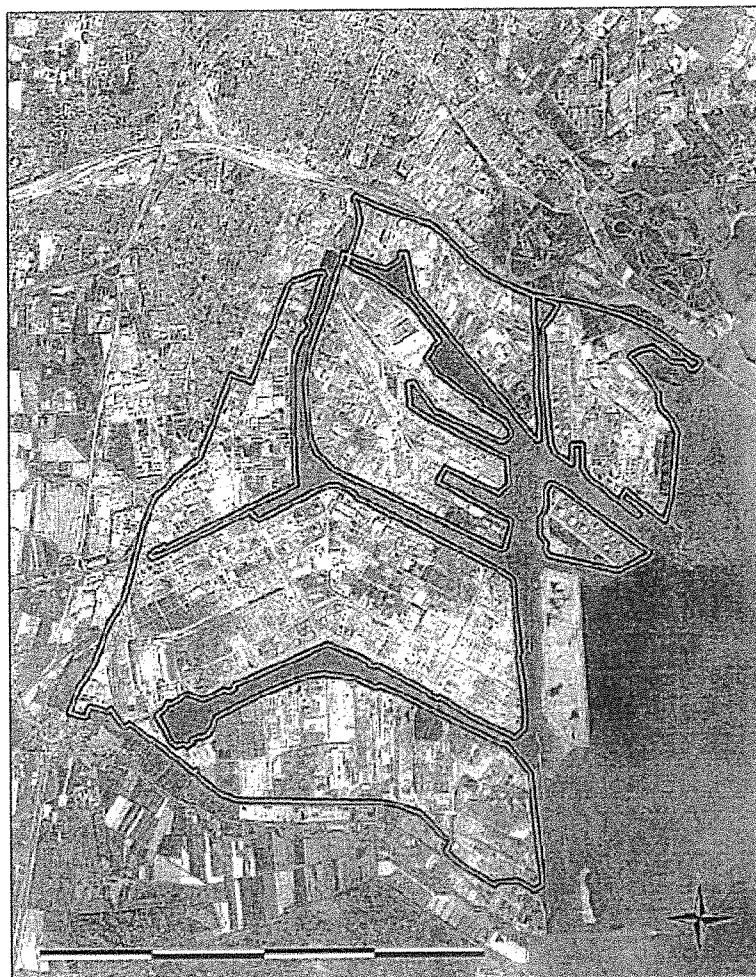
4.7 Ulteriori vincoli territoriali, urbanistici ed ambientali

4.7.1 Sito di Interesse Nazionale di Venezia – Porto Marghera

La Legge 426/98, all'art. 1, comma 4, individua l'area industriale di Porto Marghera come Sito di Bonifica di Interesse Nazionale, collocandola al primo posto nell'elenco delle aree industriali ad alto rischio ambientale, per la messa in sicurezza e bonifica delle quali è ritenuto necessario l'intervento dello Stato.

Il Ministero dell'Ambiente con il DM del 24 aprile 2013 (GU It n. 111 del 14/05/2013) ha ridefinito il perimetro del Sito di Interesse Nazionale di Venezia - Porto Marghera, aggiornando la precedente perimetrazione stabilita dal DM del 23 febbraio 2002.

Il nuovo perimetro del SIN è stato ridefinito così come riportato nella successiva figura.



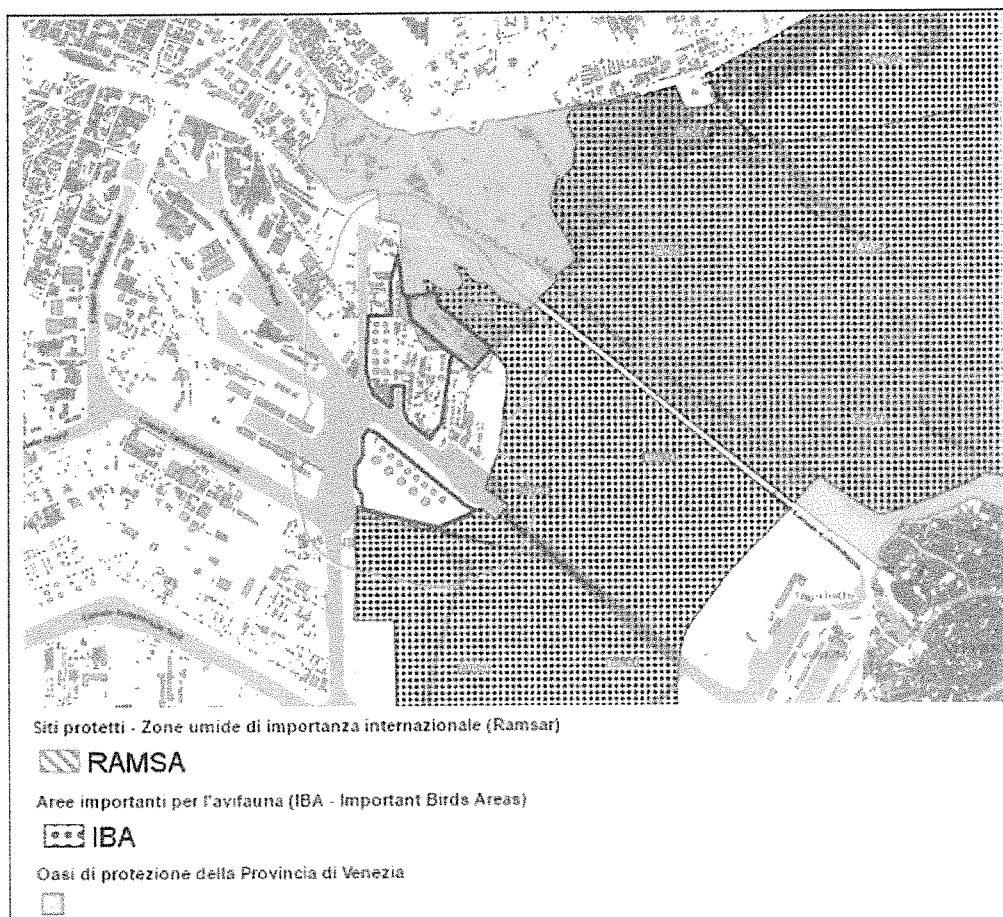
Mappa perimetrazione SIN Venezia - Porto Marghera ex Decreto 24/4/13

4.7.2 Parchi e Riserve naturali

Il sito di intervento non ricade all'interno di parchi o riserve naturali. Le aree protette più prossime all'Area di Studio sono rappresentate da:

- l'Oasi di Protezione della Provincia di Venezia n. 28 - San Giuliano Tessera, confinante con il perimetro della Raffineria, a nord;
- l'Importante Bird Area (IBA 064 "Laguna Veneta"), confinante con il Sito, a est e sud.

È inoltre presente una zona umida di importanza internazionale, ai sensi della Convenzione RAMSAR (Valle Averte), posta a circa 12 km a sud-ovest della Raffineria.

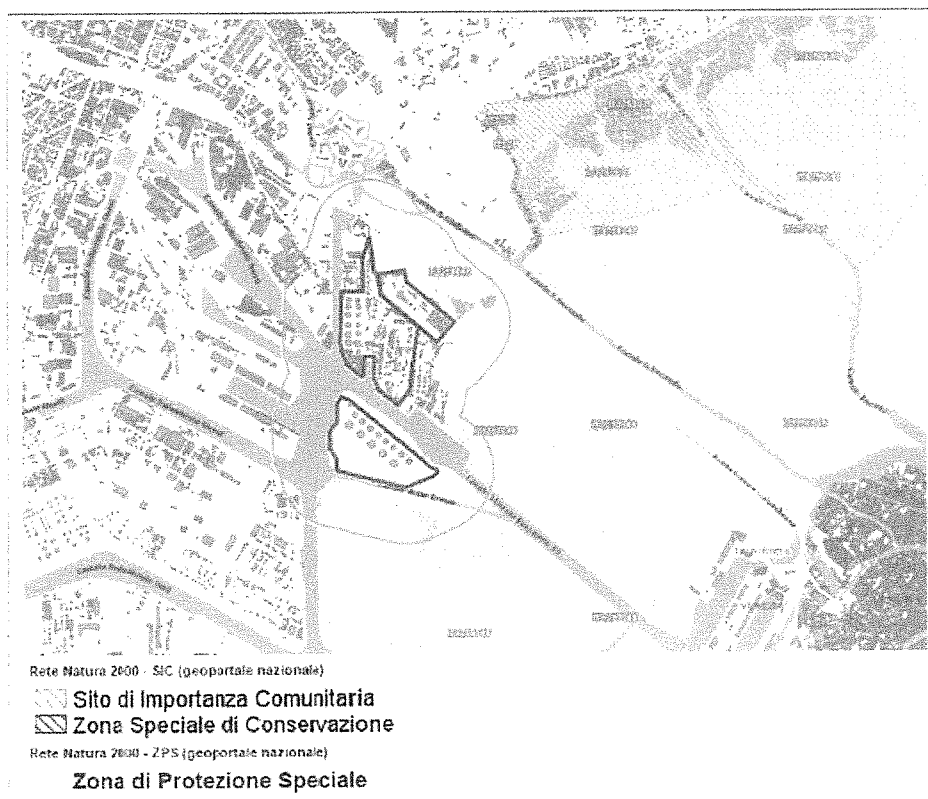


Parchi e Riserve Naturali

4.7.3 Zone SIC e ZPS

Il sito di intervento non ricade all'interno di aree Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone a Protezione Speciale (ZPS) ma confina con la ZPS Laguna di Venezia, ad est. La seguente Tabella riporta l'elenco delle aree SIC e ZPS prossime all'Area di Studio.

Codice	Tipo	Nome	Distanza	Direzione
IT3250046	ZPS	Laguna di Venezia	confinante	Est e Sud
IT3250030	SIC	Laguna medio - interiore di Venezia	500 m	
IT3250031	SIC	Laguna superiore di Venezia	1 km	Nord-Est
IT3250010	SIC/ZPS	Bosco di Carpanedo	4,5 km	Nord



Localizzazione delle Aree SIC e ZPS

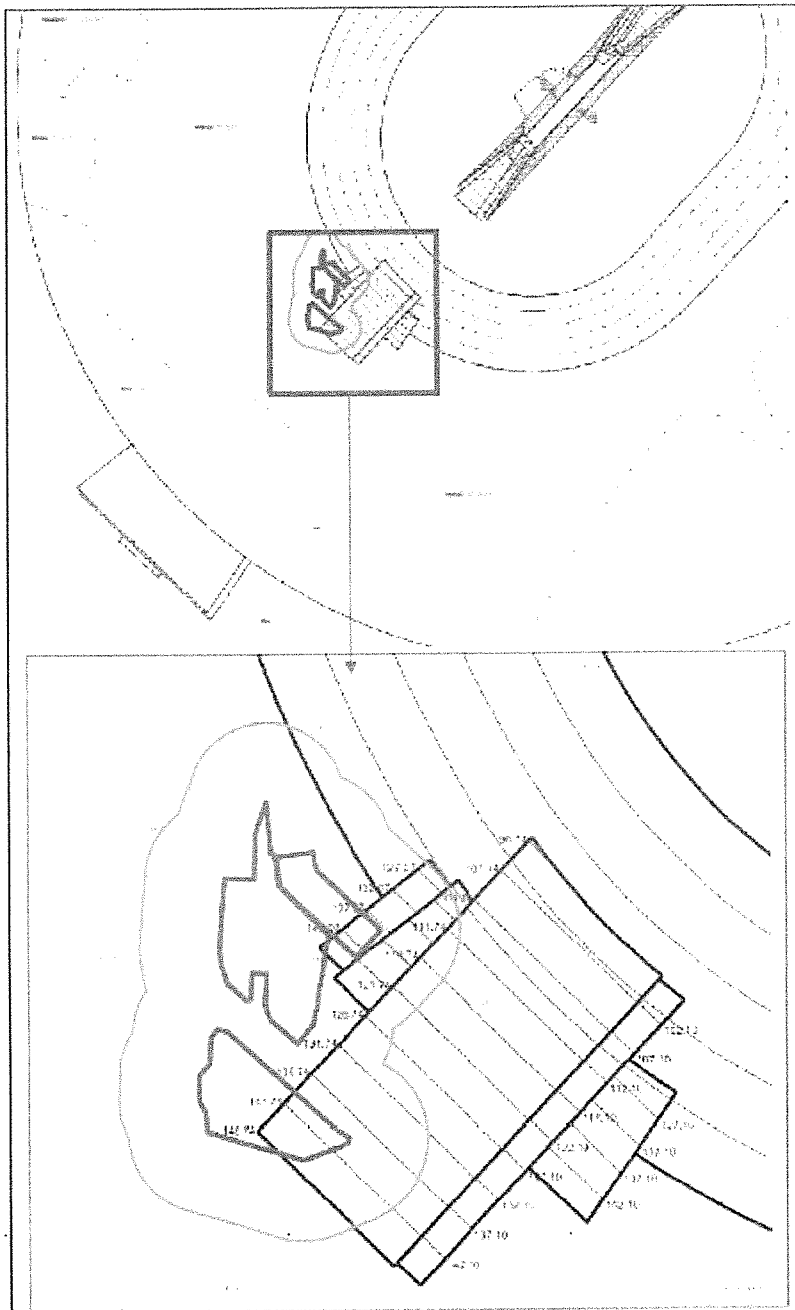
4.7.4 Usi Civili e Servitù Militari

In relazione al progetto, non sono stati riscontrati vincoli relativi ad usi civili e servitù militari.

4.7.5 Vincoli Aeroportuali

La Raffineria di Venezia si trova a circa 6,5 km in linea d'aria dall'Aeroporto Marco Polo. È stata verificata, pertanto, la compatibilità dell'altezza e della posizione dei camini con i vincoli aeroportuali presenti nel territorio.

Come si evince dalla "Mappa di vincolo - Limitazioni relative agli ostacoli ed ai pericoli per la navigazione aerea", di cui si riporta un estratto in *Figura 4.4*, in corrispondenza dei camini della Raffineria è consentita la presenza di strutture di altezza non superiore a 137 m, pertanto compatibile con le altezze dei camini, pari a massimo 80 m.



*Stralcio Mappa di Vincolo – Limitazioni Relative agli Ostacoli ed ai Pericoli per la navigazione Aerea –
Aeroporto Marco Polo*



5 ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

Il Gestore ha precisato che il riesame AIA, e di conseguenza la compilazione delle schede e dei documenti relativi, è stato eseguito considerando un assetto impiantistico di tipo “tradizionale” per la Raffineria Eni di Venezia, tralasciando quindi l’assetto “green”, in quanto il confronto con le BAT definite nella Decisione della Commissione Europea del 9 ottobre 2014 è applicabile esclusivamente su processi di raffinazione di tipo tradizionale, secondo la normativa vigente.

Fino all’anno 2013 la Raffineria Eni di Venezia ha funzionato in modalità “tradizionale”, trattando esclusivamente prodotti di origine petrolifera.

Successivamente, la Raffineria è passata alla modalità di funzionamento di tipo “Green” per la produzione di bio-carburanti innovativi.

Quindi, al fine di fornire dati riguardanti l’assetto di tipo “tradizionale” della raffineria è stato selezionato, quale anno di riferimento, il 2013, mentre non sono disponibili per gli anni 2014 e 2015 dati relativi al funzionamento di tipo “tradizionale” della Raffineria.

Inoltre, il Gestore ha precisato che i dati riguardanti l’assetto denominato “Green” della Raffineria sono già stati presentati agli Enti competenti all’interno della documentazione di VIA e AIA presentate contestualmente alla Domanda di avvio della procedura integrata di VIA e di modifica sostanziale di AIA per l’upgrading del progetto Green Refinery, presentate dalla Società Eni S.p.A. con prot. n. 040 del 14/04/2014 e acquisita dal MATTM con prot. DVA-2014-0011173 del 16/04/2014).

Alla luce di quanto sopra esposto, tutte le considerazioni e le valutazioni di seguito riportate sono da intendersi riferite al ciclo di Raffineria tradizionale, in quanto:

- le BAT *Conclusions* sono applicabili al solo assetto impiantistico di tipo “tradizionale”;
- è attualmente in corso un altro procedimento VIA/AIA riguardante l’assetto “Green” di Raffineria, indipendente dal presente procedimento di riesame.

5.1 Generalità

La raffineria è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio; la quasi totalità dei prodotti viene spedita via mare. La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni di t/a, con una capacità di conversione equivalente del 22%, è situata nella zona industriale di Porto Marghera, nel comune di Venezia, e si estende per un’area di circa 110 ettari. La Raffineria assicura il rifornimento dei prodotti petroliferi, per usi industriali e civili, ad una vasta area, coprendo un hinterland commerciale che si estende nell’area nord-orientale del territorio italiano, nell’Austria ed in Slovenia.

La raffineria di Venezia è in grado di produrre a partire dalle materie prime i seguenti prodotti:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- olio combustibile;
- zolfo liquido.

L’attuale ciclo produttivo si realizza da unità primarie nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.

Le unità primarie della Raffineria consistono in due unità di Distillazione Primaria (DP2 e DP3), che provvedono alla separazione del grezzo nei suoi componenti base per la formulazione di carburanti e combustibili, mediante apporto di calore e sfruttamento delle diverse volatilità relative dei vari componenti la miscela di idrocarburi.

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria, in particolare:



- i distillati pesanti vanno in carica all'unità di Visbreaking - Thermal Cracking che consente di ottenere prodotti leggeri (GPL, benzina, gasolio) da parte del residuo proveniente dagli impianti di distillazione del petrolio grezzo ottenendo anche un prodotto pesante non troppo viscoso;
- la benzina pesante e la nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria sono inviate all'impianto di Reforming Catalitico RC3 con lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche". La sezione di reforming produce H₂ puro al 85% circa e benzina riformata;
- la benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione è sottoposta al processo che ne migliora le caratteristiche "ottaniche" nell'impianto di Isomerizzazione ISO.

Altre unità di trattamento dei distillati medi e leggeri derivanti dalle distillazioni e di preparazione basi per prodotti finiti sono i seguenti:

- unità di Desolfurazione HF1 e HF2 dei distillati intermedi (gasoli) provenienti dalle unità primarie e dall'impianto di cracking termico, mediante riduzione del tenore complessivo di zolfo, azoto e composti poliaromatici.

L'idrogeno solforato e l'ammoniaca presenti nelle acque acide dalle unità di processo, vengono strippati in tre unità (Sour Water Stripper, SWS 1/2/3).

Le correnti gassose ricche d'idrogeno solforato (H₂S) proveniente dagli impianti di desolfurazione catalitica, dall'unità Visbreaking-Thermal Cracking e dagli stream gassosi che contengono apprezzabili quantità di H₂S vengono trattate mediante assorbimento con soluzioni amminiche per la rimozione di H₂S.

L'H₂S viene successivamente recuperato, con rigenerazione della soluzione amminica, ed inviato a due impianti di Recupero Zolfo che convertono l'idrogeno solforato in zolfo destinabile ad usi commerciali.

A valle degli impianti di recupero zolfo, è inserito l'impianto di trattamento dei gas di coda (HCR), che mediante riduzione catalitica della SO₂ a H₂S (che viene successivamente assorbito mediante lavaggio amminico) permette il recupero dei composti solforati residui presenti nei gas di coda degli impianti di RZ1-RZ2, altrimenti destinati a combustione, con efficienza complessiva del sistema di recupero superiore al 99,5 %.

Il Complesso impiantistico ha la capacità lavorativa riportata nella seguente tabella:

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva	anno di riferimento
Petrolio Greggio	4.550.000 ton/anno	1.446.601 ton/anno	2013
Semilavorati a lavorazione		57.350 ton/anno	2013
Semilavorati a miscelazione		111.783 ton/anno	2013
Additivi		169 ton/anno	2013
Petrolio Greggio	4.550.000 ton/anno	2.290.244 ton/anno	2012
Semilavorati a lavorazione		127.001 ton/anno	2012
Semilavorati a miscelazione		165.690 ton/anno	2012
Additivi		291 ton/anno	2012
Petrolio Greggio	4.550.000 ton/anno	1.969.562 ton/anno	2011
Semilavorati a lavorazione		167.348 ton/anno	2011
Semilavorati a miscelazione		238.763 ton/anno	2011
Additivi		223 ton/anno	2011

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione.

Dal punto di vista operativo/funzionale, la fase di raffinazione comprende tutti i processi svolti nelle seguenti unità, sinteticamente descritte nei paragrafi successivi:

- Distillazione primaria 2 - DP2
- Distillazione primaria 3 - DP3



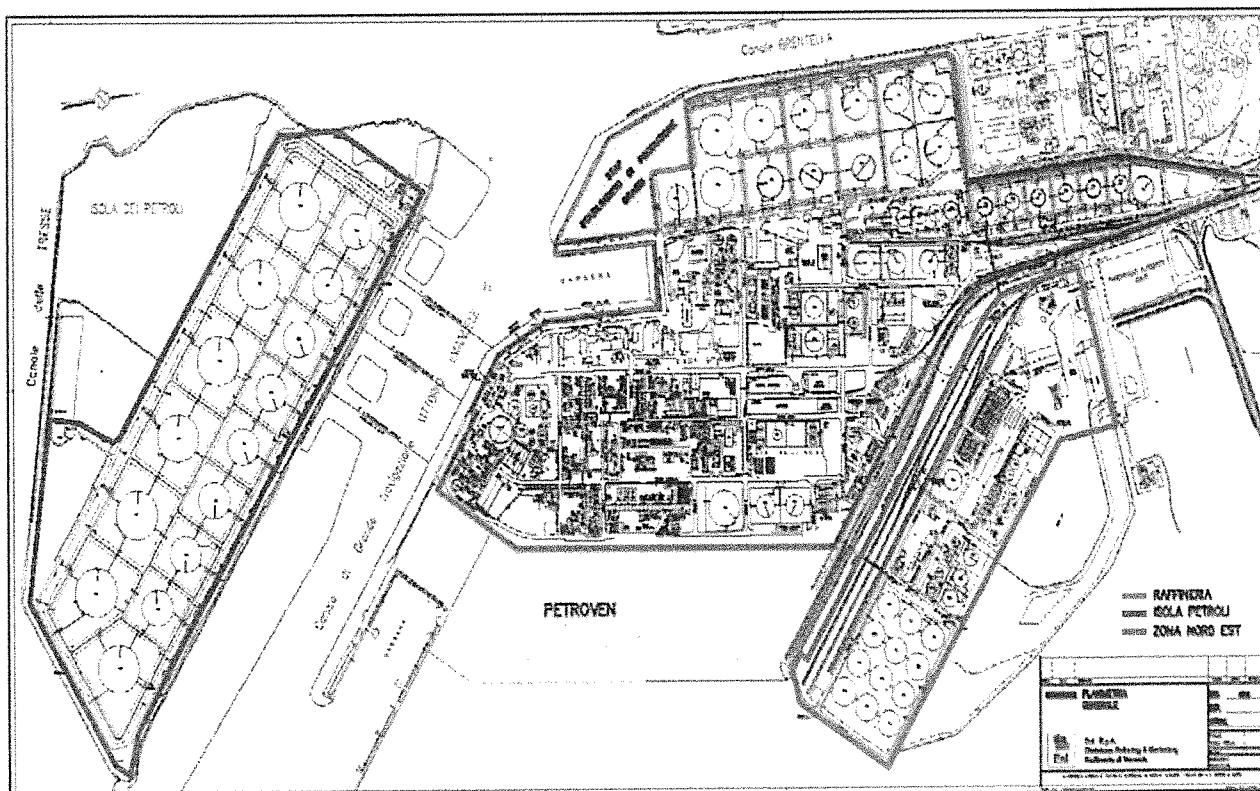
- Desolforazione GPL - Merox 2
- Isomerizzazione - ISO
- Reforming Catalitico 3 - RC3
- Splitter nafta - PV1
- Splitter GPL - SGPL
- Visbreaking / Thermal Cracking - VB/TC
- Desolforazione gasolio/kerosene 1 – HF1
- Desolforazione gasolio/kerosene 2 – HF2
- Unità 22 – Rigenerazione Ammine
- Recupero zolfo - RZ1, RZ2 e HCR
- Strippaggio acque acide - SWS1, SWS2 e SWS3
- Torcia

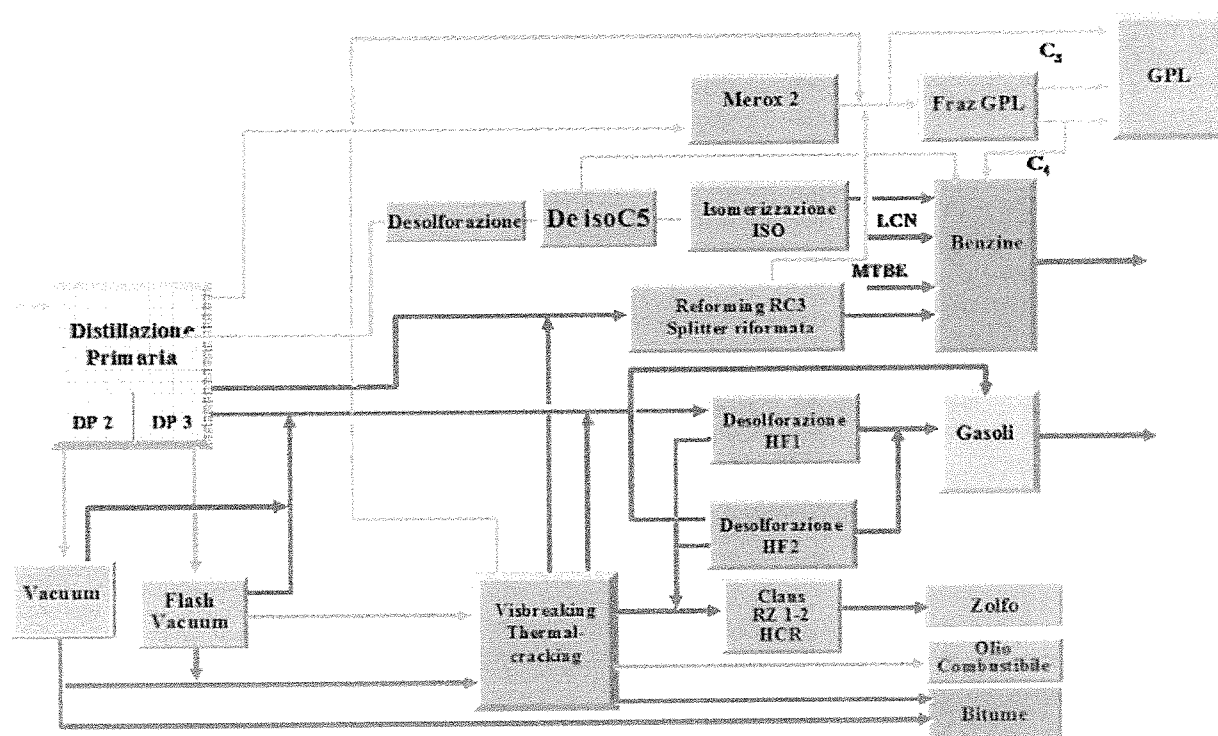
I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende le seguenti unità:

- Impianto di cogenerazione – COGE (per produzione vapore ed energia elettrica);
- Distribuzione energia elettrica;
- Produzione e distribuzione aria compressa;
- Produzione acqua demi;
- Distribuzione Fuel Oil e Fuel Gas.

Oltre a queste unità la fase utilities prevede anche la distribuzione dell'acqua per lo stabilimento (acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio), il sistema di trattamento condense recuperate ed il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto).

Le seguenti figure mostrano il lay-out generale del sito e uno schema a blocchi semplificato del processo produttivo:





Si riporta di seguito una breve descrizione dei principali impianti di produzione e ausiliari.

5.2 Stoccaggio e Movimentazione Prodotti

La Raffineria dispone di un parco di circa 138 serbatoi per una capacità complessiva di circa 1.310.000 m³. Il greggio è stoccato in serbatoi ubicati presso l'Isola dei Petroli, la cui capacità complessiva risulta essere di circa 550.000 m³ equivalente al 42 % della capacità totale suddetta.

Lo stoccaggio è stato adeguato alla tipologia delle materie prime (segregazione di greggi in accordo alle diverse qualità) e dell'ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per varie utilizzazioni, gasoli ed oli combustibili.

In particolare si possono distinguere quattro tipologie di stoccaggi, previsti dalla normativa vigente:

- serbatoi tumulati, destinati allo stoccaggio di GPL;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es.: grezzi, benzine, MTBE ecc.);
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es. Petroli, Kerosene ecc.);
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. Gasoli, Oli combustibili, Bitumi ecc.).

La Raffineria riceve i greggi mediante oleodotto surlagunare del diametro di 42'' e della lunghezza di ca. 11 km che collega la Raffineria (Isola Petroli) ad un terminale, sito in località San Leonardo (Comune di Mira).

Le petroliere, ormeggiate al pontile, trasferiscono il greggio, immettendo nell'oleodotto surlagunare, ai serbatoi di stoccaggio situati nell'Isola dei Petroli della Raffineria tramite le proprie pompe di bordo.

Oltre al greggio, la Raffineria riceve via mare, attraverso una Darsena dedicata, la quasi totalità delle materie prime di natura petrolifera (ad eccezione di alcuni greggi di origine nazionale, che sono introdotti mediante autobotti).

La Darsena di Raffineria è formata da 2 approdi per navi cisterna.

Le principali materie prime introdotte (prevalentemente via mare) per lavorazione o miscelazione sono:

- Virgin Naphtha (VN);
- Metil Ter Butil Etere (MTBE), booster ottanico per il blending benzine;



- benzina da cracking (LCN), utilizzata nel blending benzine;
- residui (ATZ/BTZ) da inviare come carica addizionale al topping o alla conversione termica per saturarne la capacità;
- benzine e gasoli semilavorati e finiti (da altre Raffinerie del settore).

La distribuzione dei prodotti finiti avviene tramite:

- oleodotti che collegano la Raffineria con il Deposito Costiero PETROVEN di Porto Marghera (per una percentuale pari a circa il 60% del flusso totale di prodotti esitati dalla Raffineria);
- navicisterna, con spedizioni da 2 pontili attrezzati situati in un'apposita darsena (coinvolgenti poco meno del 13% della produzione, essenzialmente oli combustibili pro bunker);
- autobotti o ferrocisterne (che coprono circa il 27% dell'esportazione dei prodotti finiti), caricati attraverso pensiline di carico in zona Nord-Est.

La Raffineria dispone di n. 3 pensiline di carico prodotti come di seguito strutturate:

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

La Raffineria dispone inoltre di una baia a due corsie per lo scarico di autobotti di olio grezzo.

Le materie prime di natura non petrolifera (in generale, additivi e chemicals) vengono, invece, ricevuti via terra, mediante autobotti e/o con bulk in acciaio e Polietilene.

5.3 Impianti Produttivi

5.3.1 Distillazione primaria 2 - DP2

Anno di costruzione/installazione	1952
Capacità di trattamento	2.800 t/giorno di greggio
Principali interventi di modifica	A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

L'impianto DP2 esplica la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi; quando viene alimentato con oli greggi particolari l'impianto è in grado di produrre bitume.

È costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, predistillazione, distillazione atmosferica e distillazione a vuoto, oltre che dai forni di processo. Il desalter DS-4 è del tipo elettrostatico, monostadio. La carica, dopo preriscaldamento in apposito treno di scambiatori di calore, viene processata dal dissalatore e quindi viene inviata alla colonna di predistillazione T-1, asservita dal forno H1 che funge da ribollitore di fondo, in cui vengono frazionati i leggeri, inviati alla sezione di stabilizzazione della DP3, e il prodotto di fondo che viene inviato al forno H-2 e quindi alla colonna di frazionamento T-2. La colonna di frazionamento T2 separa di testa benzina e prevede 4 tagli laterali (Naphta, Kero, LGO e HGO) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (T-3 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato al forno H-3 e poi alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto T-4, caratterizzata da 2 tagli laterali (LVGO e HVGO) con le relative colonne di strippaggio con vapore T-5 A/B e T-6 A/B. Il residuo di vuoto viene utilizzato come bitume o come carica visbreaking a seconda delle marce dell'impianto. I distillati sono inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

5.3.2 Distillazione primaria 3 - DP3

Anno di costruzione / installazione	1966
Capacità di trattamento	12.000 t/giorno di greggio
Principali interventi di modifica	1985 Inserimento sezione flash drum per by-pass parziale forno 1989 Revamping Vacuum 2006 Inserimento colonna Preflash ed implementazione di interventi di recupero termico



L'impianto DP3 esplica la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi. È costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, preflash, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto, stabilizzazione e splittaggio benzine.

Il desalter V-2 A/B è del tipo elettrostatico a 2 stadi.

La carica, dopo essersi preriscaldata in apposito treno a spese dei prodotti caldi, viene processata nella sezione di desalting e quindi, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, perviene alla colonna di preflash C55 che separa di testa uno stream di idrocarburi leggeri, inviati alla colonna di stabilizzazione C3N. Il prodotto di fondo, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, viene inviato al forno F-1 e quindi alla colonna atmosferica C-1.

Nella colonna C1 vengono separati i leggeri dalla testa, inviati alla sezione di stabilizzazione, 4 tagli laterali (Naphta, Kero, LGO e HGO) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (C-2 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto C-71 (flash vacuum), caratterizzata da 2 tagli laterali (LVGO e HVGO).

Il residuo di vuoto viene utilizzato come carica di alimento all'impianto visbreaking.

I distillati, dopo recuperi termici interni, vengono raffreddati e inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

È stato recentemente completato un progetto di ottimizzazione energetica per il preriscaldamento dell'acqua demineralizzata in alimento ai degasatori dell'impianto COGE mediante raffreddamento di kero e gasolio dell'impianto DP3.

La sezione di stabilizzazione (colonna C-3N) riceve la carica dalla testa della colonna di preflash C55, dalla testa della colonna atmosferica C1 e dalla sezione di prefrazionamento dell'unità DP2 e separa, dal ricevitore di testa, fuel gas, che viene inviato, previa lavaggio con soluzione amminica, in rete gas, GPL, inviato alla sezione MEROX di trattamento e benzina stabilizzata come prodotto di fondo. Questa, unita a naphta già idrogenata da visbreaking, viene inviata alla colonna splitter (colonna C-4N) per separare la carica a Reforming RC3 e la carica all'isomerizzazione ISO.

La sezione MEROX 2 GPL prevede una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H₂S (colonna assorbimento C-1, con relativa rigeneratrice) e una sezione di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica per l'estrazione dei mercaptani che comprende una sezione di rigenerazione della soda.

A valle della sezione Merox GPL è prevista un'unità di frazionamento GPL (Splitter GPL) per la separazione dei C3 e C4 che tratta oltre che i GPL dell'unità DP3 anche GPL prodotto dalle altre unità di raffineria.

5.3.3 Desolfurazione GPL – Merox 2

Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL. La sezione MEROX 2 GPL prevede una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H₂S (colonna assorbimento C-1, con relativa rigeneratrice) e una sezione di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica per l'estrazione dei mercaptani che comprende una sezione di rigenerazione della soda.

5.3.4 Isomerizzazione - ISO

Anno di costruzione/installazione	1968
Capacità di trattamento	744 t/d = 31 t/h di benzina leggera
Principali interventi di modifica	2004 Inserimento colonna deisopentanizzatrice 2008 Adeguamento tecnologico con conversione e tecnologia Penex

L'impianto di Isomerizzazione ha la funzione di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione.

L'impianto comprende le seguenti sezioni:

- Sezione di desolfurazione, che utilizza il forno A-10.1, il reattore A-6.1, la colonna di strippaggio dell'H₂S A-6.2;
- Sezione deisopentanizzazione che recupera di testa l'iso C5 alto ottanico dalla benzina desolforata. Il prodotto di fondo della colonna viene inviato alla sezione Penex;



- Sezione Penex dotata di 2 reattori con catalizzatore a letto fisso, in condizioni operative che favoriscono le reazioni di isomerizzazione e riducono le reazioni di cracking;
- Sezione deisoesanatrice per il riciclo di n-paraffine in alimento sezione Penex.

La carica all'impianto, dopo essersi miscelata con il gas di trattamento e preriscaldata mediante scambio termico con i prodotti caldi, viene alimentata al forno della sezione di desolforazione e quindi al reattore di desolforazione. A valle del reattore di desolforazione, il prodotto viene strippato dell' H_2S ed inviato alla sezione deisopentanizzatrice (per il recupero dell'iso C5).

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

La corrente liquida essiccata è preventivamente miscelata con la corrente di idrogeno di riciclo e pre-riscaldata in un treno di scambio dedicato, per poi essere immessa nel primo reattore. Il promotore (Percloroetilene) della reazione è additivato alla carica combinata. I due reattori sono predisposti per lavorare in serie: l'effluente dal primo reattore (lead reactor) alimenta il secondo reattore (lag reactor). La corrente in uscita dal primo reattore viene immessa in appositi scambiatori, dove il calore di reazione sviluppato nel primo reattore viene parzialmente assorbito dall'alimentazione al primo reattore stesso. La corrente parzialmente raffreddata viene immessa nel secondo reattore e da qui, dopo raffreddamento, viene inviata in un separatore. Il separatore separa il prodotto liquido dalla corrente gassosa ricca di idrogeno. L'idrogeno dal separatore, attraverso un demister, viene aspirato dal compressore del gas di riciclo e reimmesso nel circuito di reazione. Il prodotto liquido è inviato alla colonna stabilizzatrice per differenza di pressione. La stabilizzatrice separa l'idrogeno disciolto, le impurità presenti e i gas di cracking dalla benzina isomerata. Dalla stabilizzatrice gli idrocarburi leggeri, presenti nella alimentazione, vengono inviati, previo scambio termico, ad un accumulatore in testa colonna, mentre il prodotto di fondo viene inviato alla colonna deisoesanatrice. Il gas di testa della stabilizzatrice è inviato ad uno scrubber, dotato di una sezione di lavaggio con soluzione caustica e di una sezione di lavaggio con acqua, per rimuovere le impurità presenti ed essere successivamente inviato, una volta lavato, alla rete fuel gas. La deisoesanatrice recupera l'isoesano e i pentani dai prodotti di reazione, mentre i prodotti basso ottanici vengono riciclati in alimento alla sezione Penex.

5.3.5 Reforming Catalitico 3 – RC3

Anno di costruzione/installazione	1970
Capacità di trattamento	1.800 t/giorno di greggio
Principali interventi di modifica	1989 Inserimento del 4° reattore di reforming con sistema di rigenerazione continua del catalizzatore e inserimento dello scambiatore carica/effluente E-7N PACKINOX ad alto rendimento 2002 Revamping impianto con incremento della quantità di catalizzatore della sezione semirigenerativa.

L'impianto di Reforming Catalitico RC3 ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.

L'impianto è composto principalmente da

- sezione di desolforazione, comprendente il forno F-1, il reattore di desolforazione R-1, la colonna di strippaggio H_2S C-1 ed il reattore di "guardia zolfo" R-6N;
- sezione di reforming, comprendente lo scambiatore carica/effluente E-7N, i forni F-3AN, F-3A, F-3B, F-3CN ed i reattori R-3, R-4, R-4N e R-5N; quest'ultimo reattore è dotato di un sistema a rigenerazione continua (CCR) del catalizzatore mentre i restanti 3 reattori sono del tipo semirigenerativo;
- sezione di frazionamento, comprendente la colonna di de-etanizzazione C-3 e la colonna di stabilizzazione C-4; la colonna di assorbimento C-2 è attualmente utilizzata come semplice KO drum;
- sezione hot-oil, costituita da un circuito chiuso che comprende il forno F-2 ed i ribollitori ad hot-oil E-6, E-13, E-15;
- sezione splittaggio della riformata che separa di testa uno stream di benzina leggera e consente di incrementare ulteriormente le caratteristiche ottaniche del prodotto di fondo rispetto alla riformata tal quale.



I forni F3-AN e F3-CN della sezione di reforming sono dotati di una caldaia a recupero per la produzione di vapore MP. I fumi provenienti dai restanti forni della sezione di reforming (F3-A e F3-B) alimentano la caldaia a recupero B-1 dotata di post-combustione per la produzione di vapore MP.

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

La sezione di reforming produce H₂ puro all'85% vol circa, che viene utilizzato in tutti i processi catalitici di raffinazione (Desolfurazioni, Isomerizzazione), e benzina riformata, stabilizzata in una colonna de-etanizzatrice ed in una colonna di stabilizzazione ove di testa si separa il GPL.

5.3.6 Splitter Nafta– PV1

Viene usato per lo splittaggio di benzina riformata al fine dell'ottimizzazione delle proprietà ottaniche.

5.3.7 Splitter GPL – SGPL

Anno di costruzione/installazione	1971
Capacità di trattamento	170 t/giorno per la sezione deetanizzazione; 327 t/giorno per sezione splitting
Principali interventi di modifica	A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi.

L'impianto tratta il GPL proveniente dalla sezione di desolfurazione (Merox 2) del GPL dell'unità DP3 e il GPL prodotto dagli impianti RC3 e visbreaking.

L'impianto è costituito da una sezione di detanizzazione (colonna C1) e da una colonna di splittaggio del GPL in propano e butano.

5.3.8 Visbreaking/Thermal Cracking – VB/TC

Anno di costruzione/installazione	1982
Capacità di trattamento	3.900 t/giorno di greggio
Principali interventi di modifica	1989 Inserimento sezione di thermal cracking 2004 Revamping sezione thermal cracking

L'impianto di Visbreaking - Thermal Cracking ha lo scopo di ottenere prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio) dal residuo proveniente dagli impianti di distillazione del petrolio grezzo ottenendo anche olio combustibile e bitume.

L'impianto è costituito principalmente da:

- Sezione Visbreaking (VB) comprendente il forno VB-F1A/B, il flash drum atmosferico VB-V1, la colonna di distillazione atmosferica VB-C1, la sezione di recontacting, la colonna di distillazione sotto vuoto (flash vacuum) VB-C4, la colonna di stripper per il kero VB-C2B, la colonna stripper per il gasolio VB-C2A, la colonna stripper per il gasolio pesante atmosferico VB-C3, che costituisce parte della carica alla sezione TC;
- Sezione Thermal Cracking, (TC) comprendente l'accumulatore polmone per la carica VB-V2, il forno VB-F2 A/B, il flash atmosferico VB-V33 e la colonna vuoto (flash vacuum) VB-C5;
- Sezione idrogenazione Benzine (IB) comprendente il forno IB-F1, i due reattori IB-R1 ed IB-R2, la colonna di stabilizzazione IB-C1, la colonna di de-etanizzazione gas liquefatto (GPL) IB-C3;
- Sezione Lavaggio Gas (LG) con soluzione amminica comprendente la colonna VB-C6 di lavaggio gas proveniente dalla testa colonna di distillazione sotto vuoto, la colonna di lavaggio gas LG-C2, la colonna di lavaggio GPL LG-C1, la colonna di lavaggio gas LG C4 e la colonna di rigenerazione della soluzione amminica esausta LG-C3;
- Sezione per lo strippaggio di tutte le acque provenienti dalle altre sezioni di impianto (SWS 1) comprendente una colonna di strippaggio SWS-C1 e le attrezzature ausiliarie.

Nell'impianto VB/TC della Raffineria tali operazioni danno luogo alla produzione di:

- gas incondensati che, dopo lavaggio amminico, confluiscono nella rete fuel gas di Raffineria (sezione LG);
- distillati leggeri che, dopo trattamento di idrogenazione e desolfurazione, vengono frazionati in gas incondensati, GPL e benzina (sezione IB);



- distillati medi leggeri (gasoli) che vengono impiegati come flussanti di residui o inviati a desolforazione gasolio;
- distillati medi pesanti (gasoli pesanti) che, prodotti dalle colonne di frazionamento della sezione VB, costituiscono parte della carica alla sezione TC, dove sono sottoposti ad una ulteriore reazione di cracking termico. L'effluente forno viene separato tramite recipienti di flash in parti più leggere che sono inviate nuovamente alla colonna di frazionamento principale della sezione VB ed in parti più pesanti che vengono inviate ai serbatoi di olio combustibile;
- residuo Tar che viene inviato nei serbatoi di bitume oppure, dopo flussaggio con i distillati medi prodotti, nei serbatoi di olio combustibile;
- acque acide che, dopo un primo trattamento di decantazione per separare eventuali idrocarburi presenti, vengono inviate ad una colonna di strippaggio per la separazione dei prodotti gassosi (principalmente idrogeno solforato, ammoniaca) dall'acqua che confluisce all'impianto per il trattamento effluenti (sezione SWS).

5.3.9 Desolforazione gasolio/kerosene 1 – HF1

Anno di costruzione/installazione	1958
Capacità di trattamento	2700 t/giorno di gasolio (2500 t/giorno di kerosene).
Principali interventi di modifica	1985 Revamping con inserimento di un reattore di dewaxing (MDDW) con catalizzatore zeolitico in serie al reattore esistente e della colonna stripper a vapore. 1996 Revamping per aumento di capacità (10000 bbl/d) con sostituzione del reattore di desolforazione e del compressore per i gas di riciclo e di reintegro. 2001 Revamping con conversione reattore MDDW in HDS con reattore in serie. 2004 Revamping per aumento di capacità a 20000 BPSD e adeguamento impianto per traguardare le nuove specifiche sul contenuto di zolfo nei gasoli

L'impianto HF1 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene estratto sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (pressione media di reazione ≈ 33 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al Cobalto/Molibdeno e Nichel/Molibdeno e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 10 ppm.

L'impianto è composto principalmente da:

- Sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2);
- Sezione di strippaggio dell' H_2S comprendente la colonna di strippaggio C-101;
- Sezione di essiccamento del gasolio;
- Sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento ad alta pressione C-102 e la colonna di assorbimento a bassa pressione C-103.

L'alimento impianto, a valle delle pompe di carica, viene ripartito, tramite sistema di controllo dedicato, nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente.

La carica del ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata nel forno F-101 pervenendo in seguito al reattore R-151 e al reattore R-101N posti in serie. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione del ramo 1 vengono liberati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico C-102 per il lavaggio del gas, ricco in idrogeno, da ricircolare; il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione.

La carica del ramo 2 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata nel forno F-102 pervenendo in seguito al reattore R-102. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione del ramo 2 vengono liberati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico C-102 per il lavaggio del gas, ricco in idrogeno, da ricircolare, mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione.

Il gas dal separatore di bassa pressione, comune ai 2 rami, viene inviato alla colonna di lavaggio amminico C-103; il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di strippaggio H_2S C-101.



Il prodotto di fondo della colonna di strippaggio C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C103 mentre il liquido (naphta) è inviato all'unità DP3.

Il prodotto di fondo della colonna di essiccamento costituisce il prodotto desolfurato dell'impianto.

I gas dopo il trattamento di lavaggio amminico nella colonna C-103 vengono inviati in rete FG.

L'ammina ricca (esausta) viene inviata a rigenerazione all' Unità 22 rigenerazione ammine.

5.3.10 Desolforazione gasolio/kerosene 2 – HF2

Anno di costruzione/installazione	1972
Capacità di trattamento	2880 t/giorno
Principali interventi di modifica	1982 Revamping di capacità a 14.000 bbl/d e inserimento stripper H ₂ S a vapore. 1989 Inserimento della sezione di trattamento acque acide SWS 2 1992 Eliminazione del quenching intermedio al reattore. 1996 Revamping di capacità a 18.000 bbl/d con sostituzione del forno e inserimento della sezione di essiccazione. 2003 Revamping per adeguamento impianto a nuove specifiche sul contenuto di zolfo nei gasoli

L'impianto HF2 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene estratto sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (pressione media di reazione \approx 65 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al Cobalto/Molibdeno e Nichel/Molibdeno e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 10 ppm.

L'impianto è composto principalmente da:

- Sezione di reazione comprendente il forno B-101 ed il reattore D-102N;
- Sezione di strippaggio H₂S comprendente la colonna di strippaggio E-101;
- Sezione di essiccamento del gasolio desolfurato comprendente la colonna E-155;
- Sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento di alta pressione E203N e la colonna di lavaggio dei gas di bassa pressione E-201;

La carica viene unita all'idrogeno di make-up (proveniente dal collettore) ed all'idrogeno di riciclo compressi da apposita sezione di compressione gas e quindi, dopo preriscaldamento in treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene ulteriormente riscaldata nel forno B-101 pervenendo quindi al reattore D-102N. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione.

Nel ricevitore di alta pressione viene liberato il gas ricco di idrogeno da riciclare, previa rimozione dell'H₂S nella colonna di lavaggio E203N, mentre il liquido viene inviato al separatore di bassa pressione. I gas dal separatore di bassa pressione vengono inviati alla colonna di lavaggio amminico E-201 mentre il prodotto liquido viene inviato alla colonna di strippaggio H₂S E-101.

Da questa colonna si ottiene, come prodotto di fondo, il gasolio desolfurato (inviato poi alla sezione di essiccamento sotto vuoto E 155) e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene raffreddata ed inviata in un ricevitore per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla sezione di lavaggio amminico E-201) e del liquido recuperato (naphta inviata all'unità DP3).

I gas dopo il lavaggio amminico nella colonna E-201 vengono inviati in rete gas.

L'ammina ricca (esausta) viene inviata a rigenerazione all' Unità 22 rigenerazione ammine.

5.3.11 Unità 22 – Rigenerazione Ammine

Anno di costruzione/installazione	2003
Capacità di trattamento	73 t/h di ammina esausta
Principali interventi di modifica	A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi



La sezione di rigenerazione ammine Unità 22 è adibita alla rigenerazione della ammina esausta (ricca) proveniente dalle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2.

Le correnti di ammina esausta vengono alimentate all'accumulatore di carica V1 dove vengono omogeneizzate e dove vengono separati gli idrocarburi condensati e il gas eventualmente presenti.

La soluzione amminica viene quindi preriscaldata a spese del prodotto amminico rigenerato e quindi alimentata alla colonna di rigenerazione C1 che è riscaldata con vapore.

L'ammina rigenerata è raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2.

L'H₂S recuperato dalla testa colonna viene inviato alle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2.

5.3.12 Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR

Anno di costruzione/installazione	1972 (RZ1)
Capacità di trattamento	82 t/d di zolfo
Principali interventi di modifica	1982 Inserimento dell'unità di recupero zolfo RZ2 1996 Revamping con sostituzione del forno, camera e bruciatore per aumento di capacità dell'unità RZ2 con sistema ad aria arricchita (OxyClaus) 1999 Inserimento della sezione HCR di trattamento dei gas di coda. 2003 Revamping per aumento di capacità dell'unità RZ1 con sistema ad aria arricchita (OxyClaus)

La raffineria è dotata di 2 unità di recupero zolfo che convertono l'idrogeno solforato (H₂S) recuperato dalla testa delle colonne di rigenerazione ammine operative in Raffineria, in zolfo elementare secondo il processo Claus.

L'unità RZ1 è un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 37 t/d di zolfo. L'impianto è predisposto per la marcia con aria arricchita (OxyClaus). L'impianto è predisposto per ricevere i gas acidi da SWS.

Esso è costituita dalle seguenti attrezzature:

- caldaia D-301N;
- 2 reattori in serie D-302N e D-303N;
- ricevitore interrato F-304N;
- forno inceneritore B-301;
- serbatoio dello zolfo prodotto F-305N.

L'unità RZ2 un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 45 t/d di zolfo.

L'impianto è predisposto per la marcia con aria arricchita (OxyClaus). L'impianto è predisposto per ricevere i gas acidi da SWS.

Esso è costituita dalle seguenti attrezzature:

- caldaia F2/B2;
- 2 reattori in serie R-1 e R-2;
- ricevitore interrato S-1;
- forno inceneritore MS-1;
- serbatoio dello zolfo prodotto S-2.

I gas in uscita da entrambe le unità Claus RZ1 e RZ2 vengono collettati ed inviati all'unità HCR per un successivo trattamento (Tail gas treatment).

La sezione di trattamento dei gas di coda è progettata per rimuovere i composti dello zolfo residui contenuti nel gas di coda degli impianti Claus. Questo processo prevede la riduzione catalitica dell'SO₂ ad H₂S utilizzando H₂ come gas di riduzione. L' H₂S prodotto viene selettivamente recuperato nella sezione di lavaggio amminico (colonna assorbitrice E-502, l'ammina viene poi rigenerata presso la sezione LG dell'impianto VB o all'impianto Unità 22). L' H₂S così recuperato viene inviato nuovamente alle unità di recupero zolfo.

Il gas lavato nella colonna E-502 passa per un KO drum e viene inviato agli inceneritori esistenti degli impianti RZ1/2 dove le ultime tracce di H₂S vengono ossidate a SO₂ ed inviate al camino comune del forno B-101 dell'impianto HF2 e degli inceneritori stessi.



5.3.13 Strippaggio Acque Acide – SWS1, SWS2 e SWS3

Anno di costruzione/installazione	1982, 1989, 2001
Capacità di trattamento	47 t/h (capacità complessiva)
Principali interventi di modifica	1989 Inserimento nuova sezione SWS 2 2001 Inserimento nuova sezione SWS 3

La raffineria è dotata di 3 unità di sour water stripper (SWS), denominati SWS 1, SWS 2 e SWS 3. Il SWS 1 (1982) tratta le acque acide provenienti dall'impianto Visbreaker/Thermal Cracking; gli impianti SWS 2 (1989) e l'impianto SWS3 (2001) trattano le acque acide provenienti dagli altri impianti di Raffineria.

5.4 Servizi Ausiliari

5.4.1 Energia elettrica, vapore e recupero calore

Anno di costruzione/installazione	1993
Capacità di trattamento	v. descrizione
Principali interventi di modifica	1993 Installazione nuova centrale di cogenerazione COGE

L'impianto di Cogenerazione (COGE) fa parte dei servizi ausiliari della Raffineria ed ha lo scopo di fornire vapore ed energia elettrica necessarie sia per il funzionamento degli impianti che degli offsites. L'impianto rimpiazza la precedente Centrale Termoelettrica con un potenziamento delle precedenti prestazioni e la possibilità di cedere al RTN energia elettrica prodotta dal Turbogas. Il nuovo impianto è così strutturato dal punto di vista termico:

- 1 caldaia a recupero da Turbogas e postcombustione da 125 t/h a 43 barg (di cui 50 t/h fornite a solo recupero e 75 t/h a solo postcombustione);
- 1 caldaia a fuoco diretto da 120 t/h a 43 barg;
- 2 degasatori da 263 m³/h. 140°C, 2,2 barg;
- 1 turbina a gas da 25,6 MW elettrici;
- 1 turbina a vapore da 8,1 MVV, con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NO_x nel turbogas, derivazione di 80 t/h a 14 barg per rete vapore tecnologico agli impianti e scarico 32 t/h a 4 barg per rete riscaldamenti e processo.

Le caldaie sono entrambe dotate di bruciatori a combustione mista fuel oil / fuel gas. Il turbogas è alimentato da fuel gas prodotto dalla raffineria opportunamente compresso a 16 barg e 140 °C. I fumi di scarico della turbogas alimentano la caldaia a recupero dotata di postcombustione.

I prodotti di combustione del COGE sono convogliati al camino E18 insieme a quelli della distillazione primaria n°3 (DP3) provenienti da condotte orizzontali di collegamento.

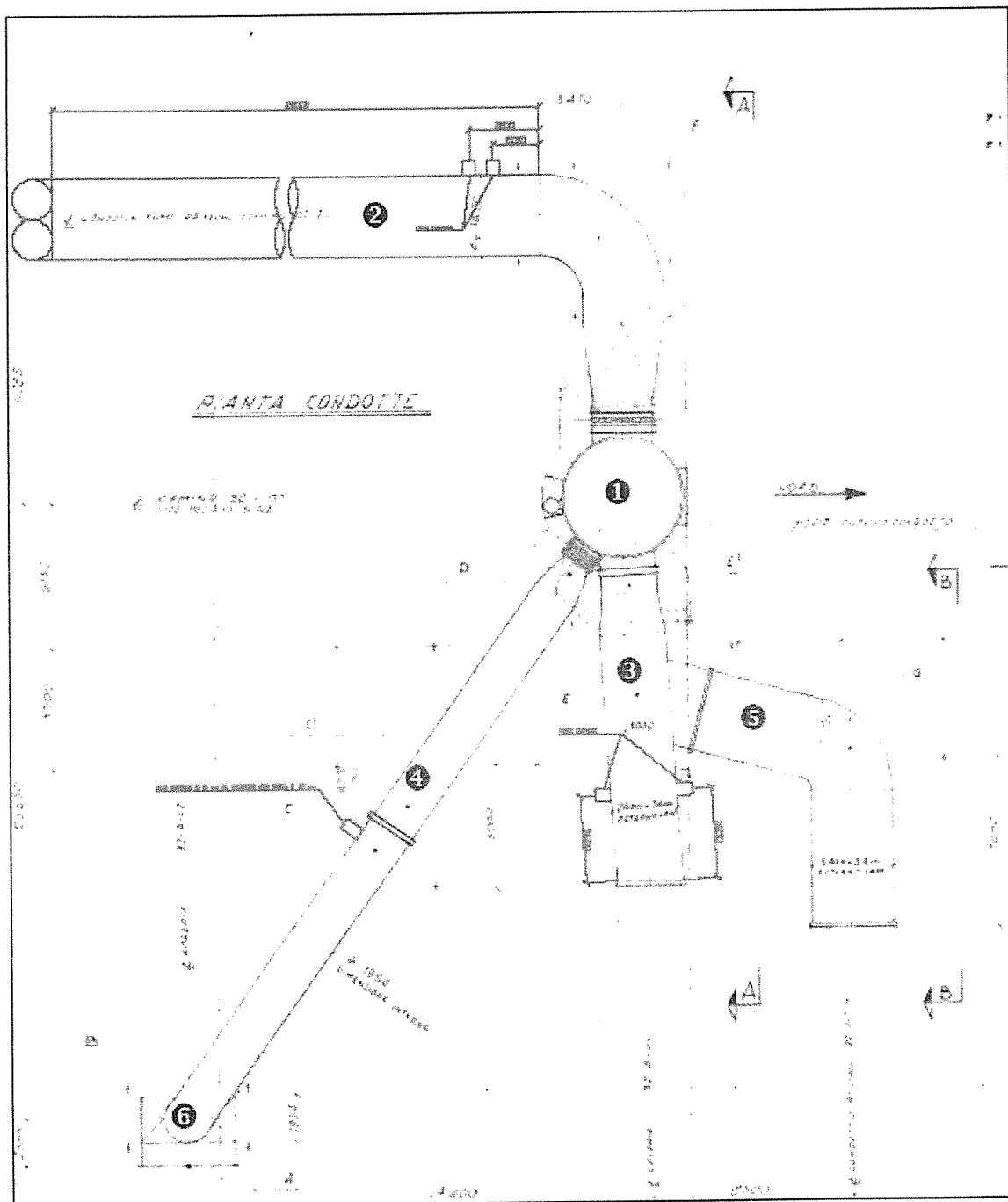
La soluzione costruttiva di un camino centralizzato per entrambi gli impianti COGE e DP3 risale al progetto di realizzazione dell'impianto COGE ed è stata regolarmente autorizzata con Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato del 15/11/1991.

Il camino è realizzato in struttura metallica a doppia camicia con interposta coibentazione ed ha le seguenti principali caratteristiche geometriche:

- altezza dal piano campagna: 80 m
- diametro interno: 5 m.

In particolare, nello schema che segue sono evidenziati:

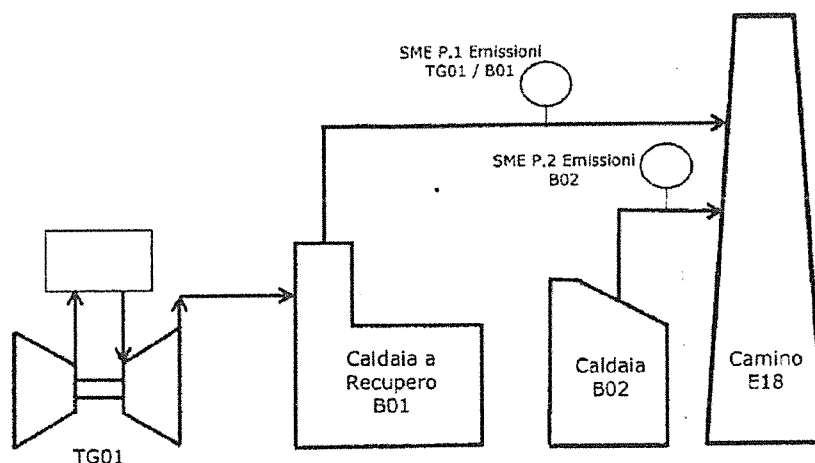
1. Camino;
2. Condotta distillazione DP3 (forno F1);
3. Condotta turbogas (TG01) +caldaia a recupero (B01);
4. Condotta caldaia a fuoco diretto (B02);
5. Condotta by-pass TG01 utilizzata in avviamento/fermata gruppo.



Schema d'assieme sbocco condotte su camino dell'Impianto di Cogenerazione
Schema condotte camino impianto COGE

Per l'Impianto COGE, trattandosi di un impianto per il quale è necessario l'adeguamento dei valori limite di emissione ai sensi dell'art. 273, co. 3 del D.Lgs. 152/06, sono stati definiti valori limite di emissione specifici con DM 298 del 23/12/2015.

L'impianto, schematizzato nella Figura sotto riportata, è così strutturato dal punto di vista termico:



Nello specifico, il Camino E18 nella sua parte afferente alla Centrale Termoelettrica (COGE) convoglia i fumi provenienti da:

- 1 caldaia a recupero (B01) che utilizza il calore residuo dei fumi provenienti da Turbogas e postcombustione da 125 t/h a 43 barg (di cui 50 t/h fornite a solo recupero e 75 t/a a solo postcombustione);
- 1 caldaia a fuoco diretto (B01) da 120 t/h a 43 barg;
- 1 turbina a gas (TG01) da 25,9 MW elettrici; la turbina a gas (TG01) di potenza termica di progetto pari a 95,5 MWt, inserita in un ciclo combinato cogenerativo ed accoppiata alla caldaia a recupero B01 dotata di un sistema di post-combustione di potenza di progetto pari a 64 MWt. La citata caldaia B01 è esercibile anche in modo indipendente, con turbina a gas ferma;
- 1 turbina a vapore (TGV) da 7,9 MW, ingresso 120 t/h con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NOx nel turbogas, derivazione di 80 t/h a 14 barg per rete vapore tecnologico agli impianti; turbina a vapore (a contropressione), in grado di produrre ulteriori 7,9 MW di energia elettrica.
- una caldaia tradizionale (B02) a fuoco diretto di potenza di progetto pari a 102 MWt.

Le attrezzature suddette (turbina a gas e caldaie) sono alimentate primariamente con Fuel gas autoprodotta proveniente dagli impianti di Stabilimento (gas residuo di raffinazione) e sono alimentate a conguaglio con metano fornito dal collettore esterno industriale SNAM.

I dati provenienti da ciascun analizzatore vengono elaborati mediante SW dedicato per la determinazione dei parametri di emissione globale dell'impianto COGE, per confrontarli con i limiti definiti dal DM suddetto.

5.4.2 Produzione di acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo è prodotta da un proprio impianto interno.

5.4.3 Produzione di acqua di raffreddamento

La raffineria utilizza acqua mare come fluido di raffreddamento (once-through cooling) in scambiatori di calore dedicati. Le acque di raffreddamento effluenti dagli impianti vengono convogliate tramite linee dedicate a vasche di calma prima dello scarico finale in laguna.

Nel sistema fluisce una portata di circa 7000 m³/h di acqua mare.

5.4.4 Produzione di aria compressa

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti. Nel sistema fluisce una portata di circa 4000 kg/h.



5.4.5 Distribuzione Fuel Oil

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie.

5.4.6 Distribuzione Fuel Gas

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie di raffineria.

La rete è costituita da due collettori di raccolta del fuel gas prodotto dagli impianti. Il collettore denominato Linea 1 riceve i gas, già trattati per la rimozione dell'H₂S, dalle attrezzature che sono esercite a pressione superiore a circa 3,5 bar mentre il collettore denominato Linea 3 riceve i gas dalle attrezzature esercite a pressioni inferiori a circa 3,5 bar (gas provenienti da topping, splitter, ecc). Il gas della linea 3 viene inviato, dopo compressione, a lavaggio con ammina per l'eliminazione dell'H₂S e immesso in Linea 1. Nella linea 1 viene anche immesso il gas, già trattato per la rimozione dell'H₂S, proveniente dal sistema di recupero gas di torcia.

Previo passaggio attraverso appositi separatori per l'abbattimento di eventuale condensa il fuel gas viene immesso nel collettore denominato Linea 2 per essere distribuito alle utenze di raffineria.

Per l'alimentazione del turbogas dell'impianto COGE, è prevista ulteriore compressione del gas prelevato da Linea 2 a circa 16 bar (fuel gas ad alta pressione).

5.4.7 Trattamento acque effluenti

Anno di costruzione/installazione	1993
Capacità di trattamento	"Pretrattamenti primari" 390 m ³ /h
Principali interventi di modifica	1995 Inserimento 2° chiarificatore secondario e inserimento nuova sezione di filtrazione (sabbia quarzifera e carboni attivi) sulla linea chimico-fisico. 2004 Revamping sezione biologica (pre-denitrificazione, ampliamento sezione nitrificazione e filtrazione a sabbia). Convogliamento acque piovane e di processo della Zona Nord-est (parco serbatoi) a sezione chimico-fisica. 2011 Dismissione della sezione "biologico" e della sezione "chimico-fisico", realizzazione della stazione di sollevamento per invio delle acque pretrattate all'impianto consortile SIFA.

Le acque reflue convogliate al collettore unico di fognatura di raffineria, non sono più trattate in un impianto interno (Impianto T.E.), ma sono inviate a trattamento esterno presso impianto di depurazione SIFA previo trattamento primario.

Questa configurazione trova riscontro negli impegni assunti dalla raffineria nell'ambito dell'Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera come già anticipato in sede di istanza AIA, nelle comunicazioni DIR 006 del 21 gennaio 2011, DIR 092 del 19 luglio 2011, ed a quanto già indicato nel PIC par. 9.4 "Prescrizioni - emissioni in acqua".

Il trattamento primario (pretrattamento) è composto dalla filiera seguente:

- prima vasca di disoleazione tramite "discoil" (Prevasca 6A);
- seconda vasca di disoleazione tramite "discoil" (Prevasca 6);
- 3 separatori a gravità tipo API (vasche Farrer S34 A/B/C).

Nelle tre vasche rettangolari Farrer ha luogo una separazione, per gravità e sedimentazione naturale, dell'olio libero e dei solidi presenti nell'acqua. Gli oli recuperati (discoil e Farrer) sono inviati ai serbatoi di recupero slop, mentre i solidi che si depositano sul fondo dei separatori gravimetrici vengono rimossi periodicamente, caratterizzati e gestiti come rifiuto.

In situazioni di elevata piovosità, l'acqua in uscita dalla Prevasca 6 viene inviata direttamente ai serbatoi di stoccaggio reflui, attraverso l'utilizzo di cinque pompe di sollevamento (P01N, P02N, P03, P04, P05).

Il refluo così trattato viene avviato per gravità alla stazione di pompaggio (S10B) per essere inviato poi al depuratore consortile SIFA e ulteriormente in situazioni di elevata piovosità, ai serbatoi di stoccaggio reflui, attraverso l'utilizzo di quattro pompe di sollevamento (P8, P11, P30NA, P30NB).

Il punto di conferimento è denominato SIFA 1.



5.4.8 Torcia

Anno di costruzione/installazione	1960
Capacità di trattamento	-
Principali interventi di modifica	1970 costruzione attuale torcia acida ed idrocarburica. 2004 Inserimento di guardia idraulica e sostituzione terminali torcia acida e idrocarburica 2005 Inserimento di una sezione di recupero gas con compressori GARO.

Le strutture operative della Raffineria che contengono sostanze infiammabili (HC, H₂) o tossiche (H₂S) non risultano essere soggette a rilasci nell'ambiente esterno, sotto forma di liquido e/o di gas, in condizione di normale funzionamento o durante gli avviamenti e le fermate. Per garantire la massima sicurezza operativa degli impianti, tutti i recipienti che lavorano sotto pressione sono dotati di valvole di scarico automatiche, secondo le norme di legge (valvole di sicurezza, valvole di depressurizzazione rapida, etc.).

Tutti gli scarichi funzionali degli impianti (sia di tipo gassoso che liquido, compresi gli scarichi delle valvole di sicurezza delle sfere GPL e delle pensiline di carico) sono convogliati attraverso i collettori di blow-down al "Sistema Torcia"; tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido. I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (slop), mentre i gas incondensabili, in condizioni normali, vengono recuperati mediante l'ausilio di un compressore ad anello liquido e previo lavaggio con ammina inviati a rete fuel gas. In condizioni anomale per scarichi di sicurezza i gas in surplus attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso la torcia di Raffineria. La presenza ed il funzionamento della torcia costituisce a tutti gli effetti un mezzo per la riduzione degli inquinanti: le reazioni di combustione sono tali da trasformare gli idrocarburi in anidride carbonica ed acqua e da convertire i limitati quantitativi di idrogeno solforato in ossidi di zolfo; il sistema è dimensionato in modo tale da consentire lo scarico contemporaneo e la combustione completa di tutti i vapori e gas provenienti dagli impianti di Raffineria per il caso considerato dimensionante.

La Raffineria è dotata di un sistema di Blow-down-torcia descritto di seguito (per eventuali approfondimenti si rimanda ai rispettivi Manuali Operativi).

Il primo sistema raccoglie gli scarichi di sicurezza derivanti da tutte le unità di processo ad eccezione dell'unità DP2.

Detti scarichi possono derivare da:

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

Sono considerate emergenze:

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

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

Tale intervento consente di utilizzare un gas di scarto che altrimenti verrebbe bruciato in torcia; quindi consente un risparmio globale sui fuels bruciati nei forni e nelle caldaie concorrendo ad abbassare le perdite della raffineria ed in ultima analisi concorre inoltre a migliorare l'impatto ambientale. Il recupero di tale aliquota di gas fa sì che si bruci meno olio combustibile con una riduzione delle emissioni atmosferiche della raffineria.

La raffineria è inoltre dotata di un sistema di "torcia acida" a cui vengono convogliate le correnti gassose contenenti gas acido (idrogeno solforato), dagli impianti di processo, come spurghi intermittenti o per sovrappressioni o per scarichi delle valvole di sicurezza.



Detti scarichi possono derivare da:

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

In merito alla rilevanza ambientale del sistema di blow-down e torcia, si osserva come le quantità di idrocarburi scaricate in torcia non siano quantificabili a priori perché dipendono dalla durata dell'emergenza. La documentazione di supporto (Manuali Operativi) disposta dalla Raffineria in tale ambito risulta, comunque, estremamente dettagliata ed in grado di determinare le caratteristiche dei flussi scaricati in torcia dagli impianti connessi a blow-down (portata, potere calorifico, composizione chimica), dimensionati in caso di mancanza di energia elettrica (condizione di progettazione).

Anche in condizioni anomale di processo, grazie al funzionamento del Sistema blow-down e della Torcia, risulta contenuta e relativamente sotto controllo l'emissione in atmosfera di sostanze tossiche e/o infiammabili, che si può pertanto circoscrivere solo in corrispondenza di eventi accidentali rilevanti. In particolare, la produzione dei maggiori quantitativi di SO₂ (da combustione di H₂S) è correlata a specifiche condizioni operative.

5.5 Condizioni di malfunzionamento e fermate non programmate

Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria;
- manutenzione e verifiche di legge;
- fermata generale di manutenzione;
- pianificazione produttiva.

Le attività previste durante le fasi di manutenzione dipendono dallo scopo della fermata e dalla tipologia di unità e sono definite da specifiche procedure ed istruzioni operative, che definiscono inoltre le modalità con cui fermare le varie apparecchiature in modo che le operazioni avvengano in condizioni di sicurezza e di controllo dell'eventuale impatto ambientale.

Per quanto riguarda le operazioni di fermata impianti si possono individuare due distinte tipologie:

1. **fermata con impianti pronti per ripartenza** – ovvero lasciati in pressione e con i livelli di idrocarburi nelle varie apparecchiature, che accade in concomitanza con interventi di manutenzione su apparecchiature sezionabili rispetto al resto dell'unità e comunque per interventi che non richiedano l'ingresso in apparecchiature, non comportando significativi rilasci verso i circuiti chiusi di recupero (pump-out e blow-down);
2. **fermata prolungata per interventi di notevole entità** – per riparazione e manutenzioni in corrispondenza di fermata generale della Raffineria e/o condizioni particolari, che comporta la depressurizzazione e lo svuotamento totale delle apparecchiature verso i circuiti chiusi di recupero pump-out (correnti liquidi) e/o blow-down (correnti gassose);

In generale le attività di manutenzione possono riguardare:

- pulizia forni e bruciatori;
- sostituzione catalizzatori;
- lavaggio scambiatori e linee;
- pulizia colonne;
- sostituzione di apparecchiature e componenti;
- verifica funzionamento e taratura strumentazione;
- verifica funzionamento delle sicurezze elementari delle macchine-apparecchiature;
- verifica funzionamento dei sistemi di messa in sicurezza impianti;

oltre che eventuali attività di miglioramento delle unità.

Tipicamente le attività di manutenzione sono affidate in appalto a ditte esterne le quali sono tenute al rispetto delle procedure di Raffineria di Venezia, in particolare per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza e di protezione ambientale. Ogni attività è comunque supervisionata da uno specifico referente di commessa di Raffineria di Venezia, che si occupa di garantire che le attività vengano svolte nel rispetto delle procedure previste.

La Raffineria di Venezia, nell'ambito della propria politica ambientale prevede specifiche procedure per evitare:



- emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature;
- spandimento di idrocarburi sul terreno durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – oltre al collettamento mediante apposito circuito, generalmente le aree di impianto sono pavimentate, con opportune pendenze, al fine di convogliare gli spandimenti verso i pozzetti del sistema fognario per il recapito al sistema di trattamento reflui;
- sversamento incontrollato di idrocarburi in fogna durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – qualora presente è previsto il collettamento al sistema di pump-out della raffineria (che recapita in apposito serbatoio di slop), oppure il collettamento avviene mediante l'allestimento di circuiti dedicati o solamente nell'ultima fase è previsto il collettamento a fogna;
- emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all'ausilio di pig;
- emissioni acustiche incontrollate.

È inoltre previsto:

- la gestione di eventuali scarichi gassosi di emergenza o sovrappressione da parte di varie apparecchiature mediante collettamento al circuito di blow-down e successiva combustione mediante le torce di stabilimento;
- un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- classificazione e separazione dei rifiuti al fine di garantire, ove possibile, una raccolta differenziata degli stessi ed avviarli ad un idoneo smaltimento.

Infine alcune unità prevedono fermate specifiche per il ripristino dell'efficienza produttiva mediante la rimozione del coke formatosi sul catalizzatore o sui serpentini dei forni dell'unità (ad esempio la rigenerazione del catalizzatore dell'unità di Reforming e il decoking dei forni delle unità VBTC effettuato a freddo mediante la tecnologia con pig). La frequenza di esecuzione delle attività descritte è variabile:

Unità	ATTIVITA'	Durata	FREQUENZA
RC3	Rigen. Catalizzatore	6 giorni	Ogni 2 anni
ISOMERIZZAZIONE	Rigen. Catalizzatore*	5 giorni	Ogni 2 anni
VB/TC	Decoking forni	4 giorni	Ogni 12 mesi

* L'adeguamento tecnologico dell'unità di Isomerizzazione non richiede la rigenerazione del catalizzatore in situ.

Oltre alle fermate programmate sopra descritte, il regime di funzionamento tipico delle operazioni di raffineria, continuo, può venir alterato in seguito a:

- Condizioni anomale e di emergenza;
- Fermate per manutenzione straordinaria;
- Marcia in assetto non standard per esigenze contingenti.

In tali eventi non è possibile definire a priori caratteristiche di funzionamento dato che queste dipendono dalle condizioni contingenti in cui le unità potrebbero trovarsi ad operare. Tuttavia anche nei casi sopra descritti, i potenziali impatti ambientali che possono derivare sono legati alle seguenti attività:

- interventi di manutenzione, messa in sicurezza e/o bonifica delle apparecchiature – gli aspetti ambientali rilevanti di tale situazione sono già descritti in precedenza;
- mancanza di alimentazione utilities/servizi ausiliari (energia elettrica, vapore, aria strumenti, acqua di raffreddamento) – la probabilità di accadimento è molto bassa data la diversificazione delle fonti energetiche di vapore ed elettricità e gli aspetti ambientali di tale situazione sono riconducibili al potenziale rilascio di idrocarburi verso la torcia, dovuta all'intervento delle valvole di sicurezza degli impianti;
- avviamento e fermata impianti.

Tali situazioni risultano disciplinate da specifiche procedure ed istruzioni operative, con particolare riferimento ai Manuali Operativi degli impianti, finalizzate a garantire che tutte le unità operino in condizioni di sicurezza e che permettano un adeguato controllo dell'eventuale impatto ambientale.



Il Gestore ha precisato che, con riferimento all'anno 2015, non sono occorsi né malfunzionamenti né fermate non programmate e che gli impianti sono stati eserciti per tutto l'anno nel solo ciclo "green" di Raffineria.

5.5.1 Analisi delle fermate non programmate

La Raffineria è dotata di un sistema di controllo operativo, regolato da specifiche procedure, che prevede la registrazione di tutti gli eventi in cui avviene una fermata delle varie unità, la durata della fermata e la causa della fermata.

In particolare vengono registrate le fermate classificandole secondo le seguenti categorie:

- fermate per manutenzione programmata di Turnaround (MTA);
- altre fermate per manutenzione programmata sia dovute all'unità, che indotte da altre unità;
- fermate di esercizio programmate sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate programmate per miglioramento unità a seguito progetti di investimento;
- fermate per upset tecnici sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per upset di esercizio sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per altre cause di esercizio;
- fermate per programmazione operativa;
- fermate per altre cause esterne o per avverse condizioni meteo.

Per valutare l'affidabilità delle unità vengono inoltre calcolati una serie di indicatori prestazionali (Service Factor, Reliability Factor e Operational Availability).

La seguente tabella riassume i dati rilevanti dei blocchi temporanei non programmati occorsi nell'anno 2013, fornendo anche una descrizione di tali eventi. Con riferimento alla classificazione sopra descritta, sono riportati:

- fermate per upset tecnici sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per upset di esercizio sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per altre cause di esercizio;
- fermate per altre cause esterne o per avverse condizioni meteo.

I tempi riportati nella tabella sono comprensivi delle attività di manutenzione necessarie per il ripristino del funzionamento.

Unità	Upset tecnici	Upset esercizio	Cause esterne Meteo	Descrizione
VB/TC	312 h	0	0	Colonna C1 - Fermo impianto per pulizia scambiatori e colonna atmosferica (13 gg di manutenzione)
TURBINA A VAPORE	120 h	0	0	Fermo della macchina per cambio cuscinetti (5 giorni di manutenzione)

5.5.2 Analisi della gestione dei malfunzionamenti

La raffineria è dotata di un sistema di gestione per la sicurezza (SGS) e per l'ambiente (SGA). Nell'ambito dei sistemi sono formalizzate delle specifiche procedure per la registrazione e l'analisi di eventuali malfunzionamenti della raffineria che possono comportare delle ripercussioni sulla sicurezza degli operatori e/o impatti sull'ambiente. Le procedure PS sono state integrate nel SGI di Raffineria (PS05/PA05 → pro sg hse 008; PS19/PA19 → pro sg hse 013).

La raffineria, in base alla procedura di cui sopra, per ogni malfunzionamento significativo, svolge un'analisi del malfunzionamento al fine di identificare eventuali azioni correttive.

Nella seguente tabella è riportato l'unico incidente occorso nel 2014, dal rilascio dell'AIA.



Data	Impianto	Breve descrizione	Causa del disservizio	Effetto	Azioni immediate	Azione correttiva
19/11/2014	Isola dei Petroli (MOV1)	Perdita accidentale di prodotto petrolifero in Isola dei Petroli e presenza di aloni iridescenti sullo specchio d'acqua del canale Vittorio Emanuele III prospiciente l'Isola dei Petroli.	Danneggiamento localizzato di linea di trasferimento o prodotti petroliferi, verosimilmente legato all'accidentale e rimozione dello strato di rivestimento superficiale di catramatura protettiva.	Rischi di inquinamento di corpi idrici a causa di sversamenti incidentali di prodotti petroliferi	Eliminazione della perdita mediante isolamento e messa in sicurezza del sistema	Messa in sicurezza e ripristino secondo quanto riportato nella lettera DIR 130 del 19.12.2014 "Relazione tecnica relativa alle attività di Messa in Sicurezza di Emergenza/Misure di Prevenzione effettuate e alla proposta di Piano di Caratterizzazione".

5.6 Consumo, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

5.6.1 Materie prime e semilavorati

La Raffineria di Venezia utilizza materie prime ed ausiliari costituiti principalmente da grezzi di petrolio, semilavorati, additivi e *slop*. La seguente tabella, redatta sulla base delle Schede B.1.1 *Consumo di materie prime (parte storica)* e B.1.2 *Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)* riporta i dati relativi alle principali materie prime (materie prime e semilavorati) consumate presso l'impianto nell'anno di riferimento 2013 e alla capacità produttiva.

Descrizione	Tipologia	Fasi di utilizzo	Consumo anno di riferimento 2013 (t/anno)	Consumo alla capacità produttiva (t/anno)
Petrolio grezzo	Materia prima	Raffinazione	1.446.601	4.550.000
Nafta	Semilavorati	Raffinazione	169.134	865.000
Gasoli	Semilavorati	Raffinazione		
Oli combustibili	Semilavorati	Raffinazione		
Bio-ETBE	Semilavorati	Stoccaggio e Movimentazione		
Esteri Metilici di acidi grassi (Biodiesel)	Semilavorati	Stoccaggio e Movimentazione		
Light Cracking Naphtha (LCN)	Semilavorati	Stoccaggio e Movimentazione		



5.6.2 Combustibili

I principali combustibili utilizzati presso la Raffineria di Venezia sono costituiti da *fuel oil* e *fuel gas* prodotti dal Complesso, oltre a gas naturale prelevato da rete.

La seguente tabella, redatta sulla base delle Schede B.5.1 *Combustibili utilizzati (parte storica)* e B.5.2 *Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)*, riporta i consumi e le caratteristiche dei diversi tipi di combustibili utilizzati presso l'impianto nell'anno di riferimento 2013 e alla capacità produttiva.

Combustibile	% S	PCI (kJ/kg)	Consumo Anno 2013 (t)	Consumo annuo alla MCP(t)
Fuel oil	0,85	40.168	39.323	123.683
Fuel gas	0,05	48.118	41.699	131.156
Fuel gas AP	0,05	47.097	14.429	45.384
Gas naturale	-	49.004	30.619	96.306

5.6.3 Stoccaggio dei prodotti

La Raffineria di Venezia è dotata di un **Parco serbatoi** per lo stoccaggio delle materie prime da lavorare, delle materie recuperate, e dei prodotti intermedi e finiti; i serbatoi sono distribuiti all'interno della Raffineria in funzione del contenuto.

Tutti i prodotti ottenuti dagli impianti ed il grezzo da lavorare sono contenuti in appositi serbatoi e movimentati mediante pompe attraverso adeguate tubazioni che collegano opportunamente tra di loro gli impianti, i serbatoi ed i punti di carico/scarico via terra e via mare.

La seguente tabella, tratta dalla Scheda B.13 *Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi*, riporta l'elenco dei serbatoi presenti presso la Raffineria di Venezia, con indicazione delle caratteristiche costruttive, delle capacità di stoccaggio e dei materiali stoccati.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
 PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
1	RAFFINERIA	E 286105.1 N 5037496.3	37300 mc	5600,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Ulio combustibile	57.300 mc	102
2	RAFFINERIA	E 286020.4 N 5037652.1 E 286026.5 N 5037574.6 E 286107.9 N 5037659.3 E 286108.1 N 5037709.8 E 286107.4 N 5037821.7 E 286430.3 N 5037776.3 E 286300.2 N 5037780.0 E 286346.3 N 5037704.8	120420 mc	31496 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Gasolio semi-lavorato	28.000 mc	112
							37.000 mc	113
							17.000 mc	103
							12.500 mc	104
							11.000 mc	105
							1.600 mc	202
							1.600 mc	203
3	RAFFINERIA	E 286107.1 N 5037893.4 E 286100.1 N 5037954.3 E 286023.9 N 5037953.7 E 286015.5 N 5037842.8 E 286015.7 N 5037821.5 E 286282.2 N 5037676.9 E 286304.2 N 5037674.3 E 286573.0 N 5037587.9 E 286578.7 N 5037638.9 E 286246.7 N 5037804.0 E 286253.4 N 5037860.8 E 286252.5 N 5037956.5 E 286276.5 N 5037953.6	139180 mc	37967,6 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Benzina semi lavorata	19.400 mc	106
							18.400 mc	107
							18.000 mc	108
							18.000 mc	109
							19.400 mc	110
							1.600 mc	226
							1.600 mc	227
							10.500 mc	308
							10.500 mc	309
							4.100 mc	516
							9.000 mc	517
4	ISOLA PIETROTTI	E 286450.7 N 5037136.2 E 286155.0 N 5036881.2 E 286225.4 N 5036822.6 E 286367.7 N 5036796.3 E 286438.7 N 5036647.8 E 286581.1 N 5036531.4 E 286660.5	512900 mc	121919,2 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Greggio*	26.300 mc	151
							28.200 mc	152
							26.600 mc	153
							26.400 mc	155
							26.400 mc	156
							26.200 mc	158
							30.200 mc	159



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

N° area	Nome identificativo area	Coordinate (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m³)	Superficie (m²)	Caratteristiche (Pavimentazione, vegetazione, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m³)	Mediatura di stoccaggio
		N 5036453,9 E 286545,0 N 5037136,2 E 286443,0 N 5037136,2 E 286341,4 N 5036598,7 E 286248,8 N 5036681,6 E 286137,4 N 5036769,2 E 286034,4 N 5036849,3					50.000 mc	160
							50.400 mc	161
							50.500 mc	162
							50.900 mc	163
							51.000 mc	164
							51.000 mc	165
5	ISOLA PETROLI	E 286296,4 N 5036764,5	26500 mc	6688,8 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Slup	26.500 mc	154
6	ISOLA PETROLI	E 286510,0 N 5036589,3	26400 mc	6414,4 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Greggio*	26.400 mc	157
7	RAFFINERIA	E 286416,1 N 5037730,1 E 286352,4 N 5037671,3 E 286350,9 N 5037669,4	21000 mc	6230,4 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Gasolio semilavorato	17.000 mc	111
							1.600 mc	228
							1.800 mc	229
8	RAFFINERIA	E 286318,6 N 5037741,0	860 mc	302 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Greggio	860 mc	205
9	RAFFINERIA	E 286297,9 N 5037710,5 E 286259,8 N 5037915,4	18600 mc	4661,2 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Gasolio semilavorato	0,600 mc	200
						Biodiesel	9,000 mc	518
10	RAFFINERIA	E 286566,8 N 5037516,1	29100 mc	4163,2 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Carb. combustibile	29.100 mc	340
11	RAFFINERIA	E 286473,1 N 5037622,0 E 286489,7 N 5037683,6 E 286473,1 N 5037686,0 E 286477,5 N 5037593,1 E 286192,9 N 5038022,6	9650 mc	4106,4 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Kero	1.200 mc	307
							1,000 mc	319
							1,000 mc	320
							1,100 mc	325
							5,350 mc	505
12	RAFFINERIA	E 286365,1 N 5037741,0 E 286455,2 N 5037214,7 E 286418,9	3425 mc	1360 mq	Bacino di contenimento e canaletta perimetrale ove previsto	Slup	1,125 mc	207
							300 mc	401
							400 mc	402



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA – ID 6/1059

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzioni, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
		N 5037216.6 E 286411.9 N 5037200.6 E 286426.4 N 5037198.6					300 mc	008
		300 mc					409	
11	RAFFINERIA	E 286368.2 N 5037225.5 E 286357.7 N 5037206.2 E 286378.7 N 5037205.7	1100 mc	1402,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Olio combustibile interni	900 mc	404
		950 mc					405	
		1.450 mc					410	
14	RAFFINERIA	E 286190.1 N 5037908.7 E 286190.2 N 5037963.1 E 286190.0 N 5037963.7 E 286211.7 N 5037900.3 E 286213.5 N 5037917.4 E 286213.3 N 5037934.6 E 286211.2 N 5037951.5	21600 mc	4639,6 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Olio combustibile	5.400 mc	502
		5.400 mc					503	
		5.400 mc					504	
		1.350 mc					512	
		1.350 mc					511	
		1.350 mc					514	
15	RAFFINERIA	E 286192.5 N 5038070.6 E 286192.3 N 5038115.7	10700 mc	3458 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Benzina semilavorata	5.350 mc	506
		5.350 mc					507	
16	RAFFINERIA	E 286192.0 N 5038163.9 E 286191.8 N 5038211.9 E 286191.6 N 5038259.9 E 286204.4 N 5038297.9	28600 mc	8324,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Benzina finita	5.400 mc	508
		5.400 mc					509	
		5.300 mc					510	
		12.500 mc					511	
17	RAFFINERIA	E 286196.9 N 5037608.3 E 286236.1 N 5037572.4 E 286241.5 N 5037563.0 E 286239.4 N 5037573.5 E 286236.4 N 5037548.4 E 286198.2 N 5037561.1 E 286200.4 N 5037578.9 E 286179.1 N 5037566.2 E 286182.6 N 5037581.3	19400 mc	3918,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Bitume	4.300 mc	600
		2.100 mc					601	
		2.100 mc					602	
		2.100 mc					603	
		500 mc					604	
		2.200 mc					605	
		2.200 mc					606	
		1.950 mc					607	
		1.950 mc					608	
18	RAFFINERIA	E 286243.4 N 5037549.8 E 286232.5 N 5037550.9	800 mc	244,1 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	HOT OIL	420 mc	629
		470 mc					633	

AM



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
 PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m³)	Superficie (m²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzioni, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m³)	Modalità di stoccaggio
19	RAFFINERIA	E 286223.0 N 5037552.4	470 mc	128,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Acqua	470 mc	636
20	ZONA NORD EST	E 286554.9 N 5038047.1	415 mc	267,6 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Slogi	415 mc	708
21	ZONA NORD EST	E 286571.1 N 5038024.8 E 286597.7 N 5037999.6	2560 mc	780,4 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Olio combustibile	2.000 mc	710
							560 mc	312
22	ZONA NORD EST	E 286585.1 N 5038013.7 E 286616.7 N 5037999.7	2470 mc	802,4 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Biodiesel	2.000 mc	711
							470 mc	717
23	ZONA NORD EST	E 286607.1 N 5037991.9 E 286616.4 N 5037984.4 E 286625.8 N 5037976.8 E 286634.8 N 5037969.5 E 286669.0 N 5037986.4 E 286719.8 N 5037867.1	7384 mc	1480,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Keros	560 mc	713
							560 mc	719
							560 mc	315
							470 mc	716
							1.744 mc	8008
							1.744 mc	8012
							1.750 mc	8013
24	ZONA NORD EST	E 286616.4 N 5037873.8 E 286632.3 N 5038000.5	5980 mc	1018,4 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Benzina finale	1.650 mc	719
							1.650 mc	721
25	ZONA NORD EST	E 286614.6 N 5038015.0	1650 mc	526 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Benzina semilavorata	1.650 mc	722
26	ZONA NORD EST	E 286702.9 N 5037940.8 E 286801.2 N 5037849.5 E 286840.2 N 5037817.8 E 286783.7 N 5037748.1 E 286877.1 N 5037787.7 E 286820.7 N 5037717.5 E 286915.2 N 5037756.5 E 286887.2 N 5037721.7 E 286889.1 N 5037890.0 E 286721.9 N 5037909.2	112950 mc	20231,2 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Gasolio finito	5.700 mc	720
							14.400 mc	724
							14.400 mc	726
							14.000 mc	728
							14.350 mc	729
							14.400 mc	731
							14.000 mc	732
							14.350 mc	733
							1.650 mc	801
							5.700 mc	805



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
 PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Perimetrazione, copertura, recinzioni, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
27	ZONA NORD EST	E 286772,9 N 5037814,5 E 286744,7 N 5037779,5 E 286811,7 N 5037783,0 E 286838,5 N 5037752,3 E 286858,6 N 5037686,3	71600 mc	11712 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Olio combustibile	14.400 mc	TK4
							14.400 mc	TK5
							14.400 mc	TK7
							14.400 mc	TK9
28	ZONA NORD EST	E 286749,3 N 5037886,9 E 286578,5 N 5037914,6	13600 mc	3410,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Acque reflue	5.700 mc	TK4
							7.900 mc	TK4
29	RAFFINERIA	E 286490,5 N 5037881,3 E 286402,0 N 5037147,4 E 286373,4 N 5037173,5 E 286407,4 N 5037182,8 E 286208,9 N 5037496,3	36000 mc	9592,8 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Acque reflue	5.400 mc	TK1
							11.900 mc	TK1
							2.800 mc	TK2
							4.700 mc	TK5
30	RAFFINERIA		244 mc	165,6 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Additivi	70 mc	DP1
							70 mc	DP2
							54 mc	M14
							70 mc	DP2
31	RAFFINERIA	E 287841,0 N 5036794,7 E 287872,9 N 5036798,8	170 mc	97,2 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Zolfo	100 mc	F305
							70 mc	S2
32	RAFFINERIA	E 286461,2 N 5037594,9 E 286412,8 N 5037492,7	2100 mc	534,4 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Acqua demin.	1.100 mc	321
							1400 mc	DM1
33	RAFFINERIA	E 286390,0 N 5037457,2 E 286423,5 N 5037493,6	460 mc	145,6 mq	Bacino di contenimento e canalotta perimetrale ove previsto	Coescenza	248 mc	108
							212 mc	DD8
34	RAFFINERIA	E 286599,7 N 5037968,1	5640 mc	3994,6 mq	Serbatoi tumulati	GPL	232 mc	TK 71
							232 mc	TK 72
							386 mc	TK 73
							386 mc	TK 74
							386 mc	TK 75
							386 mc	TK 76
							386 mc	TK 77
							386 mc	TK 78
							386 mc	TK 79
							386 mc	TK 80
							348 mc	TK 81
							348 mc	TK 82
							348 mc	TK 83
							348 mc	TK 84
348 mc	TK 85							



N area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
							348 mc	TK 86
35	ZONA NORD EST	E 286516.7 N 5037604.1	99 mc	321.2 mq	Serbatoi tumulati	Butano	99 mc	V6
38	RAFFINERIA	E 286447.9 N 5037790.2	5,07 mc	97,6 mq	Serbatoi interrati a doppia parete con sistema di rilevamento perdite	Gasolio	5,07 mc	1
			3,185 mc			Benzina	3,185 mc	2
			2,56 mc			Benzina	2,56 mc	3
39	RAFFINERIA	E 286547.7 N 5037771.3	5,00 mc	8,4 mq	Serbatoio con bacino di contenimento	Gasolio Risc.	5,00 mc	IR-TECON
40	ZONA NORD EST	E 286475.0 N 5038189.9	15,6 mc	10 mq	Serbatoio con bacino di contenimento	Gasolio Risc.	15,6 mc	IR-Uffici ZNE
41	PORTO S. LEONARDO	E 286857.3 N 5037639.2	60 mc	72,4 mq	Serbatoio tank con bacino di contenimento	Gasolio	30 mc	S1
						Gasolio	30 mc	S2

Note
*In base alle esigenze operative, i serbatoi di stoccaggio del greggio possono temporaneamente essere utilizzati per lo stoccaggio di acque reflue da inviare all'impianto di trattamento.

5.7 Consumi idrici

Dalle Schede B.2.1 *Consumo di risorse idriche (parte storica)* e B.2.2 *Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)*, risulta che gli approvvigionamenti idrici Raffineria sono costituiti da:

- acque superficiali da acquedotto industriale VERITAS (ex C.U.A.I.) per uso industriale (processo),
- acqua potabile da acquedotto comunale VERITAS per uso igienico-sanitario,
- acqua di Laguna per uso industriale (raffreddamento),
- acqua di riuso da impianto di depurazione SIFA ad uso servizi.

Si precisa che il prelievo di acqua dalla laguna è stato autorizzato con atti del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti prot. n. 7246 del 06.02.2016, valido sino al 04.01.2019, e prot. n. 11809 del 27.04.2015, valido sino al 26.04.2019.

Per quanto riguarda, invece, l'attingimento di acqua industriale dall'acquedotto Veritas, esso risulta essere stato richiesto con prot. Veritas n. 15051 del 10.05.2006, per un quantitativo pari a 342.950 m³ a bimestre.

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.2.1 *Consumo di risorse idriche (parte storica)* e B.2.2 *Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)*, si riportano i consumi reali di acqua della Raffineria per l'anno di riferimento 2013 e il consumo stimato alla capacità produttiva, con indicazione delle fasi nelle quali vengono utilizzate le acque in attingimento.



Tabella redatta sulla base delle Schede B.2.1 *Consumo di risorse idriche (parte storica)* e B.2.2 *Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)*:

Approvvigionamento	Fase utilizzo	Consumi anno 2013			Consumo alla capacità produttiva			Presenza contatore
		Volume totale (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria (m ³ /h)	Volume totale (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria (m ³ /h)	
Acque superficiali da acquedotto industriale VERITAS (ex C.U.A.I.) (AQ11) (uso industriale – processo)	Tutte le fasi del processo	1.528.374	4.187,3	174,5	2.628.000	7.200	300	SI
Acqua da acquedotto comunale VERITAS (AQCI, AQC2) (uso igienico sanitario)	Tutte le fasi del processo	113.253	310,3	12,9	140.000	384	16	SI
Acqua di Laguna (AL1) (uso industriale – raffreddamento)	Tutte le fasi del processo	30.397.251	83280,1	3470,0	70.080.000	192.000	8.000	SI
Acqua di riuso da impianto di depurazione SIFA (uso servizi)	Tutte le fasi del processo	312.509	856,2	35,7	400.000	1.096	110	SI

5.8 Aspetti energetici

La raffineria è un impianto ad alta intensità energetica, che utilizza però principalmente combustibili prodotti internamente dai processi di raffinazione come gas combustibile (fuel gas) e combustibili liquidi (fuel oil).

I combustibili vengono utilizzati per alimentare i forni, le caldaie e la turbina a gas per la produzione di vapore ed elettricità. La produzione di vapore del COGE è integrata dalla produzione di vapore di varie caldaie a recupero presenti negli impianti di processo. L'energia elettrica prodotta dalla turbina a gas è integrata con quella prodotta da una turbina a vapore a contropressione.

La raffineria, pur essendo autonoma dal punto di vista della produzione di energia elettrica, è collegata alla rete di trasmissione nazionale RTN alla quale cede le eccedenze di energia prodotta e dalla quale viene alimentata in caso di fermata dei generatori per manutenzione.



5.8.1 Produzione di energia

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.3.1 *Produzione di energia (parte storica)* e B.3.2 *Produzione di energia (alla capacità produttiva)*, si riportano i dati relativi all'**energia prodotta** dalla Raffineria nell'anno di riferimento 2013 e la stima dell'energia prodotta alla capacità produttiva.

Fase	Apparecchiatura	Potenza termica (kW)	Combustibile utilizzato	Energia termica prodotta (MWh/a)		Energia elettrica prodotta (MWh/a)	
				Anno 2013	MCP	Anno 2013	MCP
Impianto DP2	Forno H1	24.800	Fuel gas Fuel oil	0	217.205	-	-
Impianto DP2	Forno H2		Fuel gas Fuel oil				
Impianto DP2	Forno H3		Fuel gas Fuel oil				
Impianto VB/TC	Forno VB F1A/B	67.800	Fuel gas Fuel oil	186.924	593.928	-	-
Impianto VB/TC	Forno VB F1A/B		Fuel gas Fuel oil				
Impianto VB/TC	Forno IB F1		Fuel gas				
Impianto ISO	Forno A10 1	30.800	Fuel gas Fuel oil	101.855	269.808	-	-
Impianto ISO	Forno B10 1		Fuel gas Fuel oil				
Impianto RC3	Forno F1	21.271	Fuel gas Fuel oil	63.201	186.334	-	-
Impianto RC3	Forno F2		Fuel gas Fuel oil				
Impianto RC3	Forno F3AN/CN	33.890	Fuel gas Fuel oil	85.879	296.876	-	-
Impianto RC3	Forno F3A	49.301	Fuel gas Fuel oil	121.538	431.877	-	-
Impianto RC3	Forno F3B		Fuel gas Fuel oil				
Impianto RC3	Caldaia B1		Fuel gas Fuel oil				
Impianto HF1	Forno F101	12.195	Fuel gas Fuel oil	31.629	106.828	-	-
Impianto HF1	Forno F102		Fuel gas Fuel oil				
Impianto HF2	Forno B101N	16.462	Fuel gas Fuel oil	28.741	144.207	-	-
Impianto Claus RZ1	Postcombustore termico B301		Fuel gas				
Impianto Claus RZ2	Postcombustore termico MS1		Fuel gas				



Fase	Apparecchiatura	Potenza termica (kW)	Combustibile utilizzato	Energia termica prodotta (MWh/a)		Energia elettrica prodotta (MWh/a)	
				Anno 2013	MCP	Anno 2013	MCP
Impianto DP3	Forno F1	224.000	Fuel gas Fuel oil	976.182	1.962.240	-	-
Impianto COGE	Caldaia B1		Fuel gas Fuel oil			-	-
Impianto COGE	Caldaia B2		Fuel gas Fuel oil			-	-
Impianto COGE	Turbina TG01		Fuel gas				235.640
Impianto COGE	Turboalternatore TGV	-	Vapore	-	-	-	70.950
Centrale Termica APL (ex STAP)	Centrale termica	-	Gasolio	-	3.806	-	-
TOTALE		480.519	-	1.595.949	4.209.303	145.275	306.590

Sempre dalle Schede B.3.1 e B.3.2, risulta che parte dell'energia elettrica prodotta dall'impianto COGE viene ceduta a terzi e, in particolare, tale quota risulta pari a 59.969 MWh/a nell'anno di riferimento 2013 e 105.000 MWh/a alla capacità produttiva.

5.8.2 Consumo di energia

L'energia elettrica consumata dalla Raffineria di Venezia è in parte acquistata dalla rete Enel e in parte generata dall'impianto COGE.

Nelle tabelle seguenti, redatte sulla base delle Schede B.4.1 *Consumo di energia (parte storica)* e B.4.2 *Consumo di energia (alla capacità produttiva)*, si riportano i consumi reali di energia termica ed elettrica per l'anno di riferimento 2013, i consumi stimati alla capacità produttiva nonché i consumi specifici per unità di carica alla singola fase dell'impianto.

Fase o gruppo di fasi	Prodotto principale	Consumi anno 2013 (MWh/a)		Consumi specifici anno 2013 (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
DP2	Greggio	0	0	-	-
DP3	Greggio	56.192	13.012	36,6	8,5
ISO	Nafta semilavorata	35.990	6.100	398,8	67,6
RC3	Nafta semilavorata	75.252	10.526	264,9	37,0
PV1					
SPL GPL	GPL	10.081	124	551,4	6,8
SWS3	Acque acide	15.007	202	142,1	1,9
VB/TC	Residuo da Greggio	55.850	14.881	76,6	20,4
SWS1	Acque acide	5.899	151	230,5	5,9
HF1	Gasolio semilavorato	19.987	6.293	58,5	18,4
U22	Ammine da lavaggio Gas	17.105	1.111	58,5	3,8
HF2	Gasolio semilavorato	19.585	6.668	68,2	23,2
SWS2	Acque acide	4.568	176	139,4	5,4



Fase o gruppo di fasi	Prodotto principale	Consumi anno 2013 (MWh/a)		Consumi specifici anno 2013 (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
RZ1	Idrogeno solforato (H ₂ S)	13.387	2.317	913,1	158,0
RZ2					
HCR					
Torcia	Fuel gas	5.143	0	-	-
COGE	-	55.128	15.432	84,5	23,7
TE	-	10.443	2.077	4,4	0,9
PAM	-	0	10.306	-	0,3
ARIA STRUMENTI	-	16.440	3.291	493,2	98,7
MOV1	Greggio/semilavorati	38.463	1.496	26,6	1,0
BITUMI	Bitumi	39.555	1.309	607,2	20,1
MOV2	Prodotti finiti	42.985	3.598	52,3	4,4
WASTE	-	0	0	-	-
APL	Basi lubrificanti	0	0	-	-
TOTALE		537.060	99.070	4.207	506,1

Fase o gruppo di fasi	Prodotto principale	Consumi MCP (MWh)		Consumi specifici MCP (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
DP2	Greggio	0	0	-	-
DP3	Greggio	530.604	29.625	285,3	15,9
ISO	Nafta semilavorata	339.842	13.888	3.109,2	127,1
RC3	Nafta semilavorata	23.966	344.088	2.065,1	69,7
PV1					
SPL GPL	GPL	95.191	283	4.298,7	12,8
SWS3	Acque acide	141.706	460	1.107,7	3,6
VB/TC	Residuo da Greggio	527.374	33.881	597,3	38,4
SWS1	Acque acide	55.702	344	1.797,4	11,1
HF1	Gasolio semilavorato	188.732	14.328	456,2	34,6
U22	Ammine da lavaggio Gas	161.518	2.529	456,1	7,1
HF2	Gasolio semilavorato	184.936	15.181	531,9	43,7
SWS2	Acque acide	43.134	400	1.086,8	10,1
RZ1	Idrogeno solforato (H ₂ S)	126.410	5.275	7.119,7	297,1
RZ2					
HCR					
Torcia	Fuel gas	48.564	0	-	-
COGE	-	357.222	21.729	21,5	1,3
TE	-	67.670	2.925	1,1	0
PAM	-	0	14.512	0	0



Fase o gruppo di fasi	Prodotto principale	Consumi MCP (MWh)		Consumi specifici MCP (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
ARIA STRUMENTI	-	106.528	4.634	125,3	5,5
MOV1	Greggio/semilavorati	54.243	54.243	1.000,0	1.000,0
BITUMI	Bitumi	55.783	55.783	1.000,0	1.000,0
MOV2	Prodotti finiti	60.620	60.620	1.000,0	1.000,0
WASTE	-	34.129	7.008	8,9	1,8
APL	Basi lubrificanti	0	0	-	-
TOTALE		3.890.490	361.614	26.068	3.680

5.9 Emissioni in aria

5.9.1 Emissioni convogliate

Le emissioni convogliate della raffineria possono essere suddivise in:

- ♦ emissioni generate dalla combustione dei combustibili nei forni e nelle caldaie dei differenti impianti;
- ♦ emissioni di vapori delle sostanze organiche volatili prodotte durante le operazioni di caricamento delle autobotti con benzina presso le aree di carico della Raffineria;
- ♦ emissioni dalle torce di raffineria;
- ♦ emissioni derivanti dalle cappe di aspirazione a servizio dei laboratori.

Attualmente le emissioni associate al Complesso Impiantistico in esame sono autorizzate come “bolla di sito” con i valori limite di emissione riportati nella tabella seguente:

Parametro	Limiti prescritti a partire dal 01/01/2015 (mg/Nm ³)	Limiti prescritti a partire dal 01/01/2015 (t/anno)
SO ₂	370	2.275
NO _x	250	1.365
Polveri	20	137
CO	30	205
COV	20	-
H ₂ S	3	-
NH ₃ e composti a base cloro (come HCl)	20	-

I camini che rientrano nel campo di applicazione della bolla sono i seguenti:

Punto di emissione	Fase/unità di provenienza
E03	Distillazione primaria DP2
E08	Reforming catalitico RC3 A
E12	Reforming catalitico RC3 B
E14	Reforming catalitico RC3 C
E15	Isomerizzazione
E16	Desolforazione HF1
E17	Desolforazione HF2 e Unità Recupero Zolfo RZ1 e RZ2
E18	COGE e Unità di Distillazione Primaria DP3 (le due unità sono monitorate separatamente)
E20	Visbreaking / Thermal cracking



Per l'Impianto COGE, inoltre, trattandosi di un impianto per il quale è necessario l'adeguamento dei valori limite di emissione ai sensi dell'art. 273, co. 3 del D.Lgs. 152/06, sono stati definiti valori limite di emissione specifici con DM 298 del 23/12/2015.

Nello specifico, il Camino E18 nella sua parte afferente alla Centrale Termoelettrica (COGE) convoglia i fumi provenienti da:

- una turbina a gas (TG01) di potenza termica di progetto pari a 95,5 MWt, inserita in un ciclo combinato cogenerativo ed accoppiata alla caldaia a recupero B01 dotata di un sistema di post-combustione di potenza di progetto pari a 64 MWt. La citata caldaia B01 è esercibile anche in modo indipendente, con turbina a gas ferma;
- una caldaia tradizionale (B02) a fuoco diretto di potenza di progetto pari a 102 MWt.

Le attrezzature suddette (turbina a gas e caldaie) sono alimentate primariamente con Fuel gas autoprodotta proveniente dagli impianti di Stabilimento (gas residuo di raffinazione) e sono alimentate a conguaglio con metano fornito dal collettore esterno industriale SNAM.

La seguente tabella riassume le caratteristiche delle attrezzature principali che compongono l'impianto COGE:

Unità	Item	Combustibili utilizzati	Potenza termica di progetto (MWt)
Turbina a gas	TG01	Gas residuo di raffinazione e metano (a conguaglio)	95,5
Caldaia a recupero	B01		64
Caldaia a fuoco diretto	B02		102

Per tale punto di emissione, CAMINO E18, il DM 298 del 23/12/2015 di modifica dell'AIA ha individuato i seguenti valori limite di emissione:

Inquinante	Assetto cogenerativo (caldaia B01 a recupero termico sui fumi derivanti dalla turbina TG01)		Assetto con caldaia B01 a combustione diretta e turbina a gas T01 ferma	
	Turbina a gas TG01 / caldaia B01	Caldaia B02	Turbina a gas TG01 / caldaia B01	Caldaia B02
SO ₂	-	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³
NO _x	120 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³
CO	-	-	-	-
PTS	-	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³
O ₂ di riferimento	15 %	3 %	3 %	3 %

Al di fuori della bolla di sito sono autorizzati in AIA i punti di emissione elencati nella tabella seguente:

Punto di emissione	Fase/unità di provenienza
E21	Riscaldamento serbatoio bitume 601 (emissione discontinua)
E22	Riscaldamento serbatoio bitume 602 (emissione discontinua)
E23	Riscaldamento serbatoio bitume 603 (emissione discontinua)
E24	Riscaldamento serbatoio bitume 604 (emissione discontinua)
E25	Riscaldamento serbatoio bitume 605 (emissione discontinua)
E26	Riscaldamento serbatoio bitume 606 (emissione discontinua)
E27	Riscaldamento serbatoio bitume 607 (emissione discontinua)



Punto di emissione	Fase/unità di provenienza
E28	Riscaldamento serbatoio bitume 608 (emissione discontinua)
S29	URV caricamento benzine ZNE (emissione discontinua)
S30	URV caricamento bitume (emissione discontinua)
S31	URV serbatoio bitume (emissione discontinua)
S32	RC3-CCR rigenerazione ciclica (emissione discontinua)
S33	RC3 95 rigenerazione catalizzatore (emissione discontinua)
S35/1÷26	Cappe laboratorio (emissione discontinua)
S36	Cappe laboratorio SOI CARB (emissione discontinua)
S37	Cappe laboratorio DP2 (emissione discontinua)
S38	disattivato (cfr. Procedimento ID 308)
S42	URV caricamento benzine navi (emissione discontinua)
S43	Copertura vasche API (emissione continua)

Il Gestore evidenzia che (*PUNTO [11] – ALLEGATO B.18*) doc integrativa:

Premesso che:

- i soli punti di emissione, discontinui, associati a operazioni di carico-scarico di composti di idrocarburi liquidi volatili sono gli sfiati S29 (da URV caricamento benzine ZNE) e S42 (da URV caricamento benzine NAVI); con riferimento agli sfiati S29 e S42: il funzionamento degli URV è discontinuo, essendo associato alle sole fasi di periodico caricamento prodotti idrocarburici. Si evidenzia che, con riferimento agli sfiati S29 e S42:
- la BAT 52 non è applicabile allo sfiato S42 in quanto esso è associato ad operazioni di carico navi cisterna con portata annua transitata inferiore a 1 milione di m³/anno, come da stralcio sotto riportato del documento “Decisione di Esecuzione della Commissione del 9 ottobre 2014 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali”;
- la BAT 52 è applicabile allo sfiato S29 in quanto esso è associato ad operazioni di carico da autobotti con portata annua transitata superiore a 5.000 m³/anno, come da stralcio citato. L’efficienza di recupero deve essere pari almeno al 95 %.
- lo sfiato S43 (da URV vasche API del Trattamento Effluenti) non è associato a operazioni di carico-scarico di composti di idrocarburi liquidi volatili. Il sistema di abbattimento delle VOC relativo al camino (S43) - Copertura Vasche API deve avere un rendimento minimo (*Cfr. Prescr. prima AIA, PIC par. 9.2.1., pag.52 di 65; par. 9.2.3., pag. 53 di 65*) dell’80%: l’efficienza di abbattimento dovrà essere determinata effettuando misure di VOC a monte e valle del sistema di abbattimento. Determinazione di VOC e Benzene; frequenza: ogni sei mesi.
- gli sfiati S30 (URV caricamento bitume) e S31 (URV serbatoi bitume) sono associati a operazioni di caricamento e stoccaggio bitumi, quindi di materiali che non prevedono la presenza di idrocarburi liquidi volatili.

Sono inoltre autorizzati i punti di emissione afferenti alle torce di seguito elencate:

Punto di emissione	Fase/unità di provenienza
S39	Torcia elevata (idrocarburica)
S40	Torcia elevata (acida)

La seguente tabella, tratta dalle Schede B.7.1 e B.7.2 *Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica e capacità produttiva)* riporta i dati relativi alle concentrazioni misurate rappresentative dell’anno di riferimento



2013 e la stima delle stesse alla massima capacità produttiva. In tabella sono riportati anche i corrispondenti flussi di massa, le portate emesse e le % di O₂ di riferimento.

Punto di emissione	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)	O ₂ rif. (%)	Inquinante	Anno 2013		MCP	
					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)
E03	DP2 H1, DP2 H2, DP2 H3 (Impianto non attivo) Caldaia H610 (Hot Oil)	505 nel 2013 26.122 alla MCP	3	SO ₂	38,2	0,10	1.524	348,735
				NO _x	193,8	0,49	565	129,288
				Polveri	2,6	0,01	125	28,604
				CO	96,6	0,24	53	12,128
				COV	0,21	0,001	8	18,306
				H ₂ S	<0,63	0,0008	-	
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,64	0,0008	-	
				As	<0,001	0	1	0,229
				Benzene	0,15	0	5	1,144
				Cd	0,01	0	0,3	0,069
				Cl	<0,45	0,0006	30	6,865
				Cr III + VI	0,015	0	1	0,229
				F	<0,45	0,0006	5	1,144
				IPA	<0,001	0	0,1	0,023
				Hg	<0,001	0	0,3	0,069
				Ni	0,008	0	1	0,229
				PM ₁₀	0,08	0	143	32,723
				Pb	0,011	0	10	2,288
				Cu	0,001	0	10	2,288
				Se	0,003	0	3	0,686
V	<0,001	0	10	2,288				
Zn	<0,001	0	10	2,288				
E08	RC3 F3AN, RC3 F3CN	17.362 nel 2013 35.850 alla MCP	3	SO ₂	283,4	22,44	1.592	499,961
				NO _x	327	25,89	618	194,080
				Polveri	17,8	1,41	132	41,454
				CO	3,25	0,26	52	16,330
				COV	0,04	0,00	80	25,124
				H ₂ S	<0,39	0,0146	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,4	0,0158	-	-
				As	<0,001	0,00	1	0,314
				Benzene	<0,04	0,016	5	1,570
				Cd	0,012	0,00	0,3	0,094
				Cl	<0,39	0,0146	30	9,421
				Cr III + VI	0,026	0,00	1	0,314
				F	<0,39	0,0146	5	1,570
				IPA	<0,001	0,0002	0,1	0,031
				Hg	<0,001	0,00	0,3	0,094
				Ni	0,114	0,01	1	0,314
				PM ₁₀	2,89	0,23	37	11,620
Pb	0,016	0,00113	10	3,140				
Cu	0,002	0,0002	10	3,140				
Se	0,002	0,0002	3	0,942				



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

Punto di emissione	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)	O ₂ rif. (%)	Inquinante	Anno 2013		MCP	
					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)
E12	RC3 F1, RC3 F2	14.038 nel 2013 22.502 alla MCP	3	V	0,056	0,0044	10	3,140
				Zn	<0,001	0,00	10	3,140
				SO ₂	473,4	30,30	1.592	313,811
				NO _x	362,6	23,21	568	111,963
				Polveri	16,9	1,08	132	26,020
				CO	7,25	0,46	52	10,250
				COV	0,2	0,01	80	15,769
				H ₂ S	1,14	0,07	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,39	0,0125	-	-
				As	<0,001	0,00	1	0,197
				Benzene	<0,04	0,0013	5	0,986
				Cd	0,008	0,00	0,3	0,059
				Cl	7,7	0,49	30	5,914
				Cr III + VI	0,029	0,00	1	0,197
				F	0,38	0,02	5	0,986
				IPA	<0,001	0,0002	0,1	0,020
				Hg	<0,001	0,00	0,3	0,059
				Ni	0,162	0,01	1	0,197
				PM ₁₀	1,81	0,12	78	15,375
				Pb	0,022	0,00	10	1,971
Cu	<0,001	0,00	10	1,971				
Se	<0,001	0,00	3	0,591				
V	0,07	0,00	10	1,971				
Zn	<0,001	0,00	10	1,971				
E14	RC3 F3A, RC3 F3B, RC3 B1	27.239 nel 2013 52.151 alla MCP	3	SO ₂	236,9	29,74	1.592	727,294
				NO _x	339,4	42,60	661	301,973
				Polveri	13,5	1,69	132	60,303
				CO	16,1	2,02	52	23,756
				COV	0,11	0,01	80	36,547
				H ₂ S	1,1	0,14	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,47	0,0295	-	-
				As	<0,001	0,0001	1	0,457
				Benzene	<0,05	0,0031	5	2,284
				Cd	0,005	0,00	0,3	0,137
				Cl	2,04	0,26	30	13,705
				Cr III + VI	0,011	0,00	1	0,457
				F	0,49	0,06	5	2,284
				IPA	0,001	0,0004	0,1	0,046
				Hg	<0,001	0,0001	0,3	0,137
				Ni	0,119	0,01	1	0,457
				PM10	1,6	0,20	77	35,177
				Pb	0,016	0,00	10	4,568
				Cu	<0,001	0,0001	10	4,568
				Se	<0,001	0,0001	3	1,371
V	0,05	0,01	10	4,568				



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

Punto di emissione	Unità di provenienza	Portata (Nm³/h)	O ₂ rif. (%)	Inquinante	Anno 2013		MCP	
					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	Concentrazione rappresentativa (mg/Nm³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)
E15	ISO A 10-1, ISO B 10-1	25.639 nel 2013 32.578 alla MCP	3	Zn	<0,001	0,0001	10	4,568
				SO ₂	372,3	38,72	1.592	454,330
				NO _x	301,6	31,36	607	173,228
				Polveri	32,6	3,39	132	37,671
				CO	0,85	0,09	52	14,840
				COV	3,22	0,33	80	22,831
				H ₂ S	<0,36	0,0187	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,36	0,0187	-	-
				As	<0,001	0,0001	1	0,285
				Benzene	<0,03	0,0016	5	1,427
				Cd	0,006	0,00	0,3	0,086
				Cl	<0,38	0,0198	30	8,561
				Cr III + VI	0,015	0,00	1	0,285
				F	<0,38	0,0198	5	1,427
				IPA	<0,001	0,0003	0,1	0,029
				Hg	<0,001	0,0001	0,3	0,086
				Ni	0,12	0,01	1	0,285
				PM10	5,18	0,54	145	41,381
				Pb	0,016	0,00	10	2,854
				Cu	0,001	0,00	10	2,854
Se	<0,001	0,00	3	0,856				
V	0,074	0,01	10	2,854				
Zn	<0,001	0,0001	10	2,854				
E16	HF1 F101, HF1 F102N	8.205 nel 2013 12.906 alla MCP	3	SO ₂	37,4	1,22	1.592	179,986
				NO _x	233,2	7,62	514	58,111
				Polveri	6,8	0,22	132	14,923
				CO	0,15	0,00	52	5,879
				COV	<0,04	0,0007	80	9,045
				H ₂ S	<0,42	0,0069	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,41	0,0067	-	-
				As	<0,001	0,00	1	0,113
				Benzene	<0,04	0,0007	5	0,565
				Cd	0,009	0,00	0,3	0,034
				Cl	3,72	0,12	30	3,392
				Cr III + VI	0,004	0,00	1	0,113
				F	1,86	0,06	5	0,565
				IPA	<0,001	0,0001	0,1	0,011
				Hg	<0,001	0,00	0,3	0,034
				Ni	0,006	0,00	1	0,113
				PM10	0,22	0,01	39	4,409
				Pb	0,024	0,00	10	1,131
				Cu	<0,001	0,00	10	1,131
				Se	<0,001	0,00	3	0,339
V	<0,001	0,00	10	1,131				
Zn	<0,001	0,00	10	1,131				



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

Punto di emissione	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)	O ₂ rif. (%)	Inquinante	Anno 2013		MCP					
					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)				
E17	HF2 B101, RZ1 B301, RZ2 MS1	14.712 nel 2013 22.079 alla MCP	3	SO ₂	940,1	48,13	2.765	534,784				
				NO _x	145,7	7,46	446	86,262				
				Polveri	14,5	0,74	105	20,308				
				CO	82,6	4,23	45	8,704				
				COV	2,04	0,10	80	15,473				
				H ₂ S	<0,47	0,0120	98,5% abbatt. BAT 54, Tab. 17	98,5% abbatt. BAT 54, Tab. 17				
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,46	0,0118	-	-				
				As	<0,001	0,00	1	0,193				
				Benzene	<0,05	0,0013	5	0,967				
				Cd	0,011	0,00	0,3	0,058				
				Cl	<0,48	0,0123	30	5,802				
				Cr III + VI	0,005	0,00	1	0,193				
				F	<0,48	0,0123	5	0,967				
				IPA	<0,001	0,0001	0,1	0,019				
				Hg	<0,001	0,00	0,3	0,058				
				Ni	0,121	0,01	1	0,193				
				PM ₁₀	1,2	0,06	24	4,642				
				Pb	0,027	0,00	10	1,934				
				E18	CTE TG 01/B01	205.729 nel 2013 299.407 alla MCP	15	SO ₂	15,8	24,65	284	744,877
								NO _x	87,6	136,68	197	516,693
Polveri	0,8	1,25	13					34,096				
CO	14,6	22,78	23					60,325				
COV	<0,04	0,0312	80					209,824				
H ₂ S	0,54	0,84	-					-				
NH ₃ e composti a base cloro	<0,3	0,2340	-					-				
E18	CTE B02	133.102 nel 2013 193.710 alla MCP	15	SO ₂	234,90	175,59	284	481,919				
				NO _x	139	103,90	197	334,289				
				Polveri	13,2	9,87	13	22,060				
				CO	0,9	0,67	23	39,029				
				COV	0,08	0,00	80	135,752				
				H ₂ S	<0,12	0,0448	-	-				
E18	DP3 F1	46.317 nel 2013 67.407 alla MCP	3	SO ₂	588,4	120,35	284	167,698				
				NO _x	404,7	82,78	197	116,326				
				Polveri	15,8	3,23	13	7,676				
				CO	13,2	2,70	23	13,581				
				COV	<0,04	0,0041	80	47,239				



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA: RIESAME COMPLESSIVO - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

Punto di emissione	Unità di provenienza	Portata (Nm³/h)	O ₂ rif. (%)	Inquinante	Anno 2013		MCP	
					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	Concentrazione rappresentativa (mg/Nm³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)
				H ₂ S	<0,38	0,0389	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,37	0,0378	-	-
E18	CTE TG 01/B01, CTE B02, DP3 F1	385.148 nel 2013 560.524 alla MCP	15	As	<0,001	0,0013	1	4,910
				Benzene	<0,03	0,0377	5	24,551
				Cd	<0,001	0,0013	0,3	1,473
				Cl	<0,3	0,3768	30	147,306
				Cr III + VI	<0,001	0,0013	1	4,910
				F	1,69	4,25	5	-
				IPA	<0,001	0,0063	0,1	-
				Hg	<0,001	0,0013	0,3	1,473
				Ni	0,004	0,01	1	4,910
				PM ₁₀	0,1	0,25	40	196,408
				Pb	<0,001	0,0013	10	49,102
				Cu	<0,001	0,0013	10	49,102
				Se	<0,001	0,0013	3	14,731
				V	<0,001	0,0013	10	49,102
				Zn	<0,001	0,0013	10	49,102
				N ₂ O	<1	1,2561	-	-
				CH ₄	<0,1	0,1256	-	-
				SO _x	65,98	165,76	-	-
				PCB	<0,001	0,0013	-	-
				PFC	<0,00074	0,0009	-	-
HFC	<0,00074	0,0009	-	-				
CFC	<0,00074	0,0009	-	-				
PM _{2,5}	0,08	0,2010	-	-				
E20	VB/TC	51.674 nel 2013 69.528 alla MCP	3	SO ₂	647,4	122,84	1.008	611,554
				NO _x	287,8	54,61	450	273,015
				Polveri	41,4	7,80	50	30,335
				CO	8,7	1,65	55	33,369
				COV	6,55	1,24	80	48,536
				H ₂ S	<0,36	0,0342	-	-
				NH ₃ e composti a base cloro	<0,36	0,0342	-	-
				As	<0,001	0,0001	1	0,607
				Benzene	<0,05	0,0047	5	3,034
				Cd	0,011	0,00	0,3	0,182
				Cl	<0,36	0,0342	30	18,201
				Cr III + VI	0,07	0,01	1	0,607
				F	1,29	0,24	5	3,034
				IPA	<0,001	0,0005	0,1	0,061
				Hg	0,002	0,0001	0,3	0,182
				Ni	0,304	0,06	1	0,607
				PM ₁₀	5,75	1,09	40	24,268
Pb	0,029	0,01	10	6,067				
Cu	0,004	0,00	10	6,067				
Se	0,001	0,00	3	1,820				



Punto di emissione	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)	O ₂ rif. (%)	Inquinante	Anno 2013		MCP	
					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)	Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)
				V	0,18	0,03	10	6,067
				Zn	<0,001	0,0001	10	6,067

5.9.2 Metodologia Utilizzata per il Calcolo della Bolla di Raffineria

Nell'istanza di riesame complessivo, il gestore con il documento "Allegato D.18" ha fornito le tabelle che riportano analiticamente i dati utilizzati ai fini del calcolo dei valori di Bolla di raffineria per NO_x e SO₂. Tale documento non è risultato rispondente ai criteri stabiliti nella Decisione di esecuzione sulle raffinerie (2014/738/UE), BAT 57 e BAT 58.

L'allegato D.18 non è rispondente alla Nota della DVA (DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0015266.28-06-2017), in particolare per quanto concerne i volumi dei flussi da considerare nel calcolo della bolla.

In tabella sotto sono riportati anche i dati caratteristici dei camini, oltre ai valori limite di emissione attualmente autorizzati e ai valori limite definiti dalle BAT Conclusions (BAT-C).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

Sigla camino	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm ³ /h)	% O ₂	Sistema di trattamento installato	Inquinanti emessi	Quantità di inquinanti emessi - Anno 2013		VLE da AIA (mg/Nm ³)	VLE da AIA (anno)	VLE da BAT-C (media) (mg/Nm ³)							
		Altezza (m)	Sezione (m ²)					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (anno)										
E03	DP2 H1, DP2 H2, DP2 H3 (Impianto non attivo) Caldaia H610 (Hot Oil)	35	3,08	505 nel 2013 26.122 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	38,2	0,10	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600							
							NOx	193,8	0,49	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300							
							Polveri	2,6	0,01	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50							
							CO	96,6	0,24	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100							
							COV	0,21	0	20 ⁽¹⁾	-	-							
							H ₂ S	<0,63	0,0008	3 ⁽¹⁾	-	-							
NH ₃ e Cl	<0,64	0,0008	20 ⁽¹⁾	-	-														
E08	RC3 F3AN, RC3 F3CN	70	1,95	17.362 nel 2013 35.850 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	283,4	22,44	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600							
							NOx	327	25,89	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300							
							Polveri	17,8	1,41	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50							
							CO	3,25	0,26	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100							
							COV	0,04	0,00	20 ⁽¹⁾	-	-							
							H ₂ S	<0,39	0,0146	3 ⁽¹⁾	-	-							
							NH ₃ e Cl	<0,4	0,0158	20 ⁽¹⁾	-	-							
							SO ₂	473,4	30,30	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600							
							NOx	362,6	23,21	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300							
							Polveri	16,9	1,08	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50							
							CO	7,25	0,46	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100							
							COV	0,2	0,01	20 ⁽¹⁾	-	-							
E12	RC3 F1, RC3 F2	45	3,14	14.038 nel 2013 22.502 alla MCP	3	Nessuno	H ₂ S	1,14	0,07	3 ⁽¹⁾	-	-							
							NH ₃ e Cl	<0,39	0,0125	20 ⁽¹⁾	-	-							
							SO ₂	236,9	29,74	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600							
							NOx	339,4	42,60	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300							
							Polveri	13,5	1,69	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50							
							CO	16,1	2,02	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100							
							COV	0,11	0,01	20 ⁽¹⁾	-	-							
							H ₂ S	1,1	0,14	3 ⁽¹⁾	-	-							
							NH ₃ e Cl	<0,47	0,0295	20 ⁽¹⁾	-	-							
							E14	RC3 F3A, RC3 F3B, RC3 B1	36	3,14	27.239 nel 2013 52.151 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	339,4	42,60	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600
														NOx	339,4	42,60	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300
														Polveri	13,5	1,69	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50
CO	16,1	2,02	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100														
COV	0,11	0,01	20 ⁽¹⁾	-	-														
H ₂ S	1,1	0,14	3 ⁽¹⁾	-	-														
NH ₃ e Cl	<0,47	0,0295	20 ⁽¹⁾	-	-														

M



Commissione Istruttoria AIA-I PPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

Sigla camino	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm ³ /h)	% O ₂	Sistema di trattamento installato	Inquinanti emessi	Quantità di inquinanti emessi - Anno 2013		VLE da AIA (mg/Nm ³)	VLE da AIA (Vano)	VLE da BAT-C (media) (mg/Nm ³)
		Altezza (m)	Sezione (m ²)					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)			
E15	ISO A 10-1, ISO B 10-1	35	5,10	25.639 nel 2013 32.578 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	372,3	38,72	370 ⁽¹⁾	2,275 ⁽¹⁾	35-600
							NOx	301,6	31,36	250 ⁽¹⁾	1,365 ⁽¹⁾	30-300
							Polveri	32,6	3,39	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50
							CO	0,85	0,09	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100
							COV	3,22	0,33	20 ⁽¹⁾	-	-
							H ₂ S	<0,36	0,0187	3 ⁽¹⁾	-	-
E16	HF1 F101, HF1 F102N	40	1,13	8.205 nel 2013 12.906 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	37,4	1,22	370 ⁽¹⁾	2,275 ⁽¹⁾	35-600
							NOx	233,2	7,62	250 ⁽¹⁾	1,365 ⁽¹⁾	30-300
							Polveri	6,8	0,22	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50
							CO	0,15	0,00	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100
							COV	<0,04	0,0007	20 ⁽¹⁾	-	-
							H ₂ S	<0,42	0,0069	3 ⁽¹⁾	-	-
E17	HF2 B101, RZ1 B301, RZ2 MS1	61	1,13	14.712 nel 2013 22.079 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	940,1	48,13	370 ⁽¹⁾	2,275 ⁽¹⁾	35-600
							NOx	145,7	7,46	250 ⁽¹⁾	1,365 ⁽¹⁾	30-300
							Polveri	14,5	0,74	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50
							CO	82,6	4,23	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100
							COV	2,04	0,10	20 ⁽¹⁾	-	-
							H ₂ S	<0,47	0,0120	3 ⁽¹⁾	-	-
E18	CTE TG 01/B01	80	19,63	205.729 nel 2013 299.407 alla MCP	15	Nessuno	NH ₃ e Cl	<0,46	0,0118	20 ⁽¹⁾	-	-
							SO ₂	15,8	24,65	35	-	35-600
							NOx	87,6	136,68	300 ⁽²⁾	-	30-300
							Polveri	0,8	1,25	5	-	5-50
							CO	14,6	22,78	-	-	100
							COV	<0,04	0,0312	-	-	-
							H ₂ S	0,54	0,84	-	-	-
							NH ₃ e Cl	<0,3	0,2340	-	-	-

Ag



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059**

Sigla camino	Descrizione	Caratteristiche del camino		Portata (Nm ³ /h)	% O ₂	Sistema di trattamento installato	Inquinanti emessi	Quantità di inquinanti emessi - Anno 2013		VLE da AIA (mg/Nm ³)	VLE da AIA (anno)	VLE da BAT-C (media mensile) (mg/Nm ³)
		Altezza (m)	Sezione (m ²)					Concentrazione rappresentativa (mg/Nm ³)	Flusso di massa rappresentativo (t/anno)			
E18	CTE B02	80	19,63	133.102 nel 2013 193.710 alla MCP	15	Nessuno	SO ₂	234,90	175,59	35	-	35-600
							NOx	139	103,90	300	-	30-300
							Polveri	13,2	9,87	5	-	5-50
							CO	0,9	0,67	-	-	100
							COV	0,08	0,00	-	-	-
							H ₂ S	<0,12	0,0448	-	-	-
NH ₃ e Cl	0,18	0,00	-	-	-							
E18	DP3 F1	80	19,63	46.317 nel 2013 67.407 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	588,4	120,35	-	-	35-600
							NOx	404,7	82,78	-	-	30-300
							Polveri	15,8	3,23	-	-	5-50
							CO	13,2	2,70	-	-	100
							COV	<0,04	0,0041	-	-	-
							H ₂ S	<0,38	0,0389	-	-	-
NH ₃ e Cl	<0,37	0,0378	-	-	-							
E18	CTE TG 01/B01 CTE B02 DP3 F1	80	19,63	385.148 nel 2013 560.524 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	-	-	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600
							NOx	-	-	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300
							Polveri	-	-	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50
							CO	-	-	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100
							COV	-	-	20 ⁽¹⁾	-	-
							H ₂ S	-	-	3 ⁽¹⁾	-	-
NH ₃ e Cl	-	-	20 ⁽¹⁾	-	-							
E20	VB/TG	80	6,56	51.674 nel 2013 69.528 alla MCP	3	Nessuno	SO ₂	647,4	122,84	370 ⁽¹⁾	2.275 ⁽¹⁾	35-600
							NOx	287,8	54,61	250 ⁽¹⁾	1.365 ⁽¹⁾	30-300
							Polveri	41,4	7,80	20 ⁽¹⁾	137 ⁽¹⁾	5-50
							CO	8,7	1,65	30 ⁽¹⁾	205 ⁽¹⁾	100
							COV	6,55	1,24	20 ⁽¹⁾	-	-
							H ₂ S	<0,36	0,0342	3 ⁽¹⁾	-	-
NH ₃ e Cl	<0,36	0,0342	20 ⁽¹⁾	-	-							

(1) Limite applicabile alla "bolla di raffineria" definita dall'AIA vigente.

(2) In assetto cogenerativo (caldaia B01 a recupero termico sui fumi derivanti dalla turbina TG01) il valore limite di emissione per gli NOx è pari a 120 mg/Nm³ (O₂ rif. 15% (DVA-DEC 298 del 23.12.2015 - ID 6/879).



□ **AGGIORNAMENTO DELL'ALLEGATO D.18 (MARZO 2018)**

Al fine di produrre un documento (All. D.18) allineato con le disposizioni della Nota DVA-MATTM Prot. 15266/2017, escludendo nel contempo l'impiego di fuel oil come combustibile a conferma di quanto già dichiarato nell'istanza di riesame al fine di ridurre le emissioni di inquinanti, in primis di NOx e SO2 della nuova bolla, il Gestore ha rifatto i calcoli e le inerenti valutazioni per quanto riguarda le performance ottenibili.

In data 15.03.2018, nel corso della riunione GI-Gestore (CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.I.0000290.15-03-2018), il Gestore ha consegnato un documento di ricalcolo della bolla di aggiornamento dell'allegato D.18, in cui viene escluso l'impiego del fuel oil come combustibile.

In conformità con l'enunciato del criterio di bolla riportato nella Decisione sulle BAT settoriali 57 e 58, in linea con il documento di BAT C:

- dal calcolo del VLE di bolla di SO2 è stato escluso il contributo dell'unità cogenerativa a turbina a gas TG01/B01; è escluso altresì il contributo al volume fumi di bolla dell'unità cogenerativa a turbina a gas TG01/B01.
- dal calcolo del VLE di bolla di NOx è stato escluso il contributo delle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2; è escluso altresì il contributo al volume fumi di bolla delle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2.

Segue la tabella relativa all'inquinante SO₂ con il calcolo per singolo camino:

Camini	Impianti afferenti	Volume fumi ² Nmc/h	SO2 BAT-AEL mg/Nmc	SO2 BAT -AEL kg/h
E3	Caldaia hot-oil H610 (1)	1.450	35	0,1
E18	DP3 (1)	61.320	35	2,1
	B02 (1)	35.630	35	1,2
E15	ISO (1)	26.161	35	0,9
E8	RC3A (1)	23.107	35	0,8
E12	RC3B (1)	14.503	35	0,5
E14	RC3C (1)	33.614	35	1,2
E20	VB/TC (1)	55.239	35	1,9
E16	HF1 (1)	22.579	35	0,8
E17	HF2 (1)	10.840	35	0,4
	RZ1 (2)	4.582	14700	67,4
	RZ2 (2)	3.384	14700	49,7
	292.409		435	127,1
Totali			FM BAT (ton/mese)	91,5
			FM BAT (ton/anno)	1113,0

Note:

(1) unità di combustione a gas (BAT 36 - Tabella 13)

(2) unità di recupero zolfo (BAT 54 - Tabella 17 - efficienza di recupero 98,5%)

Relativamente al contributo emissivo di SO₂ dagli impianti di recupero zolfo RZ1 e RZ2 si è fatto riferimento alla curva di "concentrazione residua di SO₂ vs. efficienza di recupero zolfo (%)" proposta dal Concawe. In relazione alla BAT 54 si è applicata una efficienza di recupero dello zolfo pari al 98,5% (per unità esistenti; media mensile).

Con la cessazione dell'uso del Fuel Oil, la riduzione di SO₂ calcolata risulta di 60,6 kg/h che, rispetto al valore ex-ante (127,1 + 60,6 = 187,7 kg/h), costituisce una riduzione del 30%.



E quindi la tabella relativa all'inquinante NO_x con il calcolo per singolo camino:

Camini	Impianti afferenti	Volume fumi ² Nmc/h	NO _x BAT - AEL mg /Nmc	NO _x BAT -AEL kg/h
E3	Caldaia hot-oil H610 (1)	1.450	150	0,2
E18	DP3 (1)	61.320	150	9,2
	TG01/B01 (2)	339.359	120	40,7
	B02 (1)	35.630	150	5,3
E15	ISO (1)	26.161	150	3,9
E8	RC3A (1)	23.107	150	3,5
E12	RC3B (1)	14.503	150	2,2
E14	RC3C (1)	33.614	150	5,0
E20	VB/TC (1)	55.239	150	8,3
E16	HF1	22.579	150	3,4
E17	HF2	10.840	150	1,6
Totali		623.802	134	83,4
			FM BAT (ton/mese)	60,0
			FM BAT (ton/anno)	730,5

Note:

- (1) unità di combustione a gas (BAT 34 - Tabella 10)
(2) gruppo cogenerativo a turbina a gas (BAT 34 - Tabella 9).

Con la cessazione dell'uso del Fuel Oil, la riduzione di NO_x calcolata risulta di 32,4 kg/h che, rispetto al valore ex-ante (83,4 + 32,4 = 115,8 kg/h), costituisce una riduzione del 28%.

Le condizioni di riferimento per l'ossigeno utilizzate per la costruzione della bolla a partire dai BAT- AEL sono quelle indicate nella Tabella 1 della Decisione sulle BAT Conclusions di settore (3% per forni di processo e generatori di vapore; 15% per turbine a gas).

Per ogni unità di combustione di processo sono stati applicati i corrispondenti BAT AEL delle BAT 34 e 36 riferite ad un assetto con solo combustibile gassoso.

In conclusione, il Gestore, sulla base delle valutazioni sopra esposte, indica nella seguente tabella le concentrazioni di Bolla che si sarebbero ottenute in assetto tradizionale alla MCP con il ricorso al solo combustibile gassoso:

Camini	SO ₂ BAT-AEL		NO _x BAT-AEL	
	mg/Nm ³	ton/anno	mg/Nm ³	ton/anno
Tutti i camini in Bolla con Raffineria in assetto Tradizionale (E3; E18; E15; E8; E12; E14; E20; E16; E17)	435	1113	134	730

M



In conclusione, eliminando l'utilizzo di fuel oil, e applicando i valori BAT-AEL delle BAT-C, con riferimento alle portate di riferimento storiche (anno 2013), risultano sostanzialmente:

- dimezzati i flussi annuali emessi di SO₂,
- dimezzati i flussi annuali emessi di NO_x.

Il quadro emissivo aggiornato "Bolla di Raffineria" indicato dal gestore diventa quindi (t/a):

	<i>Autorizzati come "bolla di raffineria" (DVA-2010-0000898 del 30/11/2010)</i>	<i>BAT-AEL (rif. BATC) Assetto <u>NO Fuel-Oil</u> valori di bolla proposti dal Gestore nella doc. integrativa del 15.03.2018</i>
SO ₂	2275	1113
NO _x	1365	730,5

[Il valore di 1113 t/a di SO₂ dovrebbe tuttavia essere incrementato con il flusso emesso dal TG01/B01 in quanto, come esplicitamente richiesto dalla normativa, è stato escluso dal calcolo del VLE di bolla di SO₂; analogamente, il valore di 730,5 t/a di NO_x, dovrebbe essere incrementato con il flusso emesso dalle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2 in quanto, come esplicitamente richiesto dalla normativa, è stato escluso dal calcolo del VLE di bolla di NO_x].

Le condizioni di riferimento per l'ossigeno utilizzate per la costruzione della bolla a partire dai BAT- AEL sono quelle indicate nella Tabella 1 della Decisione sulle BAT Conclusions di settore (3% per forni di processo e generatori di vapore; 15% per turbine a gas). Per ogni unità di combustione di processo sono stati applicati i corrispondenti BAT AEL delle BAT 34 e 36 riferite ad un assetto con solo combustibile gassoso.

Le concentrazioni BATC calcolate come bolla di raffineria sono (medie mensili, gas secchi):

- SO₂ = 435 mg/Nm³
- NO_x (come NO₂) = 134 mg/Nm³.

NOTE:

In conformità con l'enunciato del criterio di bolla riportato nella Decisione sulle BAT settoriali 57 e 58, in linea con il documento di BAT C, dal calcolo dei VLE di bolla di:

- SO₂ è stato escluso il contributo dell'unità cogenerativa a turbina a gas TG01/B01(Rif. BAT 58);
- NO_x è stato escluso il contributo delle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2 (Rif. BAT 57).

Sistema Monitoraggio delle Emissioni (SME) di Raffineria

Per quanto riguarda, invece, la bolla di sito attualmente vigente, dall'**Allegato D.20** risulta che il Sistema Monitoraggio delle Emissioni (SME) di Raffineria prevede il monitoraggio dei punti di emissione monitorati in continuo e non monitorati in continuo che rientrano nella bolla. Il sistema di acquisizione, validazione ed elaborazione automatica dati, ovvero Sistema Informatico di gestione SME, è composto da:

- N.2 PLC (uno per SMEB01 e SMEB02, nella cabina impianto COGE, ed uno per SMEVB, nella cabina impianto VB), per acquisizione dati dal sistema analisi degli SME e le variabili (misure di processo) dal DCS, in cabina analisi;
- N° 2 PC SERVER per l'elaborazione e supervisione dati di tutti gli SME e Bolla di Raffineria, in sala controllo; sono ridondati e con identiche caratteristiche; interfacciamento con DCS a mezzo modbus;
- N. 2 sistemi acquisizione dati ADAM per ciascuno SMEDP3, SMERZ1 nei rispettivi armadi analisi;
- N. 1 PLC per ciascuno SMEH610, SMERC3A, SMERC3B, SMERC3C, SMEISO, SMEHF1, SMEHF2 nei rispettivi armadi analisi;
- DCS di sala controllo.

Ai PLC di acquisizione dati degli SME arrivano i segnali analogici (parametri misura) e i segnali digitali (allarmi ed anomalie) dal sistema analisi degli SME e le variabili (misure di processo) dal DCS; le misure



analisi e le variabili dal PLC vengono acquisite dai PC di elaborazione dati, i quali provvedono alla validazione, pre-elaborazione ed elaborazione misure previste dal D.lgs. 152/06.

I PC di supervisione rendono poi disponibili per la trasmissione al DCS di sala controllo le misure analisi e segnali digitali elaborati. La comunicazione tra PC Server e DCS avviene tramite protocollo modbus; la comunicazione tra sistema acquisizione dati ADAM o PLC e PC Server avviene tramite rete Ethernet.

Il PC provvede alla lettura istantanea, secondo una frequenza pari a 1", dei segnali elettrici provenienti dagli analizzatori o da altri sensori e, se necessario, alla loro conversione in valori espressi in opportune unità ingegneristiche nonché alla memorizzazione dei dati validi. La funzione presiede altresì al rilievo dei segnali di stato delle apparecchiature principali ed ausiliarie necessarie.

Le misure acquisite sono successivamente archiviate e correlate con le misure dei parametri di emissioni nei report prodotti per la presentazione dei risultati.

Il sistema genera automaticamente gli archivi dei dati istantanei grezzi, elementari grezzi ed elaborati (normalizzati in pressione e temperatura, riferiti all'effluente gassoso secco e compensati ad una concentrazione di ossigeno di riferimento), delle medie orarie grezze ed elaborate e degli stati d'impianto e le tabelle di pertinenza, contenenti i dati medi orari, giornalieri e mensili.

I dati ottenuti nelle fasi di pre-elaborazione e di elaborazione, associati ai rispettivi indici di validazione, rimangono permanentemente nella memoria del sistema e viene garantita la residenza dei dati per un periodo non inferiore a 10 anni e comunque per l'intera durata dell'Autorizzazione.

La validazione dei dati consiste in una serie di controlli e verifiche che riguardano l'accettabilità delle misure sulla base di procedure predefinite; la validazione viene eseguita in modo automatico dal sistema che governa l'acquisizione e l'elaborazione dei dati.

Il calcolo della concentrazione media mensile di bolla viene effettuato tramite sommatoria delle medie di concentrazione orarie di bolla valide (calcolata, per ogni ora del mese, come il rapporto tra sommatoria dei flussi di massa orari per ogni punto emissivo diviso sommatoria delle Portate fumi orarie per ogni punto emissivo), diviso il numero di medie di concentrazione orarie di bolla valide. Il calcolo della media mensile viene continuamente calcolata sulla base delle medie orarie valide disponibili al giorno di analisi (ad esempio il valore di bolla del 3° giorno del mese "X" dovrà essere calcolata sulla base dei valori dei tre giorni).

Il software degli SME provvede automaticamente ad elaborare i report contenenti i dati medi giornalieri, mensili e annuali relativi alla bolla di raffineria e a ciascun punto di emissione, oltre al report relativo alla verifica del campo di taratura ai sensi della UNI EN 14181: tali report vengono conservati e archiviati per almeno 10 anni a disposizione dell'Ente di Controllo.

Sono presenti inoltre i *report* contenenti i flussi di massa giornalieri, mensili e annuali relativi alla bolla di raffineria e a ciascun punto di emissione.

5.9.3 Emissioni diffuse e fuggitive

Le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato sono di due tipi:

- emissioni fuggitive, attribuibili all'evaporazione di prodotti petroliferi liquidi oppure a prodotti gassosi che si generano per perdite da valvole di tutti i tipi, flange, tenute di pompe e compressori, torri di raffreddamento, drenaggi delle apparecchiature di processo;
- emissioni diffuse, prevalentemente costituite da Composti Organici Volatili (COV) provenienti da sorgenti non associate con uno specifico processo ma diffuse attraverso tutta la Raffineria, quali le vasche dell'impianto di trattamento acque di processo e le tenute dei tetti flottanti dei serbatoi di stoccaggio.

Il calcolo delle emissioni fuggitive e diffuse di Composti Organici Volatili (COV) dalla Raffineria di Venezia considera i seguenti contributi:

- dagli impianti produttivi;
- dalle aree di stoccaggio;
- dal sistema di caricamento dei prodotti finiti;
- dall'impianto di trattamento delle acque reflue.



Le seguenti tabelle, tratte dalle Schede B.8.1 e B.8.2 *Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica e alla capacità produttiva)* riportano i quantitativi annui di emissioni diffuse e fuggitive generate dalla raffineria.

Origine	Topologia	Inquinanti presenti	Quantità (t/anno)	
			Anno 2013	Capacità produttiva
DP2, DP3, MEROX2, ISO, RC3, PV1, SPL GPL, VB/TC, HF1, HF2, U22, claus RZ1, claus RZ2, HCR, SWS1, SWS2, SWS3	Fuggitive	COV	104,6	104,6
		Benzene	0,94	0,94
MOV1, MOV2 ⁽¹⁾	Diffuse	COV	112,3	112,3
		Benzene	1,01	1,01

⁽¹⁾ *Le emissioni non convogliate provenienti dalle unità MOV1 e MOV2 si riferiscono alle sorgenti elencate nella scheda B.13.1 "Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi e altre sostanze."*

In Allegato E.9.1 il Gestore riporta inoltre il dettaglio del sistema di calcolo utilizzato per la stima delle emissioni diffuse, con particolare riferimento ai VOC. Da tale documento risulta che la stima dei flussi emissivi è stata calcolata sulla base del protocollo *EPA 453/R-95-017*, utilizzando le equazioni e i fattori di emissione previsti dal metodo *US EPA PETROLEUM Correlation*. Le sorgenti di emissione considerate rilevanti sono: lo stoccaggio di greggio e prodotti (benzine), gli impianti di processo, gli impianti per il caricamento di prodotti e le vasche di trattamento effluenti.

In particolare:

- impianti produttivi - la stima dei flussi emissivi è stata calcolata sulla base del protocollo *EPA 453/R-95-017*, utilizzando le equazioni e i fattori di emissione previsti dal metodo *US EPA PETROLEUM Correlation*. Tale metodo consente la stima dei flussi emissivi attraverso l'uso di equazioni di correlazione indicate nelle tabelle che seguono. Applicando le suddette equazioni, in funzione del tipo di sorgente, del servizio e del valore misurato in ppmv (SV = screening value) è possibile ottenere la conversione dei valori delle perdite da ppmv a kg/h per ogni sorgente.

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

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

- caricamento prodotti - il calcolo delle emissioni di COV per ogni prodotto caricato viene effettuato utilizzando la formula definita d USEPA, 1997a. La stima dell'efficienza dei sistemi di caricamento dei prodotti finiti è stata considerata pari al 95%.

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

Con particolare riferimento alle emissioni diffuse e fuggitive associate alle aree impianti di processo, in Allegato E.9.2 il Gestore ha fornito la Relazione descrittiva del programma LDAR attualmente adottato. Da tale documentazione risulta che il Programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) è stato implementato nella Raffineria di Venezia a partire dal 2013 ed è tuttora in corso di svolgimento. Sono state eseguite campagne di monitoraggio e conseguenti attività di manutenzione/riparazione.

La Tabella seguente riassume i risultati delle campagne di monitoraggio LDAR eseguite nel periodo 2010-2015.



	2013	2015
Emissioni TOC (t/a)	211,8	100,1
% controlli eseguiti vs. componenti censiti	91,19%	90,11%
% componenti con perdita >10.000 ppmV	0,79%	1,50%

Il monitoraggio LDAR è stato eseguito su 39.722 sorgenti interessate da passaggio di COV, classificate come indicato nella seguente tabella:

Tipologia di sorgenti	N.	% sul totale delle sorgenti	Stima del contributo emissivo
Accessibili monitorate	39722	90,11%	Mediante equazioni di correlazione, sulla base del valore letto in ppmv
Non accessibili (in servizio)	4360	9,89%	Mediante fattori ricavati dalle misure disponibili

Relativamente alle 39.722 sorgenti accessibili monitorate, almeno 1 volta (dal rilascio dell'AIA) sono stati effettuati:

- n. 586 interventi di riparazione o manutenzione, pari al 1,3 % delle sorgenti censite;
- n. 8 interventi di sostituzione, pari al 0,02 % delle sorgenti censite.

Dalla campagna di monitoraggio condotta su 39.722 sorgenti accessibili, corrispondenti al 90,11 % del numero totale di sorgenti censite, è risultata un'emissione di COV di 11,42 kg/h, corrispondente a 100,1 ton/anno per un servizio di 8.760 h.

5.10 Scarichi ed emissioni in acqua

Le acque di processo, il vapore e le acque di lavaggio che sono state in contatto con i fluidi di processo contengono, oltre ad idrocarburi, anche H₂S e NH₃. Analogamente le acque di raffreddamento, sebbene non siano in contatto con i fluidi di processo, possono contenere inquinanti in basse concentrazioni. Anche le acque meteoriche di dilavamento delle aree produttive possono contenere idrocarburi presenti in superficie; esse devono quindi essere trattate prima dello scarico nei corpi idrici recettori. Gli inquinanti presenti nelle acque di processo, derivano principalmente dalle sezioni di desalting, di distillazione, dalle unità di desolfurazione e dalle varie unità ausiliarie della raffineria.

In particolare, le unità di distillazione principali prevedono uno strippaggio in corrente di vapore con conseguente produzione di acque acide con significanti concentrazioni di ammoniaca, idrogeno solforato ed idrocarburi. Queste acque sono sottoposte ad un preventivo trattamento di strippaggio prima di essere avviate all'impianto di trattamento acque reflue.

L'unico scarico attivo afferente agli Impianti di Raffineria è lo scarico SM1 che convoglia le acque di raffreddamento in acque di transizione (Laguna di Venezia). Gli scarichi parziali SM2 e SM3 non sono più attivi, poiché il trattamento dei reflui viene affidato esternamente al depuratore consortile SIFA.

Dalle Schede B.9.1 e B.9.2 *Scarichi idrici (parte storica e alla capacità produttiva)*, dalle Schede B.10.1 e B.10.2 *Emissioni in acqua (parte storica e alla capacità produttiva)* e dall'Allegato B18 *Relazione tecnica dei processi produttivi* risulta che presso la Raffineria di Venezia sono presenti i seguenti scarichi idrici:



Denominazione scarico	SM1 (scarico finale)
Corpo recettore	acque di transizione – Laguna di Venezia
Tipologia acque	acque di raffreddamento
Tipologia scarico	continuo
Volume scaricato	anno 2013: 30.397.251 m ³ ; alla capacità produttiva: 70.080.000 m ³
Coordinate	286450,7 E – 5037136,2 N

Denominazione scarico	SIFA1 (scarico finale)
Corpo recettore	impianto di trattamento Consortile di Fusina
Tipologia acque	acque industriali di processo, acque meteoriche di dilavamento
Tipologia scarico	continuo
Volume scaricato	anno 2013: 2.347.939 m ³ ; alla capacità produttiva: 3.836.286 m ³
Coordinate	286527,7 E – 5037137,2 N

Dall'allegato B.30 Relazione descrittiva sulle modalità di gestione delle acque meteoriche risulta che la totalità delle acque meteoriche è convogliata a trattamento sull'unico collettore di fognatura, recapitante all'impianto di trattamento esterno (depuratore consortile SIFA), previo passaggio in apposito impianto di pre-trattamento (per maggiori dettagli si rimanda alla descrizione riportata al precedente § 5.4.7).

Con riferimento alla qualità degli scarichi finali sopra riportati, il Gestore ha precisato che:

SM1 – *“Il punto di scarico SM1 di Raffineria (unico punto di scarico verso la laguna di Venezia – corpo idrico recettore) convoglia unicamente l'acqua di mare di raffreddamento impianti sollevata dal punto di attingimento lagunare AL1 (codifica da Autorizzazione allo scarico e alla derivazione di acqua lagunare del Provveditorato Interregionale alle Opere Pubbliche di Veneto, Trentino A.A. e Friuli V.G (ex Magistrato alle Acque di Venezia, protocollo n. 7246 del 22/2/2016). Il circuito di raffreddamento impianti è un circuito chiuso a singolo passaggio senza contatto con il processo. L'acqua mare di raffreddamento non può subire contaminazioni da parte del processo poiché non entra in contatto con questo (non valutabile quindi la differenza tra il carico di fondo dell'acqua in ingresso e dell'acqua restituita al corpo recettore).”*

SIFA1 – *“La qualità dei reflui 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.”*

Si precisa che, poiché il flusso di acque di processo non è inviato a scarico finale ma a impianto di trattamento, non sono ad esso direttamente applicabili i valori di emissione definiti dalla BAT 12 (v. § 7 per maggiori dettagli).

Lo scarico SIFA 1 deve rispettare i valori limite per il conferimento all'impianto di trattamento consortile, definiti nel Regolamento di Conferimento in essere.

5.11 Rifiuti

La produzione di rifiuti dello stabilimento è principalmente costituita da fanghi da pretrattamento delle acque reflue, catalizzatori esausti, terreni, vari rifiuti oleosi e morchie, ceneri ed infine ridotti quantitativi di rifiuti solidi urbani ed assimilati.

In occasione delle attività di manutenzione e miglioramento delle strutture impiantistiche vengono inoltre prodotti rifiuti da demolizione e rottami metallici.

Dalla Scheda B.12.1 *Aree di deposito temporaneo di rifiuti* risulta che presso il complesso impiantistico in esame sono attive le seguenti aree di deposito:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione UTM (tipo di coordinate)	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/Quantitativo Q)
36	Parco ecologico	E 286231,0 N 5037716,6	n.d. (1)	4306,8	Area impermeabilizzata. Recintata. Dotata di pozzetti di raccolta delle acque verso collettore interno di fognatura. Attrezzata per il temporaneo deposito in sicurezza dei rifiuti prima del loro invio a smaltimento/recupero all'esterno del sito.	05 01 03* 05 01 06* 05 01 08* 05 01 17 06 13 02* 10 01 14* 12 01 17 13 02 05* 15 01 02 15 01 04 15 01 10* 15 02 02* 15 02 03 16 02 11* 16 02 13* 16 02 15* 16 03 03* 16 03 04 16 03 05* 16 03 06 16 05 06* 16 07 09* 16 08 02* 16 08 07* 16 11 05* 16 11 06 17 02 04* 17 06 03* 18 01 03* 19 13 08	T
37	Parco Rottami	E 286216,4 N 5037678,0	n.d. (1)	1505,2	Vedi area 36	17 04 05 17 04 11 16 06 01* 16 06 02* 20 01 21*	T
41	Parco terre area nord est	E 286857,3 N 5037639,2	n.d. (1)	302	Vedi area 36	05 01 03* 05 01 06* 17 09 04	T
42	Nuovo parco terre	E 286478,4 N 5037655,7	n.d. (1)	144	Vedi area 36	17 09 04	T
43	Area raccolta rifiuti APL	E 286087,9 N 5037342,4	n.d. (1)	105,2	Vedi area 36	15 01 02 15 01 04 17 04 05 19 13 08 16 01 19	T
44	Area raccolta rifiuti pericolosi APL	E 286140,6 N 5037307,5	n.d. (1)	26	Vedi area 36	05 01 03* 06 01 06* 07 05 10* 15 01 10* 15 02 02*	T

(1) Capacità di stoccaggio complessiva non disponibile in quanto si tratta di depositi temporanei



I dati relativi alle tipologie e ai quantitativi di rifiuti prodotti nell'anno di riferimento 2013 e alla massima capacità produttiva sono desunti dalle Schede B.11.1 e B.11.2 *Produzione di rifiuti (parte storica e alla capacità produttiva)*, di seguito riportate.

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)										Anno di riferimento: 2013		
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fas/Unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio			
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N. area	Modalità	Destinazione	
050103*	morchie depositate sul fondo dei serbatoi	Fangoso putabile	4	82,98				da B22 planimetria	36	Fusti	D15	
050106*	fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Fangoso putabile	4	190,63					36	Fusti	D15	
050108*	altri catrami	Solido non pulverulento	4	37,56					36	Fusti	D15	
050117	Bitumi	Solido non pulverulento	4	1,01					36	Fusti	D15	
060106*	acido solfamminico (dicloridruato)	Solido non pulverulento	5	0,17					44	Sacco	D15	
061302*	carbone attivato esaurito (norma 060792)	Solido non pulverulento	4	56,79					36	Scarrabile	R7	
070510*	Assorbente grasso	Solido non pulverulento	5	0,07					44	Sacco	D15	
070610*	Altri residui di filtrazione e assorbenti esauriti	Liquido	5	0,80					44	Sacco	D9	
100114*	cenere pesanti, scorie e polveri di caldaie prodotte da combustione di rifiuti pericolosi	Solido non pulverulento	4	4,41					36	Fusti	D15	
120117	materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116	Solido pulverulento	4	18,59					36	Big-bag	D15	
130205*	scarti di olio minerale per motori, ingombraggi e lubrificazione, non clorurati	Liquido	4	5,95					36	Autobotte/Bulk	R13	
130302	imballaggi in plastica	Solido non pulverulento	4	5,90					36	Stiva in scarrabile	R13	
150104	imballaggi metallici	Solido non pulverulento	5	0,32					43		D9	
150110*	imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non pulverulento	4	12,77					36		D9/D15	
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	13,58					36	Stiva in scarrabile	D9/D15	
150203	assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	Solido non pulverulento	4	2,98				36	Big-bag	D9/D15		
160119	Planimetrie tubi al neon	Solido non pulverulento	5	0,50				43	Big-bag	D15		
160211*	Apparecchiature fuori uso contenenti clorofluorocarburi, HCFC, HFC	Solido non pulverulento	4	1,93				36	Alla rinfusa su barelli	R13		
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Solido non pulverulento	4	1,44				36	Alla rinfusa su barelli	R13		
160215*	Componenti pericolosi rimossi da apparecchiature fuori uso	Solido non pulverulento	4	0,21				36	Cassa di legno	D15		
160303*	Rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	0,56				36	Fusti	D15		
160304	Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303*	Solido pulverulento	4	2,16				36	Fusti	D15		
160305*	Rifiuti organici, contenenti sostanze pericolose	Liquido	4	166,25				36	Autobotte	D15		
160306	Rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 160305	Liquido	4	0,63				36	Fusti	D9		
160506*	Solventi e reagenti laboratorio	Liquido	5	0,38				36	Fusti	D15		
160601*	Batterie al piombo	Solido non pulverulento	4	0,49				47	Stiva	R13		
160602*	Batterie al nichel cadmio	Solido non pulverulento	4	0,87				37	Casse dedicate	R13		
160700*	rifiuti contenenti sostanze pericolose (cili pulizia scib. per trasport. e stocche di fusti)	Solido non pulverulento	4	1,00				36	Fusti	D9		



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059**

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta (t/anno)	Quantità annua prodotta (m ³ /anno)	Produzione specifica (kg/kg prodotto)	Produzione specifica (Dkg prodotto)	Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio (N. area)	Modalità	Destinazione
160802*	catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	Solido non pulverulento	4	40,20				da planimetria B22	36	Fusti	R13
160807*	catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	11,15			36		Fusti	R13	
161105*	investimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	50,41			36		Big-bag	D15	
170204*	contenitori in vetro, plastica e legno contaminati da sostanze pericolose o da esse	Solido non pulverulento	4	1,36			36		Scarrabile	D15	
170405	ferro e acciaio	Solido non pulverulento	4	1203,82			37		Sfuso in scarrabile	D15/R4	
170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410	Solido non pulverulento	4	14,87			37		Sfuso in scarrabile	R13	
170603*	altri materiali rotolanti contenitori o costituiti da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	56,56			36		Big-bag	D15	
170904	rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903	Solido non pulverulento	4	489,53			36		Sfuso in scarrabile	R13	
180103*	rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni	Solido non pulverulento	4	0,050			36		Scatole e contenitori dedicati	D15	
191308	rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 191307	Liquido	4	2235,50			36		Sfuso in sistema	D9	
200121*	tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non pulverulento	4	0,54			36	Stivo	R13		

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(Dkg prodotto)		N. area	Modalità	Destinazione
050103*	marcche depositate sul fondo dei serbatoi	Fangoso palabile	4	550				da planimetria B22	36	Fusti	D15
050106*	tanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Fangoso palabile	4	550					36	Fusti	D15
050108*	altri catrani	Solido non pulverulento	4	5					36	Fusti	D15
050117	Bitumi	Solido non pulverulento	4	1					36	Fusti	D15
060106*	acido solforico (deltaliosoreca)	Solido non pulverulento	5	1					44	Sacco	D15
061302*	carbone attivato esaurito (tranne 060702)	Solido non pulverulento	4	170					36	Scarrabile	R7
070510*	Absorbente erassi	Solido non pulverulento	5	0					44	Scacco	D15
070610*	Altri residui di filtrazione o assorbenti esauriti	Liquido	5	3					44	Sacco	D9
100114*	ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte da contenimento, cont. Sost. pericolose	Solido non pulverulento	4	14					36	Fusti	D15
120117	materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116	Solido pulverulento	4	150					36	Big-bag	D15
130208*	scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	Liquido	4	19					36	Ambeboni Boll.	R13
150102	imballaggi in plastica	Solido non pulverulento	4	20					36	Sfuso in scarrabile	R13
150104	imballaggi metallici	Solido non pulverulento	5	1					43	-	D9
150110*	imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non pulverulento	4	40					36	-	D15/D15



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA – ID 6/1059**

150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	30					36	Stuso in scarrabile	D9/D15
150203	assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202	Solido non pulverulento	4	1					36	Big-bag	D9/D15
160119	Platoniere tubi al neon	Solido non pulverulento	5	2					43	Big bag	D15
160211*	Apparecchiature fuori uso contenenti clorofluorocarburi, HCFC, HFC	Solido non pulverulento	4	6					36	Alla rinfusa su bancali	R13
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	Solido non pulverulento	4	5					36	Alla rinfusa su bancali	R13
160215*	Componenti pericolosi rimossi da apparecchiature fuori uso	Solido non pulverulento	4	1					36	Cassa di legno	D15
160303*	Rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	2					36	Fusti	D15
160304	Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303*	Solido pulverulento	4	7					36	Fusti	D15
160305*	Rifiuti organici, contenenti sostanze pericolose	Liquido	4	523					36	Autobotta	D15
160306	Rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 160305	Liquido	4	2					36	Fusti	D9
160506*	Solventi e reagenti da laboratorio	Liquido	5	1					36	Fusti	D15
160601*	Batterie al piombo	Solido non pulverulento	4	10					37	Stuso	R13
160602*	Batterie al nichel cadmio	Solido non pulverulento	4	3					37	Casse dedicate	R13
160700*	rifiuti contenenti sostanze pericolose (pulizia scrub per trasp. e stocce e fusti)	Solido non pulverulento	4	550					36	Fusti	D9

da planimetria B22

160802*	catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	Solido non pulverulento	4	50					36	Fusti	R13
160807*	catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	1					36	Fusti	R13
161105*	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	159					36	Big bag	D15
170204*	vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	Solido non pulverulento	4	800					36	Scarrabile	D15
170405	ferro e acciaio	Solido non pulverulento	4	5					37	Stuso in scarrabile	D15/R4
170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410	Solido non pulverulento	4	5					37	Stuso in scarrabile	R13
170603*	altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	4	350					36	Big bag	D15
170904	rifiuti nati dall'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903	Solido non pulverulento	4	1.540					36	Stuso in scarrabile	R13
180103*	rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni	Solido non pulverulento	4	1.200					36	Scatole e contenitori dedicati	D15
191308	rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 191307	Liquido	4	1					36	Stuso in cisterne	D9
200121*	tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non pulverulento	4	2					36	Stuso	R13

da planimetria B22

5.12 Rumore

Dall'Allegato B.24 *Identificazione e quantificazione dell'impatto acustico* risulta che, in ottemperanza a quanto prescritto dal capitolo 7 del Piano di Monitoraggio e Controllo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale n. DVA-DEC-2010-000898 del 30/10/2010, in data 22 Settembre, 07 e 16 Ottobre 2014 sono stati effettuati alcuni rilievi fonometrici all'interno, al perimetro e presso i recettori esterni alla Raffineria



ENI S.p.A. a Porto Marghera (VE), al fine di aggiornare il documento di valutazione di impatto acustico dello Stabilimento redatto nell'anno 2013.

L'aggiornamento delle misure fonometriche è stato eseguito in ottemperanza al punto 9.5 del P.I.C. dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, in quanto la Raffineria è oggi operativa nel nuovo assetto "GREEN" per la produzione di biocarburanti ottenuti da biomasse oleose.

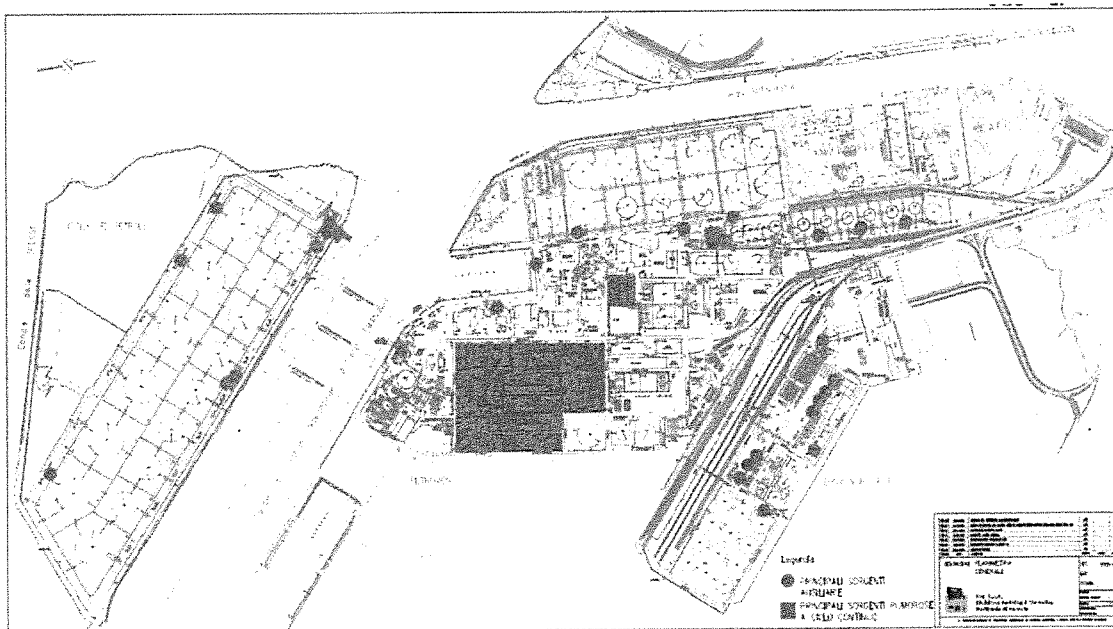
Il nuovo assetto ha comportato la modifica di alcune unità di processo e la messa in conservazione di alcuni impianti.

L'attività svolta per la sua caratteristica rientra nella normativa di impianto a ciclo produttivo continuo e viene svolta in modo continuativo 24/24 h nell'arco dell'anno. L'attività lavorativa avviene sia nel periodo diurno (6:00-22:00), sia in quello notturno (22:00-06:00), le principali sorgenti di rumore oggetto della valutazione sono individuate negli impianti di Ecofining, Reforming, Isomerizzazione e cogenerazione.

Tali sorgenti hanno un'emissione sonora costante nel tempo e che non subisce modifiche per variazioni di carico di lavoro. Le sorgenti che invece sono soggette a variabilità sono gli impianti ausiliari, quali compressori, pompe di aspirazione, trasferimento e mandata, sfiati vapore, ecc., che sono in funzione o spenti in base alle necessità, ed infine il transito degli automezzi sulle strade interne dello stabilimento.

Nella planimetria a pagina seguente si riporta l'ubicazione delle principali sorgenti di rumore.

Si evidenzia che alcune sorgenti quali pompe ed altre apparecchiature ausiliarie in servizio solamente in caso di emergenza non si presentavano in funzione, e per necessità operative di impianto non è stato possibile attivarle per poter effettuare la rilevazione della potenza sonora. Poiché tali sorgenti sono messe in funzione raramente e considerando che comunque i limiti normativi di immissione ed emissione vanno sempre riferiti al tempo di riferimento diurno (06:00-22:00) e notturno (22:00-06:00), data la loro modesta emissione sonora ed il limitato tempo di funzionamento, si può concludere che il rumore percepito ai recettori o comunque al perimetro dello stabilimento si presenta inferiore ai limiti di zona.



I centri abitati più vicini sono:

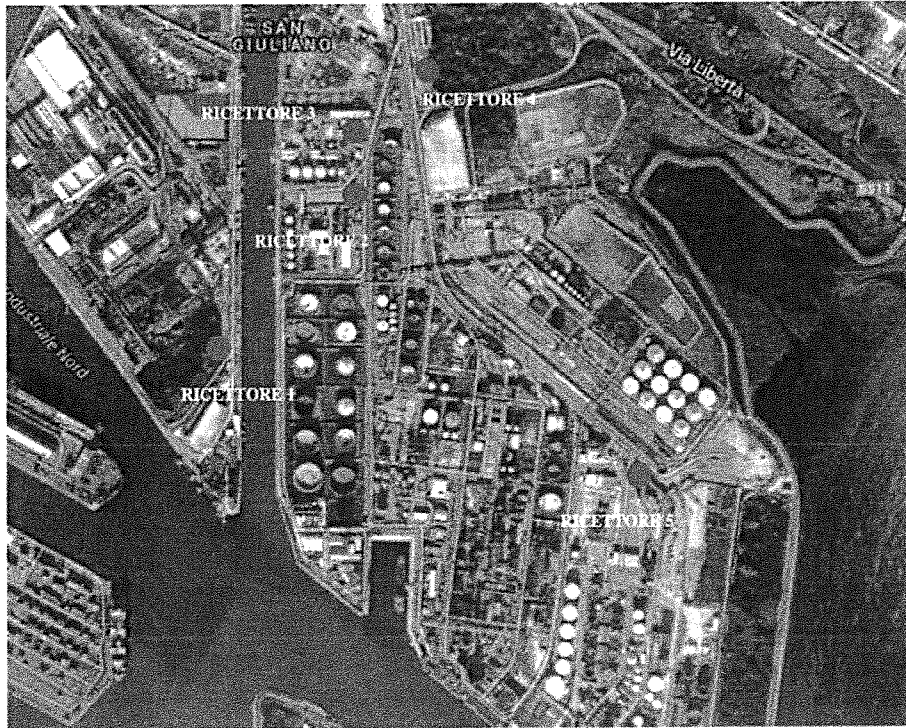
- la Città di Mestre a circa 1,2 km;
- la Città di Marghera a circa 2,8 km;
- la Città di Venezia (P.le Roma) a circa 3,9 km.

Le vie di comunicazione più vicine sono:

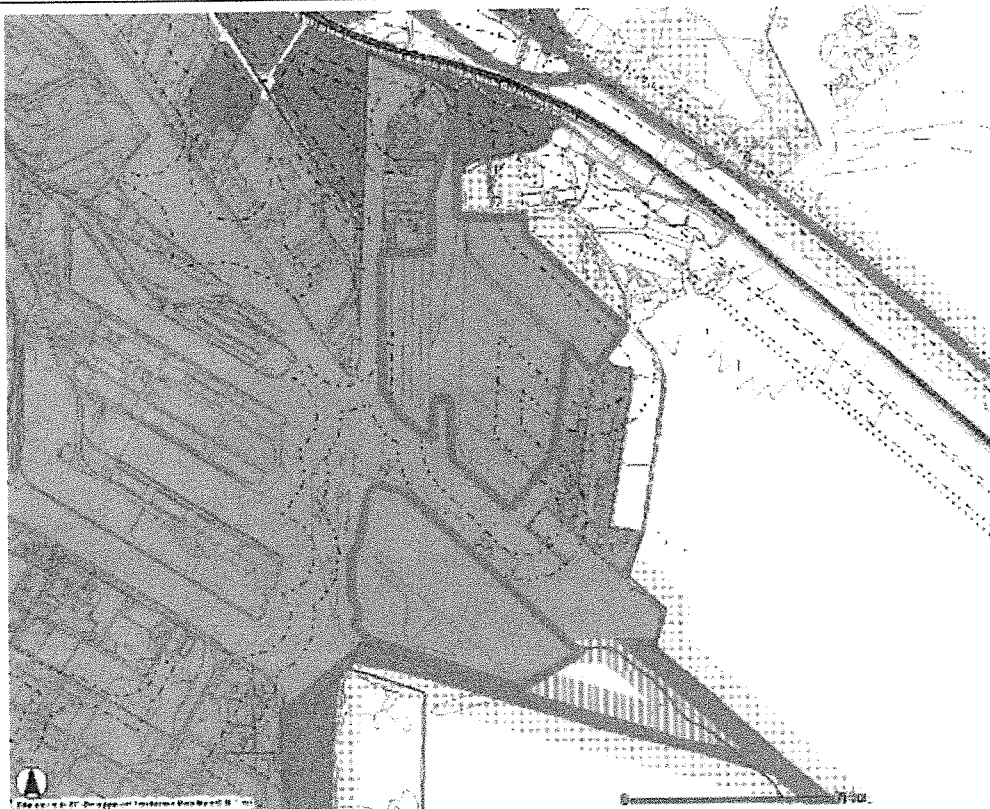
- Autostrada A4 ed A57 a circa 4 km;
- Strada Statale Romea a circa 4 km;
- Linea ferroviaria per Venezia a circa 0,6 km;
- Ponte della Libertà (SR11) a circa 0,56 km;
- Aeroporto Marco Polo di Tessera a circa 6,5 km.



La figura seguente mostra la posizione dei Recettori individuati per il monitoraggio dell'impatto acustico.



L'area dove è situata la Raffineria e le aree denominate Deposito Nord/Est e Isola dei Petroli rientrano completamente in area di Classe VI come previsto dal piano di zonizzazione acustica del Comune di Venezia (VE). In alcuni tratti la proprietà confina con aree diverse dalla classe VI (colore blu) e rispettivamente con aree in classe IV e III (colore arancio e giallo a pallini arancio). Per tali aree, i cui limiti differiscono per più di 5 dB da quelli della Classe VI, la normativa prevede una fascia di transizione, di cui non è possibile stimare l'ampiezza (in linea teorica risulta di almeno 50 m), individuata nella mappa con una linea di colore viola. In verde sono evidenziati i confini dello Stabilimento.



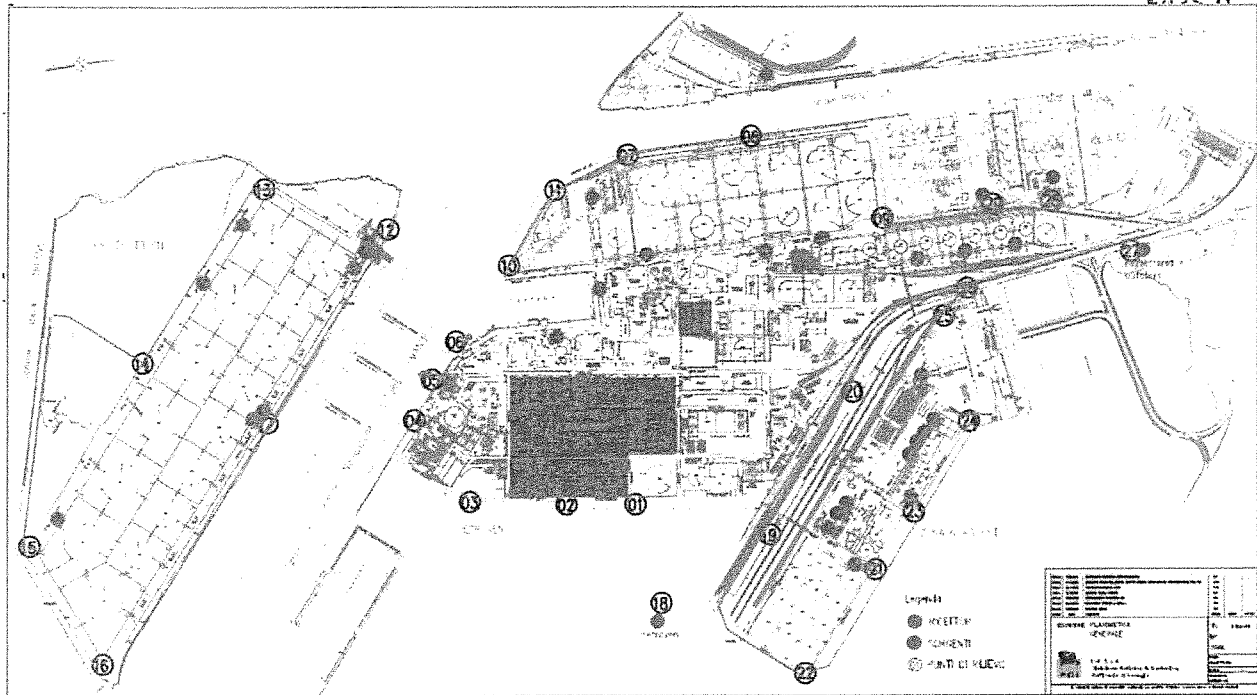
I valori limite di immissione da considerare al fine della valutazione di impatto acustico sono i seguenti:

Classe VI 70 dB(A) periodo di riferimento diurno;
 70 dB(A) periodo di riferimento notturno.

Classe IV 65 dB(A) periodo di riferimento diurno;
 55 dB(A) periodo di riferimento notturno.

Per quanto concerne l'applicazione dei limiti di emissione gli stessi sono riferiti al valore massimo di livello di pressione sonora che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità dei recettori (D.P.C.M. 14/11/1997). Non essendo possibile verificare il contributo delle singole sorgenti in quanto l'apparato industriale è caratterizzato da un ciclo produttivo continuo, la valutazione del rispetto dei valori limite di emissione non può essere effettuata.

Le postazioni di misurazione dei livelli acustici sono evidenziate nella planimetria sottostante.



Dopo un adeguato scorporo delle sorgenti considerate accidentali è stato possibile rilevare i livelli di immissione nei punti rilevati come prossimi ai ricettori più vicini al confine aziendale. Si parla di immissione poiché non è stato possibile discriminare le diverse sorgenti ubicate sia all'interno che all'esterno della Raffineria, in quanto l'attività si svolge a ciclo produttivo continuo nel quale le apparecchiature in funzione non possono essere disattivate.

Sulla base delle misurazioni effettuate, considerando i valori riscontrati presso i ricettori, e sulla base del piano di zonizzazione acustica del Comune di Venezia, la valutazione di impatto acustico effettuata mostra che tutti i livelli acustici misurati risultano al di sotto dei limiti di immissione definiti dalla normativa vigente.

5.13 Odori

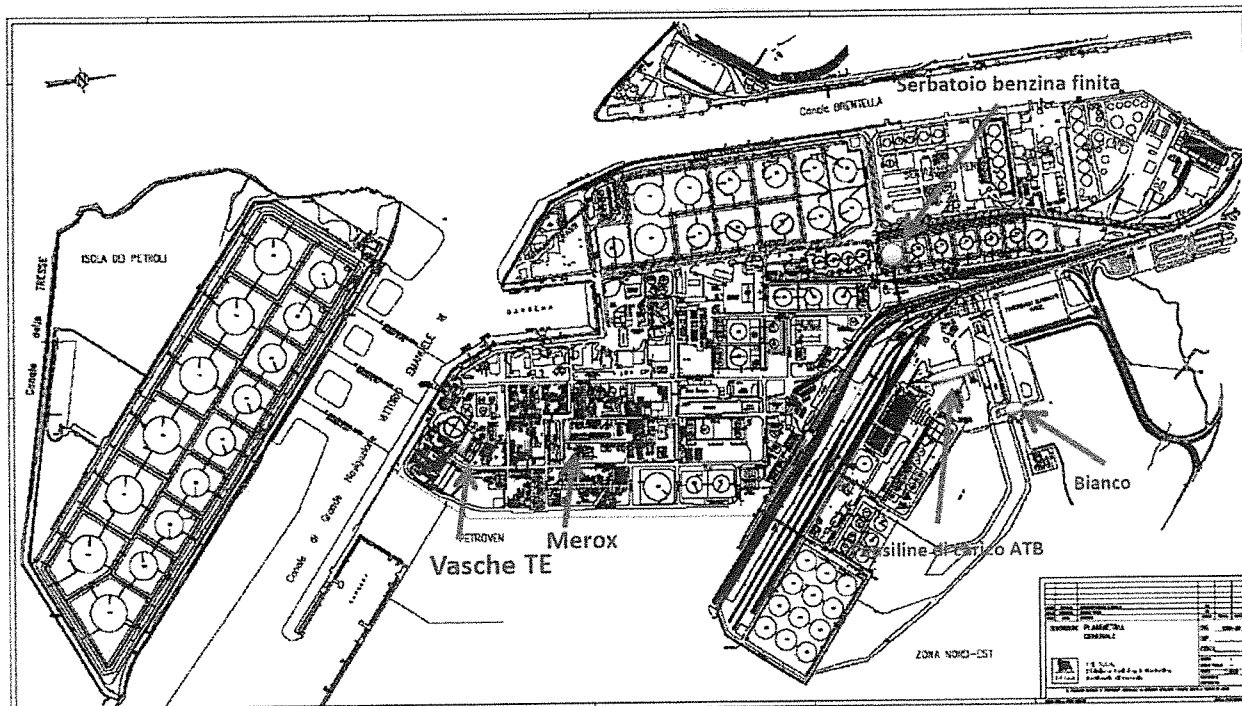
Dalla Scheda B.15 *Odori* risultano le seguenti sorgenti di emissione odorigena:

Descrizione delle sorgenti						
Sorgente	Localizzazione	Tipologia	Persistenza	Intensità	Estensione della zona di percecibilità	Sistemi di contenimento
1	Impianti di processo: pompe e compressori, prese campione, spurghi, valvole e giunti flangiati	COV	SI	Percettibile	10 m	na
2	Impianto di pre-trattamento acque reflue effluenti: vasche di sollevamento, seoparatore API	COV	SI	Percettibile	10 m	na
3	Serbatoi di stoccaggio: interspazio fra ole tenute del tetto galleggiante, guide di supporto del letto, tubi di campionamento	COV	SI	Percettibile	5 m	na
4	Aree di movimentazione prodotti: bracci di carico	COV	SI	Percettibile	10 m	na

Dall'Allegato B.29 *Relazione sulle emissioni odorigene nell'area circostante l'installazione* risulta che, in ottemperanza al PMC dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010) della Raffineria di Venezia, il Gestore ha provveduto ad effettuare un'attività di monitoraggio mediante olfattometria dinamica nei giorni 22 e 23 luglio 2013, al fine di valutare lo stato emissivo della raffineria in normali condizioni operative.



La seguente figura mostra il posizionamento delle postazioni di misura oggetto di monitoraggio.



Ai fini del monitoraggio, sono identificate come potenziale causa di odori le seguenti sostanze presenti in raffineria:

- Petrolio grezzo;
- GPL;
- benzine;
- kerosene;
- sode esauste;
- acque di lavaggio, processo e scarico.

Tali sostanze costituiscono le materie prime, i prodotti finiti ed intermedi e i sottoprodotti normalmente usati nel ciclo produttivo.

In considerazione dello specifico ciclo produttivo della Raffineria, le potenziali sorgenti risultano le seguenti:

- impianti di processo;
- impianto di trattamento acque reflue;
- serbatoi di stoccaggio;
- aree di movimentazione prodotti.

La seguente tabella associata ad ogni categoria di sorgente identifica il tipo di sostanza odorosa processata, movimentata o stoccata.



Potenziale sorgente	Preparato
Impianti di processo (pompe e compressori, prese campione, spurghi, valvole e giunti flangiati).	Petrolio grezzo, GPL, Fuel Gas, Nafta, Benzine, Kerosene, Acque di lavaggio.
Impianto di trattamento delle acque reflue (vasche di sollevamento, separatori API, trattamento fisico-chimico, trattamento biologico, trattamento fanghi).	Petrolio grezzo, Nafta, Benzine, Kerosene, Acque di lavaggio.
Serbatoi di stoccaggio (interspazio fra le tenute del tetto galleggiante, guide di supporto del tetto, tubi di campionamento).	Petrolio grezzo, GPL, Fuel Gas, Nafta, Benzine, Kerosene.
Aree di movimentazione prodotti (bracci di carico).	Petrolio grezzo, GPL, Benzine, Kerosene.

La seguente tabella riporta in maniera riassuntiva i valori espressi in unità odorimetriche europee al metro cubo registrati durante campionamenti effettuati nei due giorni di monitoraggio.

Posizione di campionamento	22/07/13 H 15:00 [ouE/m ³]	23/07/13 H 11:00 ⁽²⁾ [ouE/m ³]	23/07/13 H 15:00 ⁽²⁾ [ouE/m ³]	Media geometrica [ouE/m ³]
S505 – Benzina finita – Sud/Est	340	160	160	206
S505 – Benzina finita – Nord/Ovest	280	140	180	192
Trattamento effluenti – Vasca API con copertura ⁽¹⁾	380	240	150	239
Carico Autobotti	320	240	160	231
Impianto Merox	210	110	130	85
Bianco ⁽³⁾	180	---	---	180

- (1) Il sistema di abbattimento delle vasche API è attivo. L'ultimo campionamento è stato effettuato con il portellone della copertura della vasca aperto.
- (2) Due dei tre campionamenti sono stati eseguiti il giorno 23/07/13. Lo scopo è stato verificare la variabilità dell'intensità dell'emissione in funzione della rotazione del vento che avviene abitualmente fra mattina e pomeriggio.
- (3) Il campione di aria di riferimento è stato prelevato nell'area esterna alla raffineria (vedere mappa allegata al report). La Raffineria ha segnalato che nei giorni precedenti ai campionamenti si è osservata la proliferazione di alghe maleodoranti in laguna (odore assimilabile a H₂S).

Allo stato attuale della normativa vigente, non esistono limiti imposti riguardanti la concentrazione di odore in aree urbane o industriali. L'unico riferimento esistente ufficiale viene dalla Regione Lombardia, che nell'ambito delle Linee Guida per gli impianti di trattamento biologico (DGR 44263 del 16/7/1999, aggiornata con la DGR 7/12764 del 16/4/2003) e in particolare per l'emissione da biofiltri, individua un valore limite pari a 300 ouE/m³ (su cui è ammessa la tolleranza pari all'intervallo di confidenza statistica proprio del metodo olfattometrico).

Volendo individuare una soglia "guida" si può considerare la concentrazione media rilevabile in zone industriali. Questo valore generalmente intorno alle 100 ouE/m³, dettato esclusivamente dall'esperienza, fa riferimento a campioni realizzati nei pressi di recettori e non deve essere assimilato a livelli massimi in emissione.



Per l'interpretazione dei valori emessi da impianti e/o unità è necessario tener in considerazione le potenziali portate/flussi in uscita (una sorgente con bassa concentrazione di odore e con elevate portate può essere altrettanto critica di una ad alta concentrazione), la distribuzione orografica e le condizioni meteo del momento.

I valori medi riportati in tabella non evidenziano alcuna criticità che faccia presupporre un valore emissivo tale da apportare un apprezzabile impatto odorigeno.

La Raffineria di Venezia, in coerenza con le prescrizioni dell'AIA, esegue anche il programma LDAR mediante periodiche ispezioni per la verifica di perdite su apparecchiature e componenti di impianto selezionati in base ai fluidi che li attraversano (tipicamente fluidi che hanno una tensione di vapore > 0,3 kPa @ 20 °C come previsto dalla normativa UNI EN 15446). I componenti che sono emersi da un preventivo censimento dei componenti sono tipicamente pompe, valvole, connettori, accoppiamenti flangiati, sfiati e fine linea. La metodologia di ispezione correntemente impiegata prevede l'utilizzo di uno strumento che rispetti le specifiche individuate dall'US EPA 21 e dalla normativa speculare europea UNI EN 15446. Lo strumento è costituito da un dispositivo portatile che è utilizzato per individuare perdite di COV e/o inquinanti volativi pericolosi (HAP) in prossimità del componente monitorato. La procedura utilizzata prevede il monitoraggio periodico di tutti i possibili punti di perdita, secondo le frequenze riportate nella tabella 2 dell'allegato H (ISPRA 18712 01_06_11 – Mod Att PMC – II EM – All H LDAR). Per i componenti sui quali, con il metodo EPA-21/ UNI EN 15446, viene misurata una perdita di almeno 10.000 ppmv di COV scatta l'obbligo di un intervento manutentivo.

La Raffineria di Venezia utilizza i fattori di emissione medi (norma UNI EN 15446) per tutti i componenti in cui non è possibile effettuare delle misure dirette con strumentazione portatile secondo metodologie 'sniffing' dispositivi non accessibili, coibentati, etc.).

Nel caso dei dispositivi non accessibili, si procede al monitoraggio con tecnica OGI, al solo fine di valutare la presenza di perdite rilevanti che necessitano di interventi manutentivi.

5.14 Altre forme di inquinamento

Dalla Scheda B.16 *Altre tipologie di inquinamento* risulta che le altre fonti di inquinamento che, a diverso titolo, possono essere presenti all'interno di alcune aree di Raffineria, sono: emissioni elettromagnetiche, radiazioni ionizzanti, materiali contenenti amianto, fibre ceramiche refrattarie e gas fluorurati ad effetto serra.

Come indicato nel seguito, tali sorgenti inquinanti non determinano impatti sull'ambiente esterno.

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 eseguito nel 2010 un censimento delle sorgenti presenti e 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.



Materiali contenenti amianto (MCA)

Nel 2014 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/nulla indice di rilascio.

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.

Gas fluorurati ad effetto serra (HFC)

Gas fluorurati ad effetto serra sono presenti nelle apparecchiature di refrigerazione, di condizionamento d'aria e nei sistemi fissi antincendio.

La Raffineria esegue il controllo periodico 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.

Gli interruttori della rete elettrica di Raffineria contenenti esafluoruro di zolfo (SF₆) possiedono circuiti ermeticamente sigillati e come tali non necessitano di controlli di eventuali perdite.

6 IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA

L'impianto oggetto della domanda di AIA coincide con l'impianto descritto al precedente § 5. Il Gestore, infatti, non ha compilato la Scheda C né ha fornito la relativa documentazione allegata.

7 ANALISI DELL'IMPIANTO E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC

7.1 Verifica del livello di applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili (BAT)

L'analisi dell'applicazione è stata fatta sulla base della documentazione presentata dal Gestore, in particolare la Scheda D ed i relativi allegati, andando a verificare, ove possibile, i criteri generali adottati dal Gestore per l'applicazione delle migliori tecniche disponibili.

Il confronto sviluppato dal Gestore è stato attuato con un'analisi delle BAT applicabili allo Stabilimento in relazione alla lista delle BAT presenti nella Decisione di esecuzione della Commissione del 9 Ottobre 2014 (di seguito *BAT Conclusions*) che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali, evidenziando il grado di applicazione delle stesse in una sintesi delle prestazioni ambientali conseguibili dal complesso IPPC sulla base delle tecniche adottate.

Viene di seguito riportato l'esito delle valutazioni effettuate dal Gestore al fine di stabilire il livello di applicazione delle *BAT Conclusions*, tratto dalla Scheda D.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

BAT GENERALI			
Comparto/matrice ambientale	Tecnica	BATC	Stato
SGS	Implementazione di un Sistema di Gestione Ambientale	1	APPLICATA Tutte le indicazioni contenute nella BAT 1 sono applicate nel SGA di raffineria.
Consumo ed efficienza energetica	Utilizzare un'opportuna combinazione delle tecniche elencate nella BAT 2	2	APPLICATA (v. sotto)
Consumo ed efficienza energetica	Calcolo sistematico degli obiettivi termodinamici per ridurre al minimo il consumo di energia dei processi (Analisi Pinch)	2.i.a	Tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico, finalizzato ad individuare eventuali aree di ottimizzazione energetica, basato su process integration mediante pinch analysis.
Consumo ed efficienza energetica	Integrazione del calore dei sistemi di processo: una quota significativa del calore necessario è fornita mediante lo scambio di calore tra flussi di riscaldamento e di raffreddamento	2.i.b.	<ol style="list-style-type: none">1. L'unità DP2 è progettata per massimizzare i recuperi energetici con recupero del calore dalle correnti calde per preriscaldamento del greggio.2. I forni H1, H2, H3 sono dotati di sezione convettiva con preriscaldamento del greggio.3. I forni sono dotati di sistema per il surriscaldamento del vapore di BP utilizzato per lo strippaggio dei prodotti.4. L'unità DP3 è progettata per massimizzare i recuperi energetici: il bottom pump around della colonna di distillazione atmosferica viene utilizzato come fluido riscaldante ai ribollitori delle colonne di stabilizzazione e splitter benzine e per il preriscaldamento del greggio. Il top pump around viene invece utilizzato per preriscaldare il greggio di carica.5. Il forno è dotato di sezione convettiva per il preriscaldamento del greggio.6. Nel forno F-1 è previsto il surriscaldamento del vapore di BP utilizzato per lo strippaggio dei prodotti. E il preriscaldamento dell'aria comburente.7. L'unità DP3 è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che gestisce gli aspetti di integrazione e minimizzazione dei consumi energetici.8. Le unità di Reforming (RC3) e Isomerizzazione (ISO) risultano integrate con le relative sezioni di desolfurazione della carica all'unità.9. Le unità di Thermal Cracking e Visbreaking (VBTC) risultano integrate termicamente tra loro.
Consumo ed efficienza energetica	Recupero di energia termica ed elettrica mediante l'uso di dispositivi di recupero dell'energia	2.i.c.	<ol style="list-style-type: none">1. L'unità di Reforming (RC3) risulta integrata con le relative sezioni di desolfurazione della carica all'unità (i forni F-3AN e F-3CN dell'unità RC3 sono collegati alla caldaia a recupero per la produzione di vapore MP (10 t/h), i forni F-3A e F-3B sono collegati alla caldaia B1 per produrre vapore MP (30 t/h)).2. La caldaia dell'impianto RZ1 produce vapore BP.3. La caldaia dell'impianto RZ2 produce vapore BP e MP.4. L'impianto VBTC produce vapore MP e BP e surriscalda vapore mediante scambio con i prodotti dell'unità stessa.
Consumo ed efficienza energetica	Ottimizzazione del processo con combustione controllata automatizzata al fine di ridurre il consumo di combustibile per tonnellata di carica di alimentazione trattata	2.ii.a.	Tutti i camini di raffineria sono dotati di sistema di monitoraggio continuo dell'O2 e della T dei fumi con conseguente possibilità di controllare in continuo il tenore d'aria comburente. Sulla base dei valori dei parametri suddetti viene inoltre effettuato il monitoraggio dell'efficienza termica
Consumo ed efficienza energetica	Gestione e riduzione del consumo di vapore mediante mappatura sistematica dei sistemi con valvola di scarico al fine di ridurre il consumo di vapore e ottimizzarne l'uso	2.ii.b.	<ol style="list-style-type: none">1. La quasi totalità degli impianti è servita da un'estesa rete di recupero delle condense di vapore al fine di un suo riutilizzo come acqua demineralizzata per la produzione di vapore, previo opportuno trattamento.2. La raffineria è servita da una rete di recupero condense non potenzialmente contaminate da idrocarburi e una rete di recupero condense potenzialmente contaminate da idrocarburi. Nel 2013 l'indice di recupero condense recuperate rispetto al totale di acqua demineralizzata distribuita dalla raffineria per produzione di vapore è risultato pari a 0,35



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

BAT GENERALI			
Comparto/matrice ambientale	Tecnica	BATC	Stato
Consumo ed efficienza energetica	Partecipazione ad attività di analisi comparativa e di classificazione al fine di ottenere un miglioramento continuo mediante l'apprendimento dalle migliori prassi	2.ii.c.	I consumi energetici sono valutati in confronto ad impianti analoghi nell'ambito dello studio biennale di Solomon.
Consumo ed efficienza energetica	Uso di cogenerazione di energia elettrica e termica	2.iii.a.	La generazione dei vettori energetici (elettricità e vapore) avviene principalmente grazie alla centrale a cogenerazione di raffineria (turbogas connesso ad una caldaia a recupero dotata di post-combustione a gas e olio combustibile, di una caldaia alimentata a gas e olio combustibile e di una turbina a vapore). L'unità produce vapore ed energia elettrica. L'unità turbogas è dotata di un sistema di nebulizzazione di acqua demineralizzata sull'aspirazione aria della turbina stessa che determina un aumento di potenza dell'unità e di rendimento complessivo della turbina a parità di temperatura ambiente.
Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali	Utilizzare una oppure un'opportuna combinazione delle tecniche elencate nella BAT 3	3	APPLICATA (v. sotto)
Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali	Stoccaggio di materie fini in container chiusi o in contenitori sigillati	3.ii	Lo scarico delle polveri provenienti dal Reforming a rigenerazione ciclica avviene circa una volta al mese mediante linea di scarico isolata ermeticamente sino al punto di raccolta nel fusto.
Emissioni convogliate in atmosfera	Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di SO _x , NO _x e di polveri	4.i.	APPLICATA Applicabile a tutte le unità di combustione di raffineria. La tecnica è correttamente applicata.
Emissioni convogliate in atmosfera	Misurazione diretta delle emissioni di NH ₃ sulle unità dotate di sistema SCR o SNCR	4.ii.	NON APPLICABILE Nello Stabilimento in esame non sono presenti unità SCR o SNCR.
Emissioni convogliate in atmosfera	Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di CO	4.iii.	APPLICATA Applicabile a tutte le unità di combustione della raffineria. La tecnica è correttamente applicata.
Emissioni convogliate in atmosfera	Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di metalli: nickel (Ni), antimonio (Sb), vanadio (V)	4.iv.	APPLICATA Applicabile a tutte le unità di combustione della raffineria. Per tutte le unità di combustione la misura dei metalli (Ni, Sb, V) viene fatta 1 volta all'anno.
Emissioni convogliate in atmosfera	Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di policlorodibenzodiossine/poli-clorodibenzofurani (PCDD/F)	4.v.	APPLICATA Applicabile a unità di reforming catalitico. La BAT è applicata correttamente: nei tre reattori semirigenerativi misurazione in corrispondenza delle rigenerazioni (su base triennale), nel reattore a rigenerazione continua su base semestrale.
Emissioni convogliate in atmosfera	Misurazione dei parametri di processo nei processi con emissioni in atmosfera	5	APPLICATA Applicabile a tutte le unità di combustione della raffineria. Per tutte le unità di combustione dotate di misura in continuo di O ₂ , SO ₂ , NO _x , CO e polveri. Monitoraggio mensile su combustibile gassoso e liquido.
Emissioni diffuse /fuggitive	Metodi di sniffing associati alle curve di correlazione per le principali attrezzature	6.i.	APPLICATA Per tutte le unità di processo della raffineria è attuato un programma LDAR per rilevamento perdite tramite tecniche di sniffing e riparazione di eventuali perdite di composti volatili.
Emissioni diffuse / fuggitive	Tecniche ottiche di gas imaging	6.ii.	APPLICATA Per tutte le unità di processo della raffineria è attuato un programma LDAR per rilevamento perdite tramite tecniche di videoimaging (IR-gas imaging) e riparazione di eventuali perdite di composti volatili.
Emissioni diffuse / fuggitive	Calcoli delle emissioni croniche basati su fattori di emissione convalidati periodicamente da misurazioni	6.iii.	APPLICATA Questa tecnica viene utilizzata per tutte le aree di stoccaggio e movimentazione prodotti e semilavorati.
Emissioni convogliate in atmosfera	Sistemi di trattamento dei gas di scarico durante avvio e arresto	7.i.	APPLICATA Le operazioni di avviamento e fermata sono gestite in modo da assicurare il corretto trattamento del gas acido prodotto (specifiche procedure operative).
Emissioni	Sistemi di trattamento dei gas di	7.ii.	APPLICATA



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA – ID 6/1059

BAT GENERALI			
Comparto/matrice ambientale	Tecnica	BATC	Stato
convogliate in atmosfera	scarico durante manutenzioni, operazioni di pulizia		Le operazioni di fermata per manutenzione sono pianificate in modo da garantire il trattamento del gas eventualmente prodotto
Emissioni convogliate in atmosfera	Sistemi di trattamento dei gas di scarico quando il sistema di trattamento del gas non è a pieno carico (flusso o temperatura insufficienti)	7.iii.	APPLICATA L'efficiente trattamento del gas è assicurato dalla flessibilità operativa degli impianti all'interno del range di capacità di funzionamento di ogni impianto.
Emissioni convogliate in atmosfera	Limitare le emissioni di NH ₃ mediante il mantenimento delle idonee condizioni di funzionamento per sistemi SCR e SNCR	8	NON APPLICABILE In Raffineria non sono presenti sistemi SCR o SNCR.
Gestione gas acidi dalle unità di stripping acque acide	Invio di gas acidi emessi dalle unità di stripping di acqua acida con vapore ad una unità SRU o a qualsiasi altro sistema equivalente di trattamento gas acidi (escluso incenerimento diretto)	9	I gas acidi provenienti dalle unità SWS vengono inviati alle unità RZ2 o RZ1. Sia l'unità RZ1 che l'unità RZ2 prevedono il funzionamento ad aria arricchita che permette di ottenere temperature più alte in camera di combustione (> 1450 °C) e pertanto sono in grado di trattare anche i gas acidi ammoniacali.
Monitoraggio emissioni in acqua	Monitorare le emissioni in acqua con le frequenze indicate dalla BAT	10	NON APPLICABILE in quanto dal 2012 i reflui industriali di Raffineria sono inviati all'impianto di depurazione consortile SIFA.
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Per ridurre il consumo idrico e il volume delle acque scaricate, utilizzare tutte le tecniche elencate nella BAT 11	11	APPLICATA (v. sotto)
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Integrazione del flusso d'acqua	11.i.	1. Nel dissalatore DP2 viene usata una miscela di acque che include anche acqua proveniente dai separatori di testa di Topping e Vacuum. 2. Nel dissalatore DP3 è utilizzata prevalentemente acqua tratta dagli impianti di Sour Water Stripping.
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Sistema idrico e di drenaggio che consente la separazione dei flussi di acqua contaminata	11.ii.	Le acque acide vengono coltate e trattate in Sour Water Stripper (Sono presenti 3 unità di trattamento).
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Separazione dei flussi di acqua non contaminati (ad esempio acqua di raffreddamento in circuito aperto, acque meteoriche)	11.iii.	1. Il circuito aperto delle acque di raffreddamento è indipendente dagli altri circuiti d'acqua. 2. Non ci sono collettori separati per reflui di processo e acque meteoriche.
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Prevenzione delle perdite e delle fuoriuscite	11.iv.	Sono previste e applicate procedure di controllo operativo e manutentivo: le linee di processo, sono soggette ad ispezioni e manutenzioni; i drenaggi delle attrezzature degli impianti sono muniti di organi di intercettazione e le linee sono dotate di tappo e/o disco cieco verso la fognatura; lo scarico di idrocarburi in fognatura è minimizzato grazie alla presenza di sistemi di recupero interno; gli oleodotti sub-lagunari sono sottoposti ad un programma di ispezione/manutenzione periodico con pig magnetico; per l'oleodotto San Leonardo, viene rilevata in continuo la pressione presso i terminali; tutte le linee sono dotate di sistemi di protezione catodica; il canale Vittorio Emanuele III è videosorvegliato; i serbatoi di stoccaggio greggio in Isola Petroli sono dotati di valvole motorizzate e remotizzate che garantiscono l'immediato isolamento in caso di anomalia.
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Prevenzione delle perdite e delle fuoriuscite	11.iv.	Sono previste e applicate procedure di controllo operativo e manutentivo: le linee di processo, sono soggette ad ispezioni e manutenzioni; i drenaggi delle attrezzature degli impianti sono muniti di organi di intercettazione e le linee sono dotate di tappo e/o disco cieco verso la fognatura; lo scarico di idrocarburi in fognatura è minimizzato grazie alla presenza di sistemi di recupero interno; gli oleodotti sub-lagunari sono sottoposti ad un programma di ispezione/manutenzione periodico con pig magnetico; per l'oleodotto San Leonardo, viene rilevata in continuo la pressione presso i terminali; tutte le linee sono dotate di sistemi di protezione catodica; il canale Vittorio Emanuele III è videosorvegliato; i serbatoi di



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA – ID 6/1059

BAT GENERALI			
Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	BATC	Stato
			stoccaggio greggio in Isola Petroli sono dotati di valvole motorizzate e remotizzate che garantiscono l'immediato isolamento in caso di anomalia.
Monitoraggio emissioni in acqua	Ridurre il carico inquinante negli scarichi di acque reflue nel corpo idrico ricevente	12	NON APPLICABILE in quanto dal 2012 i reflui industriali di Raffineria sono inviati all'impianto di depurazione consortile SIFA.
Monitoraggio emissioni in acqua	Se è necessario rimuovere ulteriori sostanze organiche o azoto, ricorrere ad una fase supplementare di trattamento	13	NON APPLICABILE in quanto dal 2012 i reflui industriali di Raffineria sono inviati all'impianto di depurazione consortile SIFA.
Produzione e gestione dei rifiuti	Corretta gestione dei rifiuti mediante massimizzazione del recupero e minimizzazione dei rifiuti prodotti	14	APPLICATA Sebbene non siano formalizzati specifici obiettivi di tipo quantitativo, la raffineria persegue la massimizzazione del recupero e la minimizzazione dei rifiuti prodotti. Nel SGA è presente una procedura volta a massimizzare il recupero/riutilizzo e l'adoneo smaltimento dei rifiuti.
Produzione e gestione dei rifiuti	Ridurre la quantità di fanghi destinati al trattamento i allo smaltimento una delle tecniche indicate	15	NON APPLICABILE in quanto dal 2012 i reflui industriali di Raffineria sono inviati all'impianto di depurazione consortile SIFA.
Produzione e gestione dei rifiuti	Riduzione della produzione di rifiuti di catalizzatori esausti solidi	16	APPLICATA 1. I parametri operativi delle unità contenenti catalizzatori sono variati al fine di garantirne un efficiente utilizzo. 2. Quando necessario, si procede alla rigenerazione del catalizzatore che può avvenire offsite oppure, nel caso dei catalizzatori utilizzati per il processo di Reforming Catalitico, in situ.
Emissioni sonore	Utilizzare una oppure un'opportuna combinazione delle tecniche elencate nella BAT 17	17	APPLICATA (v. sotto)
Emissioni sonore	Misurazioni del rumore ambientale ed elaborazione di un piano di gestione del rumore adeguato	17.i.	Sono eseguite (ogni 2 anni) misurazioni del rumore, allo scopo di controllare il clima acustico presente nelle aree limitrofe al sito ed identificare eventuali elementi di criticità ai ricettori esterni. Qualora le misurazioni ambientali periodiche individuassero necessità di intervento queste sono gestite attraverso il piano di miglioramento del sistema gestione integrato (SGI).
Emissioni sonore	Isolare apparecchiature/ operazioni rumorose in una struttura/ unità separata.	17.ii.	La tecnica è prevista nel piano di miglioramento del sistema gestione integrato (SGI).
Emissioni sonore	Utilizzare pareti fonoassorbenti per la protezione acustica	17.iv.	La tecnica è prevista nel piano di miglioramento del sistema gestione integrato (SGI).
Emissioni diffuse / fuggitive	Tecniche di progettazione che massimizzano le caratteristiche di contenimento del processo	18.ii.	APPLICATA 1. Coperture alle vasche di disoleazione tipo API. 2. Per i serbatoi di stoccaggio è in essere un programma di realizzazione di canalette perimetrali per raccolta di eventuali fuoriuscite accidentali collettati alla rete fognaria, di dotazione guaina su tubi di sonda e guida, di utilizzo di vernici termoriflettenti e di realizzazione di doppio fondo.
Emissioni diffuse / fuggitive	Tecniche relative al funzionamento degli impianti	18.iii.	APPLICATA Uso di un programma di rilevamento e di riparazione delle perdite basato sulla valutazione dei rischi (LDAR) per individuare i componenti che presentano delle perdite e ripararle. Tale sistema è presente in raffineria per i componenti quali pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange.
Processo di alchilazione con acido fluoridrico	Prevenire le emissioni di acido fluoridrico derivante dal processo di alchilazione mediante lavaggio a umido con soluzione alcalina	19	NON APPLICABILE in quanto nello Stabilimento in esame non sono presenti processi di alchilazione con acido fluoridrico
Processo di alchilazione con acido fluoridrico	Ridurre le emissioni in acqua derivanti dal processo di alchilazione mediante applicazione di una combinazione delle tecniche indicate	20	NON APPLICABILE in quanto nello Stabilimento in esame non sono presenti processi di alchilazione con acido fluoridrico



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

BAT GENERALI

Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	BATC	Stato
Processo di alchilazione con acido solforico	Ridurre le emissioni in acqua derivanti dal processo di alchilazione mediante rigenerazione dell'acido esausto e neutralizzazione delle acque reflue	21	NON APPLICABILE in quanto nello Stabilimento in esame non sono presenti processi di alchilazione con acido solforico

BAT APPLICABILI ALLE SINGOLE UNITÀ

Comparto/ matrice ambientale	Unità	Tecnica	BATC	Stato
Emissione di sostanze pericolose	Produzione oli di base lubrificanti	Prevenzione delle emissioni di sostanze pericolose in aria e in acqua derivanti dal processo di produzione di produzione di oli lubrificanti	22	NON APPLICABILE Nello Stabilimento in esame non è presente la produzione di oli lubrificanti
Emissioni convogliate in atmosfera	Produzione di bitume (DP2)	Prevenzione e riduzione delle emissioni in atmosfera provenienti dal processo di produzione del bitume	23	NON APPLICABILE La Blowing Unit non è presente in raffineria. Il Bitume è un prodotto dell'unità VB/TC o dell'unità DP2 quando viene alimentata con oli greggi particolari
Emissioni convogliate in atmosfera	Cracking catalitico a letto fluido	Prevenzione e riduzione delle emissioni in atmosfera provenienti dal cracking catalitico a letto fluido	24+27	NON APPLICABILE Nello Stabilimento in esame non è presente il processo di cracking catalitico a letto fluido
Emissioni convogliate in atmosfera	Reforming Catalitico	Prevenzione e riduzione delle emissioni in atmosfera mediante applicazione di una o di una combinazione delle tecniche indicate	28	APPLICATA (v. sotto)
Emissioni convogliate in atmosfera	Reforming Catalitico RC3	Scelta di un promotore catalitico al fine di ridurre al minimo la formazione di policloro- dibenzodiossine/ policlorodibenzo-furani (PCDD/F) durante la rigenerazione	28.i	Durante le fasi di rigenerazione il dosaggio di percloroetilene viene ottimizzato in funzione dei controlli analitici effettuati e risulta in linea con le indicazioni del licenziatario di processo.
Emissioni convogliate in atmosfera	Reforming Catalitico RC3	Trattamento degli effluenti gassosi della rigenerazione mediante lavaggio a umido	28.ii.b	I gas di combustione vengono trattati, in apposito scrubber, mediante neutralizzazione/ lavaggio con soda e acqua.
Emissioni convogliate in atmosfera	Coking	Prevenzione e riduzione delle emissioni in atmosfera provenienti dal processo di coking	29+32	NON APPLICABILE Nello Stabilimento in esame non è presente il processo di coking
Emissioni in acqua	Dissalazione	Prevenzione e riduzione delle emissioni in acqua mediante applicazione di una o di una combinazione delle tecniche indicate	33	APPLICATA (v. sotto)
Emissioni in acqua	Dissalatori nella Distillazione Primaria DP2 e DP3	Riciclo dell'acqua e ottimizzazione della dissalazione	33.i	1. Nel dissalatore di DP2 l'acqua di reintegro è costituita da acqua scaricata dai separatori di testa delle colonne della stessa unità di distillazione DP2 (colonne Topping e Vacuum) integrata da acqua industriale. 2. L'acqua reintegrata ai desalter DP3 è costituita prevalentemente da acqua trattata dagli impianti SWS con minimizzazione del consumo di acqua di reintegro. 3. Ogni dissalatore è dotato di griglie alimentate con corrente alternata al fine di aumentare l'efficienza di dissalazione.



BAT APPLICABILI ALLE SINGOLE UNITÀ

Comparto/ matrice ambientale	Unità	Tecnica	BATC	Stato
Emissioni in acqua	Dissalatori nella Distillazione Primaria DP2 e DP3	Separazione supplementare di olio/acqua e solido/acqua	33.iii.	1. Le unità DP2 e DP3 non sono dotate di separatore olio/acqua. Le acque scaricate vengono inviate ai separatori tipo API per successivo invio presso l'impianto trattamento acque reflue consortile. 2. Le unità DP2 e DP3 sono dotate di un misuratore di livello interfase su due livelli (olio/emulsione e emulsione/acqua).
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Prevenzione e riduzione delle emissioni di NOx mediante applicazione di una o di una combinazione delle tecniche indicate <u>Limiti BAT:</u> 30 – 150 mg/Nm ³ unità esistenti alimentate a gas 30 – 350 mg/Nm ³ unità esistenti alimentate a multicombustibile (media mensile)	34	APPLICATA (v. sotto) Il Gestore intende avvalersi della BAT 57 per la gestione integrata delle emissioni
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di NOx mediante uso di gas in sostituzione di combustibili liquidi.	34.i.i.a.	La raffineria è connessa alla rete SNAM di gas metano e lo utilizza nei propri processi di combustione.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di NOx mediante uso di olio combustibile a basso tenore di zolfo	34.i.i.b.	Il combustibile liquido utilizzato nei forni di raffineria è classificabile come OC a basso tenore di zolfo, azoto e metalli.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di NOx mediante ottimizzazione della combustione	34.i.ii.b.	Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O ₂ e della T dei fumi con conseguente possibilità di controllare in continuo il tenore d'aria comburente.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di NOx mediante iniezione di diluente	34.i.ii.d.	È presente un controllo delle emissioni di NOx da turbina a gas con iniezione di vapore acqueo ad alta pressione nelle camere di combustione della stessa turbina
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di NOx mediante utilizzo di bruciatori a basse emissioni di NOx	34.i.ii.e.	Alla data del 09/06/2014 sono stati installati bruciatori low NOx in tutti i forni tranne: - Forno F101 in Unità HF - Forni F1 e F2 in Unità RC3 - Forno IBF1 in Unità VB/TC - Forno F1 in Unità DP3
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Prevenzione e riduzione delle emissioni di polveri e metalli mediante applicazione di una o di una combinazione delle tecniche indicate <u>Limiti BAT:</u> 5 – 50 mg/Nm ³ unità esistenti (media mensile)	35	APPLICATA (v. sotto) Emissioni ottenute dall'applicazione delle BAT: E3 = 0 mg/Nm ³ ; E8 = 17 mg/Nm ³ ; E12 = 17 mg/Nm ³ ; E14 = 23 mg/Nm ³ ; E15 = 27 mg/Nm ³ ; E16 = 11 mg/Nm ³ ; E17 = 2 mg/Nm ³ ; E18 = 50 mg/Nm ³ ; E20 = 23 mg/Nm ³
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di polveri e metalli mediante uso di gas in sostituzione dei combustibili liquidi	35.i.i.a.	La raffineria è connessa alla rete SNAM di gas metano e lo utilizza nei propri processi di combustione.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di polveri e metalli mediante uso di olio combustibile di raffineria (RFO) a basso tenore di zolfo	35.i.i.b.	Il combustibile liquido utilizzato nei forni di raffineria è classificabile come OC a basso tenore di zolfo, azoto e metalli.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di polveri e metalli mediante ottimizzazione della combustione	35.i.ii.a.	I forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O ₂ e della T dei fumi.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

BAT APPLICABILI ALLE SINGOLE UNITÀ

Comparto/ matrice ambientale	Unità	Tecnica	BATC	Stato
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di polveri e metalli mediante atomizzazione del combustibile liquido	35.i.ii.b.	I bruciatori funzionanti a fuel oil sono dotati di un sistema di atomizzazione a vapore del combustibile. La centrale termoelettrica, oltre all'atomizzazione, prevede anche che il fuel oil utilizzato sia emulsionato con acqua ed additivo chimico riducendo ulteriormente l'emissione di particolato.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Prevenzione e riduzione delle emissioni di SOx mediante applicazione di una o di una combinazione delle tecniche indicate <u>Limiti BAT:</u> 5 - 35 mg/Nm ³ unità esistenti alimentate a gas 35 - 600 mg/Nm ³ unità esistenti alimentate a multicomcombustibile (media mensile)	36	APPLICATA (v. sotto) Il Gestore intende avvalersi della BAT 58 per la gestione integrata delle emissioni.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di SOx in atmosfera mediante uso di gas in sostituzione dei combustibili liquidi	36.i.i.	La raffineria è connessa alla rete SNAM di gas metano e lo utilizza nei propri processi di combustione.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di SOx in atmosfera mediante trattamento dei gas di raffineria (RFG)	36.i.ii.	I flussi di gas che possono contenere H ₂ S vengono sottoposti a lavaggio amminico prima dell'invio nella rete gas di distribuzione di raffineria.
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di SOx in atmosfera mediante uso di olio combustibile di raffineria (RFO) a basso tenore di zolfo.	36.i.iii.	Il combustibile liquido utilizzato nei forni di raffineria è classificabile come OC a basso tenore di zolfo
Emissioni convogliate in atmosfera	Unità di combustione	Riduzione delle emissioni di CO in atmosfera mediante controllo delle operazioni di combustione <u>Limiti BAT:</u> ≤ 100 mg/Nm ³ (media mensile)	37	I forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O ₂ e della T dei fumi. Emissioni ottenute dall'applicazione delle BAT: E3 = 20 mg/Nm ³ ; E8 = 3 mg/Nm ³ ; E12 = 7 mg/Nm ³ ; E14 = 16 mg/Nm ³ ; E15 = 1 mg/Nm ³ ; E16 = 1 mg/Nm ³ ; E17 = 83 mg/Nm ³ ; E18 = 31 mg/Nm ³ ; E20 = 9 mg/Nm ³
Emissioni convogliate in atmosfera	Eterificazione	Riduzione delle emissioni in atmosfera e riduzione delle alterazioni del processo	38 e 39	NON APPLICABILE in quanto nello Stabilimento in esame non sono presenti processi di eterificazione
Emissioni convogliate in atmosfera	Isomerizzazione (ISO)	Riduzione delle emissioni di composti clorurati in atmosfera provenienti dal processo di isomerizzazione	40	APPLICATA Il percloroetilene è utilizzato per controllare l'attività del catalizzatore: il corretto dosaggio viene determinato sulla base del contenuto del titolo di HCl del gas di riciclo e delle indicazioni operative del Licenziatario del processo. L'unità è dotata di una sezione dedicata per la rimozione del cloro presente nel gas prodotto prima dell'invio alla rete fuel gas (colonna scrubber con lavaggio con soluzione caustica lavaggio con acqua).
Emissioni convogliate in atmosfera	Raffinazione di gas naturale	Riduzione delle emissioni in atmosfera	41+43	NON APPLICABILE in quanto nello Stabilimento in esame non sono presenti processi di raffinazione del gas naturale
Emissioni in acqua	Distillazione (DP2, DP3)	Prevenzione e Riduzione di acque reflue provenienti dal processo di distillazione	44	APPLICATA Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Il sistema a vuoto è a tre stadi. Si ritiene che un sistema misto eiettori/pompa a vuoto rappresenti una migliore tecnica non applicabile alla presente unità sia perché la produzione di acque acide è



BAT APPLICABILI ALLE SINGOLE UNITÀ

Comparto/ matrice ambientale	Unità	Tecnica	BATC	Stato
				contenuta (circa 10 m ³ /h, con riferimento ad una colonna con capacità di 5000 t/d, con sistema vuoto costituito da tre eiettori in serie e per tragaradare una pressione assoluta di 25-50 mm Hg); sia perché le acque reflue acide prodotte vengono recuperate dai separatori e inviate agli impianti di Sour Water Stripper per la rimozione degli inquinanti assorbiti e successivamente vengono riutilizzate nel processo di desalting
Emissioni in acqua	Distillazione (DP2, DP3)	Prevenzione e riduzione dell'inquinamento idrico mediante convogliamento delle acque acide all'unità di stripping	45	APPLICATA La raffineria è dotata di 3 unità di strippaggio acque acide (SWS 1, SWS 2 e SWS 3).
Emissioni convogliate in atmosfera	Distillazione (DP2, DP3)	Prevenzione e riduzione delle emissioni atmosferiche mediante trattamento appropriato dei gas di processo	46	APPLICATA I gas incondensati ottenuti dal separatore di raccolta a servizio del sistema di vuoto delle colonne DP2 e DP3 sono inviati al forno H-3 (DP2) e F-1 (DP3) dell'unità per la combustione tramite un bruciatore dedicato. Al riguardo va osservato che, data la ridotta entità del flusso di gas incondensati e, conseguentemente, la ridotta entità di emissione di ossidi di zolfo connessa, il beneficio ambientale ottenibile mediante il trattamento di questa corrente risulterebbe trascurabile.
Emissioni convogliate in atmosfera	Trattamento dei prodotti	Riduzione delle emissioni in atmosfera mediante avvio a termodistruzione dei gas generati dal processo	47	APPLICATA I flussi di gas che possono contenere H ₂ S vengono sottoposti a lavaggio amminico prima dell'invio nella rete gas di distribuzione di raffineria; la rigenerazione della soluzione amminica utilizzata produce un gas ricco in H ₂ S che viene inviato agli impianti di recupero zolfo. La raffineria dispone di 2 unità Claus (SRU), che trattano anche il gas proveniente dagli impianti SWS, e di un impianto di trattamento dei gas di coda (tail gas treatment HCR). Il sistema è quindi completato da due inceneritori termici che completano l'ossidazione dell'eventuale H ₂ S presente nei gas in uscita dal sistema HCR.
Produzione e gestione dei rifiuti	Raffinazione	Riduzione della produzione di rifiuti ed acque reflue mediante rigenerazione delle sode e riciclo	48	APPLICATA Le sode esauste provenienti dagli impianti utilizzatori sono gestite secondo quanto previsto dalle BAT.
Emissioni diffuse /fuggitive	Stoccaggi	Riduzione delle emissioni di COV mediante utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante con sistemi di tenuta ad elevata efficienza o serbatoi a tetto fisso con sistema di recupero vapori	49	APPLICATA Il petrolio grezzo e i distillati leggeri (benzine finite e semilavorate) sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante dotati di doppie tenute. È in essere un programma di dotazione guaina su tubi di sonda e guida per un totale di 40 serbatoi di cui 27 realizzati e un programma di utilizzo di vernici termoriflettenti per tutti i serbatoi di stoccaggio. Il termine del programma è previsto per il 2018.
Emissioni diffuse /fuggitive	Stoccaggi	Riduzione delle emissioni di COV mediante utilizzo di un sistema a circuito chiuso	50.ii.	APPLICATA È presente una procedura che prevede il confinamento del serbatoio e l'utilizzo di sistemi di abbattimento vapori a carboni mantenendo in depressione l'interno del serbatoio
Emissioni nel suolo e nelle falde freatiche	Stoccaggi	Prevenzione e riduzione delle emissioni provenienti dallo stoccaggio mediante applicazione di una o di una combinazione delle tecniche	51	APPLICATA (v. sotto)



BAT APPLICABILI ALLE SINGOLE UNITÀ

Comparto/ matrice ambientale	Unità	Tecnica	BATC	Stato						
		indicate								
Emissioni nel suolo e nelle falde freatiche	Stoccaggi	Programma di manutenzione comprendente il monitoraggio, la prevenzione e il controllo della corrosione	51.i.	La quasi totalità dei serbatoi atmosferici sono dotati di telelivelli con allarme di alto livello; inoltre i serbatoi a tetto galleggiante e fisso ritenuti più critici per la frequenza delle operazioni di movimentazione sono dotati di ulteriori allarmi di alto livello indipendenti (switch). I serbatoi di stoccaggio greggio in Isola Petroli sono dotati di valvole motorizzate e remotizzate che garantiscono l'immediato isolamento delle linee in caso di anomalia durante le fasi di trasferimento. È in essere un programma di realizzazione di canalette perimetrali per raccolta di eventuali fuoriuscite accidentali collettati alla rete fognaria per evitare che il prodotto vada ad aree non pavimentate per un totale di 92 serbatoi di cui 71 realizzati alla data del 20 Aprile 2016. Il termine del programma è previsto per il 2018.						
Emissioni nel suolo e nelle falde freatiche	Stoccaggi	Serbatoi a doppio fondo	51.ii.	41 serbatoi su 74 sono dotati di doppio fondo e 7, che sarebbero soggetti alla prescrizione di doppio fondo, sono stati bonificati e messi in conservazione.						
Emissioni nel suolo e nelle falde freatiche	Stoccaggi	Bacino di protezione che assicura un sufficiente contenimento dell'area di stoccaggio	51.iv.	Ogni serbatoio è dotato di bacino di contenimento realizzato per circoscrivere eventuali grandi sversamenti potenzialmente causati da una rottura del serbatoio o da un eccessivo riempimento.						
Emissioni diffuse /fuggitive	Stoccaggi	Riduzione delle emissioni di COV mediante recupero dei vapori dai serbatoi di stoccaggio <u>Limiti BAT:</u> NMCOV 0,15 – 10 g/Nm ³ Benzene <1 mg/Nm ³ (media oraria)	52	La raffineria dispone dei seguenti sistemi di recupero vapori: - da pensiline di carico autobotti e ferrocisterne per benzine. - durante fasi di caricamento benzine su navi in darsena di raffineria. Le emissioni associate alle operazioni di carico/scarico di prodotti idrocarburici liquidi volatili sono la S29 e la S42. All'emissione S42 la BAT NON È APPLICABILI in quanto la portata annua transitata è inferiore a 1 milione di m ³ /anno. All'emissione S29, invece, la BAT risulta APPLICATA per il parametro COV e NON APPLICATA per il parametro Benzene, come risulta dalla tabella seguente: <table border="1" data-bbox="917 1429 1356 1541"> <thead> <tr> <th>Inquinante</th> <th>Concentrazione media misurata [mg/Nm³]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COV</td> <td>330,7</td> </tr> <tr> <td>Benzene</td> <td>20,6</td> </tr> </tbody> </table> <p>A tale proposito il Gestore ha evidenziato che la Nota 3 della BAT 52 prevede: "Il monitoraggio del benzene può non essere necessario quando le emissioni NMCOV si posizionano al limite inferiore dell'intervallo"</p>	Inquinante	Concentrazione media misurata [mg/Nm ³]	COV	330,7	Benzene	20,6
Inquinante	Concentrazione media misurata [mg/Nm ³]									
COV	330,7									
Benzene	20,6									
Emissioni in acqua	Visbreaking-Thermal Cracking Unit (VB/TC)	Riduzione delle emissioni in acqua mediante sorretto trattamento dei flussi	53	APPLICATA La raffineria è dotata di un'unità di sour water stripper (SWS1) che tratta le acque/condense acide provenienti dall'impianto Visbreaker / Thermal Cracking						
Emissioni convogliate in atmosfera	Trattamento amminico, SRU e TGTU	Riduzione delle emissioni di zolfo in atmosfera mediante trattamento amminico, utilizzo di Unità di recupero zolfo (Claus) e unità di trattamento dei gas di coda Efficienza di recupero unità esistente ≥ 98,5%	54	APPLICATA I flussi di gas che possono contenere H ₂ S vengono sottoposti a lavaggio amminico la rigenerazione della soluzione amminica utilizzata produce un gas ricco in H ₂ S che viene inviato agli impianti di recupero zolfo. La raffineria dispone di 2 unità Claus (SRU) e di un impianto di trattamento dei gas di coda (tail gas treatment HCR). Il sistema è quindi completato da due inceneritori termici che completano l'ossidazione dell'eventuale H ₂ S presente nei gas in uscita dal						



BAT APPLICABILI ALLE SINGOLE UNITÀ

Comparto/ matrice ambientale	Unità	Tecnica	BATC	Stato
				sistema HCR. Il Gestore ha dichiarato che la media nel periodo considerato (anno 2013) del valore di efficienza delle unità di recupero dello zolfo è stata pari al 99,7%.
Emissioni convogliate in atmosfera	Blowdown e torcia	Prevenzione delle emissioni in atmosfera mediante utilizzo della torcia in sole condizioni di emergenza o operative straordinarie	55	APPLICATA In condizioni di normale funzionamento, tutto il gas prodotto dalle unità di processo del ciclo produttivo di raffineria viene utilizzato nei forni degli impianti e non è inviato al sistema Blow Down/Torcia.
Emissioni convogliate in atmosfera	Blowdown e torcia	Riduzione delle emissioni in atmosfera mediante applicazione delle tecniche indicate	56	APPLICATA (v. sotto)
Emissioni convogliate in atmosfera	Blowdown e torcia	Corretta progettazione degli impianti	56.i.	In condizioni di normale funzionamento, tutto il gas prodotto dalle unità di processo del ciclo produttivo di raffineria viene utilizzato come combustibile nei forni degli impianti e non è inviato al sistema Blow Down/Torcia. Inoltre, è presente di un sistema di recupero gas di torcia mediante compressore ad anello liquido (GARO).
Emissioni convogliate in atmosfera	Blowdown e torcia	Corretta gestione degli impianti	56.ii.	La raffineria gestisce la torcia con l'obiettivo di minimizzare la quantità di gas inviati, mediante: bilanciamento della rete FG mediante controllo di consumi e produzioni e ottimizzazione grazie ad un sistema di controllo avanzato, utilizzo di sistemi di protezione ad alta integrità al fine di minimizzare la quantità di gas inviata a torcia, applicazione di procedure e buone pratiche di controllo tali da evitare invio di gas alla torcia.
Emissioni convogliate in atmosfera	Blowdown e torcia	Corretta progettazione dei dispositivi di combustione in torcia	56.iii.	La torcia prevede un'iniezione di vapore con dosatura automatica in funzione del flusso di gas in torcia per ridurre la fumosità e quindi il pennacchio.
Emissioni convogliate in atmosfera	Blowdown e torcia	Monitoraggio e rendicontazione	56.iv.	La torcia idrocarburica è dotata di un misuratore di portata dei gas. La verifica dell'efficienza di combustione viene eseguita periodicamente.

Con particolare riferimento al Sistema di Gestione Ambientale, dall'Allegato D.21 risulta che la Raffineria ha adottato un *Sistema di Gestionale Ambientale (SGA)* che sovrintende a tutte le attività e operazioni svolte nell'ambito dell'organizzazione, che hanno o possono avere effetto sull'ambiente circostante, con l'obiettivo di un miglioramento continuo delle prestazioni in campo ambientale.

La Raffineria di Venezia è dotata dal 1999 di un *Sistema di Gestione Ambientale* certificato ISO 14001 che, dal 2003, è registrato EMAS.

Obiettivo del *Sistema di Gestione Ambientale* è assicurare che gli aspetti/effetti ambientali di tutte le attività, i prodotti ed i servizi della Raffineria, siano conformi totalmente con le proprie Politiche/ Programmi ed Obiettivi ambientali, mediante il controllo e la sorveglianza di tutte le operazioni che hanno o possono avere un impatto sull'ambiente.

Nell'implementazione del Sistema, la Direzione della Raffineria tiene conto e fa riferimento ad ogni norma, legge o regolamentazione (Comunitaria, Nazionale, locale), codice di buona pratica specifica, applicabile ed attinente alle attività industriali che si svolgono nel sito.

Il *Sistema di Gestione Ambientale* è costituito da quella parte del sistema di gestione generale che comprende la struttura organizzativa, le attività di pianificazione, le responsabilità, le prassi, le procedure, i processi e le risorse per elaborare, mettere in atto, conseguire, riesaminare e mantenere attiva la Politica Ambientale.

Esso sovrintende a tutte le attività e operazioni svolte nell'ambito del sito che hanno o possono avere effetto sull'ambiente circostante.



Il *Sistema di Gestione Ambientale* della Raffineria definisce nello specifico:

- struttura e responsabilità;
- formazione, sensibilizzazione e competenza;
- modalità di comunicazione interne ed esterna;
- coinvolgimento del personale;
- modalità di aggiornamento della documentazione;
- controllo dei processi;
- controllo della manutenzione;
- preparazione e risposta alle emergenze;
- conformità alla normativa ambientale applicabile.

Il *Sistema di Gestione Ambientale* della Raffineria è documentato e copre tutti gli aspetti ambientali di rilievo, e quanto richiesto nella BAT 1.

L'implementazione del Sistema è periodicamente controllata e sottoposta ad audit e verifiche (interne ed esterne), che assicurino la conformità del Sistema medesimo ai principi del miglioramento continuo delle performance ambientali ed alla prevenzione dell'inquinamento con l'utilizzo della migliore tecnologia economicamente disponibile, al fine di determinare se il Sistema è conforme ed applicato correttamente.

A partire dal 2012 l'organizzazione di Raffineria ha implementato un *Sistema di Gestione della Salute e Sicurezza dei lavoratori* rispondente ai requisiti della norma OHSAS 18001 per sistematizzare le operazioni già condotte nell'ambito della tutela e della salvaguardia della salute dei lavoratori.

La Raffineria ha quindi condotto un percorso di revisione dei propri Sistemi Gestionali HSE allo scopo di integrarne i contenuti creando riferimenti comuni coerenti con le norme di riferimento aziendali e non, e valorizzando le sinergie così ottenibili.

Il *Sistema di Gestione Integrato HSE* (di seguito indicato come *SGI*), conforme alle regole e alla legislazione di riferimento, prevede il mantenimento strutturato in momenti comuni dedicati all'analisi HSE, alla pianificazione e all'attuazione, nonché alla verifica.

Periodicamente il *Sistema di Gestione Integrato HSE* viene revisionato da parte della Direzione per definire il grado di raggiungimento degli obiettivi prefissati e per la definizione di nuovi. Il SGI HSE conforme alle regole e alla legislazione di riferimento è certificato rispetto agli standard di riferimento internazionali ISO 14001/EMAS e OHSAS 18001.

I contenuti dei sistemi sono confluiti all'interno di un unico *Sistema di Gestione Integrato di gestione dell'Ambiente, della Salute e Sicurezza dei lavoratori (SGI HSE)*, che prevede regole di comune riferimento organizzate in un unico asset documentale e facenti riferimento ad una *Politica Integrata "Politica di Sicurezza, Salute ed Ambiente, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti e Security"*.

La corretta applicazione delle procedure del SGI viene garantita da un articolato sistema di verifiche sistematiche e periodiche condotte sia da personale interno, sia dall'Ente di Certificazione.

L'attuazione del Sistema e il suo mantenimento nel tempo consentono il raggiungimento di un livello di protezione e prevenzione in materia HSE che raggiunge e supera gli standard imposti dalla legge.

Attraverso il SGI la Raffineria di Venezia rende operativi gli impegni assunti nella *"Politica di Sicurezza, Salute ed Ambiente, Prevenzione degli Incidenti Rilevanti e Security"* ed attua il Piano di Miglioramento Integrato (PMI).

8 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Non risultano pervenute osservazioni da parte del pubblico.

9 ANALISI DELLA ESPERIENZA OPERATIVA DELLA PRIMA AIA

Non risulta pervenuta la Nota con le eventuali osservazioni da parte della Autorità di Controllo.



10 CONSIDERAZIONI

Il gestore intende avvalersi della possibilità di applicare il concetto di bolla previsto dalle BAT 57 e BAT 58 (Decisione esecuzione 2014/738/UE) (per gli inquinanti NO_x e SO₂) per i medesimi punti di emissione E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20, già rientranti nella bolla applicata nell'AIA attualmente vigente per gli inquinanti NO_x, SO₂, polveri e CO.

I calcoli del Gestore inerenti alla bolla sono riportati nel documento:

“AGGIORNAMENTO all'Allegato D18 del Riesame AIA - In relazione alla metodologia utilizzata per l'individuazione delle concentrazioni che si sarebbero ottenute con l'applicazione delle BAT 57 e 58 delle BATC per le Raffinerie” del 15 marzo 2018.”

In data 15.03.2018, nel corso della riunione GI-Gestore (CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.I.0000290.15-03-2018), il Gestore ha consegnato detto documento di ricalcolo della bolla di aggiornamento dell'allegato D.18, in cui viene escluso l'impiego del fuel oil come combustibile (cfr. par. 5.9.2 presente PIC).

In conformità con il criterio di bolla riportato nella Decisione sulle BAT settoriali 57 e 58, in linea con il documento di BAT-C (BAT Conclusions):

- dal calcolo del VLE di bolla di SO₂ è stato escluso il contributo dell'unità cogenerativa a turbina a gas TG01/B01, anche per quanto concerne la portata dei fumi di bolla;
- dal calcolo del VLE di bolla di NO_x è stato escluso il contributo delle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2, anche per quanto concerne la portata dei fumi di bolla.

Segue la tabella relativa all'inquinante SO₂ con il calcolo per singolo camino:

Camini	Impianti afferenti	Volume fumi Nmc/h	SO ₂ BAT-AEL mg/Nmc	SO ₂ BAT -AEL kg/h
E3	Caldaia hot-oil H610 (1)	1.450	35	0,1
E18	DP3 (1)	61.320	35	2,1
	B02 (1)	35.630	35	1,2
E15	ISO (1)	26.161	35	0,9
E8	RC3A (1)	23.107	35	0,8
E12	RC3B (1)	14.503	35	0,5
E14	RC3C (1)	33.614	35	1,2
E20	VB/TC (1)	55.239	35	1,9
E16	HF1 (1)	22.579	35	0,8
E17	HF2 (1)	10.840	35	0,4
	RZ1 (2)	4.582	14700	67,4
	RZ2 (2)	3.384	14700	49,7
	292.409		435	127,1
Totali			FM BAT (ton/mese)	91,5
			FM BAT (ton/anno)	1113,0

Note:

(1) unità di combustione a gas (BAT 36 - Tabella 13)

(2) unità di recupero zolfo (BAT 54 - Tabella 17 - efficienza di recupero 98,5%)

Relativamente al contributo emissivo di SO₂ dagli impianti di recupero zolfo RZ1 e RZ2 il gestore ha fatto riferimento alla curva di “concentrazione residua di SO₂ vs. efficienza di recupero zolfo (%)” proposta dal CONCAWE.

In relazione alla BAT 54, è stata applicata una efficienza di recupero dello zolfo pari al 98,5% (BAT-AEL per unità esistenti, media mensile).



Il Gruppo Istruttore evidenzia che, in considerazione dell'impiego di gas naturale e fuel gas, i limiti di emissione per SO₂ dalle unità di combustione sono ridotti a 35 mg/Nm³ e la fonte dominante di emissione di SO₂ (117,1 kg/h su un totale di 127,1 kg/h) è l'unità SRU. Il valore emissivo di quest'ultima è stimato con riferimento alla curva di "concentrazione residua di SO₂ vs. efficienza di recupero zolfo (%)" proposta dal CONCAWE.

Il GI rileva che con la cessazione dell'uso del Fuel Oil, la riduzione di SO₂ calcolata risulta di 60,6 kg/h che, rispetto al valore ex-ante (127,1 + 60,6 = 187,7 kg/h), costituisce una riduzione del 30%.

Tabella relativa all'inquinante NO_x con il calcolo per singolo camino:

Camini	Impianti afferenti	Volume fumi ⁽²⁾ Nmc/h	NO _x BAT - AEL mg /Nmc	NO _x BAT -AEL kg/h
E3	Caldaia hot-oil H610 ⁽¹⁾	1.450	150	0,2
E18	DP3 ⁽¹⁾	61.320	150	9,2
	TG01/B01 ⁽²⁾	339.359	120	40,7
	B02 ⁽¹⁾	35.630	150	5,3
E15	ISO ⁽¹⁾	26.161	150	3,9
E8	RC3A ⁽¹⁾	23.107	150	3,5
E12	RC3B ⁽¹⁾	14.503	150	2,2
E14	RC3C ⁽¹⁾	33.614	150	5,0
E20	VB/TC ⁽¹⁾	55.239	150	8,3
E16	HF1	22.579	150	3,4
E17	HF2	10.840	150	1,6
Totali		623.802	134	83,4
			FM BAT (ton/mese)	60,0
			FM BAT (ton/anno)	730,5

Note:

(1) unità di combustione a gas (BAT 34 - Tabella 10)

(2) gruppo cogenerativo a turbina a gas (BAT 34 - Tabella 9).

Con la cessazione dell'uso del Fuel Oil, la riduzione di NO_x calcolata risulta di 32,4 kg/h che, rispetto al valore ex-ante (83,4 + 32,4 = 115,8 kg/h), costituisce una riduzione del 28%.

Le condizioni di riferimento per l'ossigeno utilizzate per la costruzione della bolla a partire dai BAT-AEL sono quelle indicate nella Tabella 1 della Decisione sulle BAT Conclusions di settore (3% per forni di processo e generatori di vapore; 15% per turbine a gas).

Per ogni unità di combustione di processo sono stati applicati i corrispondenti BAT-AEL della BAT 34 e BAT 36 riferite ad un assetto con solo combustibile gassoso.

In conclusione, il Gestore, sulla base delle valutazioni sopra esposte, riporta nella seguente tabella le VLE di Bolla che si sarebbero ottenute alla MCP nell'assetto tradizionale con il solo combustibile gassoso:

Camini	SO ₂ BAT-AEL		NO _x BAT-AEL	
	mg/Nm ³	ton/anno	mg/Nm ³	ton/anno
Camini in Bolla con Raffineria in assetto tradizionale: E3; E18; E15; E8; E12; E14; E20; E16; E17	435	1113	134	730



In conclusione, eliminando l'impiego del fuel oil, e applicando i valori BAT-AEL delle BAT-C, con riferimento alle portate di riferimento storiche (anno 2013), risultano sostanzialmente:

- dimezzati i flussi annuali emessi di SO₂,
- dimezzati i flussi annuali emessi di NO_x.

Il quadro emissivo aggiornato "Bolla di Raffineria" indicato dal gestore diventa quindi (t/a):

	<i>Autorizzati come "bolla di raffineria" (DVA-2010-0000898 del 30/11/2010)</i>	<i>BAT-AEL (rif. BATC) Assetto <u>NO Fuel-Oil</u> valori di bolla proposti dal Gestore nella doc. integrativa del 15.03.2018</i>
SO ₂	2275	1113
NO _x	1365	730,5

Il valore di 1113 t/a di SO₂ dovrebbe tuttavia essere incrementato con il flusso emesso dal TG01/B01 in quanto, come esplicitamente richiesto dalla normativa, è stato escluso dal calcolo del VLE di bolla di SO₂; analogamente, il valore di 730,5 t/a di NO_x, dovrebbe essere incrementato con il flusso emesso dalle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2 in quanto, come esplicitamente richiesto dalla normativa, è stato escluso dal calcolo del VLE di bolla di NO_x.

Le condizioni di riferimento per l'ossigeno utilizzate per la costruzione della bolla a partire dai BAT-AEL sono quelle indicate nella Tabella 1 della Decisione sulle BAT Conclusions di settore (3% per forni di processo e generatori di vapore; 15% per turbine a gas). Per ogni unità di combustione di processo sono stati applicati i corrispondenti BAT AEL delle BAT 34 e 36 riferite ad un assetto con solo combustibile gassoso.

Le concentrazioni BATC calcolate come bolla di raffineria sono (medie mensili, gas secchi):

- SO₂ = 435 mg/Nm³
- NO_x (come NO₂) = 134 mg/Nm³.

NOTE:

In conformità con l'enunciato del criterio di bolla riportato nella Decisione sulle BAT settoriali 57 e 58, in linea con il documento di BAT-C, dal calcolo dei VLE di bolla di:

- SO₂ è stato escluso il contributo dell'unità cogenerativa a turbina a gas TG01/B01 (Rif. BAT 58);
- NO_x è stato escluso il contributo delle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2 (Rif. BAT 57).

Recupero zolfo Unità SRU. Il sistema di recupero dello zolfo (Unità SRU) deve garantire una efficienza di recupero $\geq 99,0\%$, media mensile (BAT-AEPL per unità esistenti; BAT 54 – "Tab. 17 Livelli di prestazioni ambientali associati alle BAT per un sistema di recupero dello zolfo (H₂S) dai gas di scarico: $\geq 98,5\%$ " della Dec. Esec. 2014/738/UE). Il GI propone un valore del 99%, su base mensile, superiore quindi al valore minimo, considerato che il rendimento su base annua nel 2013 dichiarato dal gestore è stato del 99,7%, inoltre in considerazione dell'elevato livello di inquinamento dell'aria nella pianura padana.

Il GI evidenzia che la rinuncia al Fuel oil comporta in generale un miglioramento dei fumi di combustione, e in particolare una forte riduzione delle emissioni di polveri e di metalli.



11 PRESCRIZIONI

- (1) Fermo restando che il Gestore è tenuto al pieno rispetto di quanto stabilito dal D.Lgs. 152/2006, e dalle *BAT Conclusions* di cui alla Decisione di Esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, si prescrive quanto segue.

11.1 Massima Capacità Produttiva della Raffineria (MCP)

- (2) La capacità di produzione autorizzata è di 4.550.000 t/a di petrolio greggio lavorato.

11.2 Emissioni in Atmosfera

11.2.1 Emissioni Convogliate

Lo schema delle emissioni in atmosfera relativamente ai camini E17 e E18 è di una certa complessità, in quanto sono punti di emissione multi-sorgenti: E17 (HF2, RZ1 e RZ2); E18 (impianto COGE di produzione di energia e DP3). Il COGE a sua volta, come illustrato nel par. 5.4.1 del PIC, convoglia i fumi nel camino E18 mediante due condotte separate (TG01+caldaia a recupero B01; caldaia a fuoco diretto B02). I camini E17 ed E18 sono quelli con flussi di massa più importanti per le emissioni di SO₂ e NO_x, rispettivamente.

11.2.1.1 Limiti per le emissioni che si riferiscono alla bolla di raffineria

- (3) Con riferimento al calcolo della Bolla di raffineria, l'elenco delle fonti e dei flussi ricompresi nella BAT 57, relativa alla gestione integrata delle emissioni di NO_x è:

Bolla di NO _x rispetto a quanto stabilito per la BAT 57 nelle conclusioni sulle BAT a norma della Decisione di esecuzione 2014/738/UE					
Camino	Unità	Concentrazioni BAT-AEL prese in considerazione (mg/Nm ³)	% O ₂	Rif. BAT	Portata degli effluenti gassosi (di combustione o di altra natura) utilizzata come fattore di ponderazione per ciascuna unità (Nm ³ /h) <i>Massima Capacità Produttiva - MCP in assetto tradizionale</i>
E3	Hot-Oil H610	150	3	BAT 34 - Tabella 10	1.450
E18	DP3	150	3	BAT 34 - Tabella 10	61.320
E18	TG01/B01	120	15	BAT 34 - Tabella 9	339.359
E18	B02	150	3	BAT 34 - Tabella 10	35.630
E15	ISO	150	3	BAT 34 - Tabella 10	26.161
E8	RC3A	150	3	BAT 34 - Tabella 10	23.107
E12	RC3B	150	3	BAT 34 - Tabella 10	14.503
E14	RC3C	150	3	BAT 34 - Tabella 10	33.614
E20	VB/TC	150	3	BAT 34 - Tabella 10	55.239
E16	HF1	150	3	BAT 34 - Tabella 10	22.579
E17	HF2	150	3	BAT 34 - Tabella 10	10.840
				Portata totale	632.802

In conformità con l'enunciato del criterio di bolla della Decisione sulla BAT settoriale 57, dal calcolo del VLE di bolla di NO_x è stato escluso il contributo delle unità di recupero zolfo RZ1 e RZ2.



- (4) Con riferimento al calcolo della Bolla di raffineria, l'elenco delle fonti e dei flussi ricompresi nella BAT 58, relativa alla gestione integrata delle emissioni di SO₂ è:

Bolla di SO₂ rispetto a quanto stabilito per la BAT 58 nelle conclusioni sulle BAT a norma della decisione di esecuzione 2014/738/UE					
Camino	Unità	Concentrazioni BAT-AEL prese in considerazione (mg/Nm ³)	% O ₂	Rif. BAT	Portata degli effluenti gassosi (di combustione o di altra natura) utilizzata come fattore di ponderazione per ciascuna unità (Nm ³ /h) <i>Massima Capacità Produttiva - MCP in assetto tradizionale</i>
E3	Hot-Oil H610	35	3	BAT 36 - Tabella 13	1.450
E18	DP3	35	3	BAT 36 - Tabella 13	61.320
E18	B02	35	3	BAT 36 - Tabella 13	35.630
E15	ISO	35	3	BAT 36 - Tabella 13	26.161
E8	RC3A	35	3	BAT 36 - Tabella 13	23.107
E12	RC3B	35	3	BAT 36 - Tabella 13	14.503
E14	RC3C	35	3	BAT 36 - Tabella 13	33.614
E20	VB/TC	35	3	BAT 36 - Tabella 13	55.239
E16	HF1	35	3	BAT 36 - Tabella 13	22.579
E17	HF2	35	3	BAT 36 - Tabella 13	10.840
E17	RZ1	14700	3	BAT 54 - Tabella 17 – efficienza di recupero 98,5%	4.582
E17	RZ2	14700	3	BAT 54 - Tabella 17 – efficienza di recupero 98,5%	3.384
				Portata totale	292.409

In conformità con l'enunciato del criterio di bolla della Decisione sulla BAT settoriale 58, dal calcolo del VLE di bolla di SO₂ è stato escluso il contributo dell'unità cogenerativa turbina a gas TG01/B01.

- (5) Il Gestore è tenuto a rispettare i seguenti valori limite di emissione, ottenuti con riferimento alle "BAT CONCLUSIONS" (*Decisione di Esecuzione dell'Unione Europea 2014/738/UE del 9 ottobre 2014*). I valori di bolla sono stati calcolati per l'assetto storico (anno 2013, ultimo anno di esercizio con assetto tradizionale) (*cf. NOTE DEL GESTORE: Allegato D.18-aggiornato 15.03.2018 (Prot. CIPPC.RU.I.0000348.27-03-2018) e documentazione integrativa del 17.04.2018 (Prot. CIPPC.RU.I.0000439.17-04-2018)*):

	VLE Bolla Concentrazioni BAT-AEL (rif. BATC) (medie mensili, gas secchi)	Limiti come flussi di massa annuali <i>Assetto NO Fuel-Oil valori di bolla calcolati dal Gestore nella doc. integrativa del 15.03.2018</i>
SO ₂	435 mg/Nm ³	1113 t/a
NO _x (come NO ₂)	134 mg/Nm ³	730,5 t/a

- (6) È recepita a livello prescrittivo la proposta del Gestore per cui, qualora venisse ripristinato l'assetto tradizionale della raffineria, sarà utilizzato solo gas naturale e fuel gas nelle proprie



unità di combustione. Non sarà quindi più utilizzato il Fuel Oil.

- (7) I camini sopra riportati sono autorizzati nell'ambito della "Gestione integrata delle emissioni" (BATC 57 e 58) solamente fino a quando permangono le condizioni previste dalla Decisione di esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014 dichiarate in sede di procedimento istruttorio, con particolare riferimento alle caratteristiche ed all'alimentazione delle Unità di combustione (utilizzo di combustibili di raffineria, utilizzo di miscele di combustibili, etc.).

11.2.1.2 Monitoraggio e conformità dei valori limite della bolla di raffineria

- (8) Ai fini dell'applicazione della BAT 57 e BAT 58, i VLE della bolla per SO₂ e NO_x dovranno essere determinati ogni mese, per i punti e secondo quanto riportato nel par. 11.2.1.1. I valori medi mensili per SO₂ e NO_x dei camini in bolla devono essere calcolati come rapporto tra la sommatoria delle portate del flusso degli effluenti gassosi di ogni singola unità interessata per la concentrazione dell'inquinante emesso da tale unità e la sommatoria delle portate degli effluenti gassosi di tutte le unità interessate.
- (9) Le portate degli effluenti gassosi sono espressi come valore medio mensile (Nm³/h) in condizioni di normale funzionamento (gas secco, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa) e devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi indicati.
I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di effettivo funzionamento, escludendo le emissioni nelle ore di avvio e arresto per manutenzione e/o malfunzionamenti.
I valori limite di emissione (bolla di Raffineria), in concentrazione e in flusso di massa, si considerano rispettati se, rispettivamente, durante un anno civile nessun valore medio mensile e annuale supera i pertinenti valori limite di emissione.
- (10) Le modalità di monitoraggio delle emissioni di bolla di Raffineria, concentrazioni e flussi di massa, devono essere conformi: all'Allegato 4 "*Indirizzi operativi di cui all'articolo 3 per la determinazione e il monitoraggio della bolla di raffineria*" della Direttiva MATTM 0000274 del 16/12/2015, che disciplina la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di AIA, di competenza del Ministero; nonché, a quanto indicato dalle BAT Conclusions di cui alla Decisione di Esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, con particolare riferimento alla BAT 4 ed alle BAT 57 e 58.
- (11) Il monitoraggio delle emissioni di NO_x e SO₂ deve essere effettuato nel rispetto della BAT 4 di cui alla Decisione di esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, e dei seguenti ulteriori elementi:
- monitoraggio continuo delle portate dei flussi degli effluenti gassosi delle unità interessate, mediante misurazione diretta o con la metodologia di calcolo derivante dall'applicazione degli algoritmi ex DPR 416/2001;
 - piano di monitoraggio che comprenda una descrizione dei processi monitorati, un elenco delle fonti di emissioni e dei flussi (prodotti, gas di scarico) monitorati per ciascun processo e una descrizione della metodologia (calcoli, misurazioni) utilizzata, con le assunzioni ipotizzate e i livelli di confidenza associati;
 - sistema di gestione dei dati per la raccolta, il trattamento e la comunicazione di tutti i dati di monitoraggio necessari per determinare le emissioni dalle fonti contemplate dalla tecnica di "Gestione integrata delle emissioni".
- (12) Tutti i camini inclusi nella bolla di raffineria devono essere dotati di sistemi in continuo di monitoraggio delle emissioni e dei parametri, stabiliti dal D.Lgs. 152/2006 e dalla decisione di esecuzione 2014/738/UE, per consentire, fra l'altro, la verifica del rispetto dei limiti di bolla, secondo quanto indicato nel PMC.
- (13) Le caratteristiche dei camini riportate nelle Schede B6 della domanda di AIA sono (Tab. 1):



Tabella 1. Caratteristiche dei camini e limiti di emissione.

Sigla camino	Descrizione	Camino, altezza (m)	Camino, Sezione (m ²)	Portata alla MCP (Nm ³ /h)	% O ₂	Sistema di trattamento installato (*)	Inquinanti emessi	VLE da BAT-C (mg/Nm ³) (media mensile)	VLE AIA RIESAME (mg/Nm ³) (media mensile)
E03	Caldaia H610 (Hot Oil)	35	3,08	1.450	3	Nessuno	SO ₂	--	(bolla)
							NO _x	--	(bolla)
							Polveri	5-50***	20
							CO	100****	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
E08	Reforming catalitico RC3 A RC3 F3AN, RC3 F3CN	70	1,95	23.107	3	Nessuno	SO ₂	--	(bolla)
							NO _x	--	(bolla)
							Polveri	5-50	20
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
E12	Reforming catalitico RC3 B RC3 F1, RC3 F2	45	3,14	14.503	3	Nessuno	SO ₂	--	(bolla)
							NO _x	--	(bolla)
							Polveri	5-50	20
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
E14	Reforming catalitico RC3 C RC3 F3A, RC3 F3B, RC3 B1	36	3,14	33.614	3	Nessuno	SO ₂	--	(bolla)
							NO _x	--	(bolla)
							Polveri	5-50	20
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
E15	Isomerizzazione ISO A 10-1, ISO B 10-1	35	5,10	26.161	3	Nessuno	SO ₂	--	(bolla)
							NO _x	--	(bolla)
							Polveri	5-50	20
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
E16	Desolforazione	40	1,13	22.579	3	Nessuno	SO ₂	--	(bolla)



Commissione Istruttoria AIA-IPPC - *Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*
PIC ENI SPA - RAFFINERIA DI VENEZIA - ID 6/1059

	HF1 HF1 F101, HF1 F102N						NOx	--	<i>(bolla)</i>
							Polveri	5-50	20
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
							NH ₃	-	15
E17	Desolfurazione HF2 e Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2 HF2 B101, RZ1 B301, RZ2 MS1	61	1,13	18.806	3	Nessuno	SO ₂	--	<i>(bolla)</i>
							NOx	--	<i>(bolla)</i>
							Polveri	5-50	20
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	≥ 98,5% abbatt. BAT 54, Tab. 17	99,0% abbatt. BAT 54, Tab. 17
							Cl	-	5 (**)
NH ₃	-	15							
E18	CTE TG01/B01 (GIC)	80	19,63	339.359	15	Nessuno	SO ₂	35	35 (***)
							NOx	40-120	<i>(bolla) (***)</i>
							Polveri	5-50	5
							CO	100	100
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
NH ₃	-	15							
E18	CTE B02 (GIC)	80	19,63	35.630	3	Nessuno	SO ₂	35	<i>(bolla) (***)</i>
							NOx	30-150	<i>(bolla) (***)</i>
							Polveri	5-50	5
							CO	100	50
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
NH ₃	-	15							
E18	DP3 F1 (GIC)	80	19,63	61.320	3	Nessuno	SO ₂	35	<i>(bolla) (***)</i>
							NOx	30-150	<i>(bolla) (***)</i>
							Polveri	5-50	5
							CO	100	50
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
NH ₃	-	15							



E20	VB/TC Visbreaking / Thermal cracking (GIC)	80	6,56	55.239	3	Nessuno	SO ₂	35	(bolla) (***)
							NO _x	30-150	(bolla) (***)
							Polveri	5-50	20
							CO	100	50
							COV	-	20
							H ₂ S	-	5 (**)
							Cl	-	5 (**)
							NH ₃	-	15

(*) Le tecniche BAT applicate per la riduzione delle emissioni inquinanti sono tecniche preventive; esse sono precisate in dettaglio nella Scheda D, Tabella "B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato".

(**) Fermo restando il rispetto del limite di 5 mg/Nm³ per la classe di appartenenza (classe II, punto 3, della parte II dell'Allegato I, parte Quinta) del D.Lgs. 152/2006.

(***) I camini E18 e E20, per gli inquinanti SO₂ e NO_x, devono rispettare anche i limiti puntuali riportati in tabella 2.b

11.3 Emissioni in Aria: ulteriori prescrizioni e limiti

- (14) I valori limite devono essere rispettati nelle ore di normale funzionamento, sono escluse quindi: le fasi di avviamento e di arresto; di anomalo funzionamento; il funzionamento al di sotto del Minimo Tecnico per le CTE, per le quali deve essere comunque ottemperato quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006, nonché quanto stabilito nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC). Nel PMC sono riportate le modalità delle attività di controllo previste e sono inoltre specificati i tempi di avviamento e di arresto delle varie unità, nonché i valori di Minimo Tecnico per le CTE. I valori misurati sono riferiti a gas secchi e al tenore di ossigeno per essi previsto.
- (15) Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming e durante il decoking nell'unità VB/TC si prescrive il controllo delle diossine (PCDD/PCDF), mediante il campionamento e analisi del gas di rigenerazione; il VLE di riferimento è il seguente: PCDD+PCDF: 0,1 ng TE/Nm³ (valore limite, riferito a un campionamento compreso tra le 6 e le 8 ore, come concentrazione "tossica equivalente", da calcolarsi secondo le indicazioni di cui all'Allegato 1 al Titolo III-bis alla Parte Quarta del D.Lgs.152/06.
- (16) Conformità dei valori misurati ai valori limite. In caso di misure discontinue, le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione e che siano rappresentativi di almeno un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore alle tre ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite. L'autorizzazione può stabilire che, per ciascun prelievo, sia effettuato un numero di campioni o sia individuata una sequenza temporale differente rispetto a quanto previsto dal presente punto 2.3 nei casi in cui, per necessità di natura analitica e per la durata e le caratteristiche del ciclo da cui deriva l'emissione, non sia possibile garantirne l'applicazione. (Parte Quinta, ALLEGATO VI - Criteri per la valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione, punto 2.3, D. Lgs. 152/2006).

11.4 Grandi Impianti di Combustione (GIC)

- (17) All'interno della Raffineria sono presenti unità di combustione che rispondono alla definizione di Grande Impianto di Combustione, riportata all'art. 268 c.1 lett. gg del D.Lgs. 152/2006, in quanto impianti di combustione di potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; essi sono ivi classificati: anteriori al 2013, anteriori al 2002 e nuovi. Essi saranno alimentati solo con



Fuel Gas e/o Gas naturale.

Limiti di emissione. Si applicano i limiti stabiliti dall'art. 273, co. 3: "Ai grandi impianti di combustione anteriori al 2013 i pertinenti valori limite di emissione di cui alla Parte II, sezioni da 1 a 6, dell'Allegato II alla Parte Quinta" e i valori BATC della Decisione sulle Raffinerie (cfr. Tab. 2, sotto).

Sono classificati GIC:

- Camino E18: il forno F1 associato all'unità DP3 (Unità di Distillazione Primaria 3), il turbogas TG01 (con la caldaia post-combustione B01) e la caldaia B02; le tre unità confluiscono con condotte separate nel camino E18.
- Camino E20: i forni IBF1, F1 A/B, F2 A/B sono unità di combustione associate all'impianto VB/TC (Unità Visbreaking/ Thermal Cracking, con potenza termica 67,8 MW).

Le seguenti tabelle 2.a e 2.b riassumono rispettivamente le caratteristiche dei GIC ed i relativi limiti di emissione puntuali ai camini E18 ed E20 per i parametri SO₂, NO_x:

Camino	Unità	Unità	Item	Combustibili utilizzati	Potenza termica nominale (MWt)
E18	DP3	Forno F1		Gas residuo di raffineria e metano (a conguaglio)	66,1
	COGE	Turbina a gas	TG01		95,5
		Caldaia a recupero	B01		64,3
		Caldaia a fuoco diretto	B02		102,9
E20	VB/TC	Forni IBF1, F1 A/B, F2 A/B	--	67,8	

Inquinante	Camino E18				Camino E20
	Assetto cogenerativo (caldaia B01 a recupero termico sui fumi derivanti dalla turbina TG01)		Assetto con caldaia B01 a combustione diretta e turbina a gas T01 ferma		
	Turbina a gas TG01 / caldaia B01	Caldaia B02	Turbina a gas TG01 / caldaia B01	Caldaia B02	
SO ₂	-	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³
NO _x	120 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³
O ₂ di rif.	15 %	3 %	3 %	3 %	3 %

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



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

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

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

11.5 Emissioni convogliate in atmosfera che non rientrano nella Bolla di raffineria

11.5.1 Sono autorizzate le seguenti emissioni non incluse nella bolla:

• **Camini non assoggettati a limite di emissione:**

Camino E22 da riscaldamento serbatoio bitume	S602
Camino E23 da riscaldamento serbatoio bitume	S603
Camino E24 da riscaldamento serbatoio bitume	S604
Camino E25 da riscaldamento serbatoio bitume	S605
Camino E26 da riscaldamento serbatoio bitume	S606
Camino E27 da riscaldamento serbatoio bitume	S607
Camino E28 da riscaldamento serbatoio bitume	S608
Trattasi di emissioni discontinue (portata tipica ciascuno: circa 118 Nm ³ /h). Inquinanti emessi: SO ₂ , NO _x , CO e Polveri (cfr. Scheda B - B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato) con flussi di massa molto bassi.	

11.5.2 Sfiati in atmosfera

Per i seguenti sfiati in atmosfera si applicano le seguenti prescrizioni:

Sigla identificativa	Portata Nm ³ /h	Descrizione	Tipo di emissione
S29	80	MOV2 (URV caricamento benzine ZNE)	Discontinua
S30	6122	BITUMI (URV caricamento bitume)	Discontinua
S31	6122	BITUMI (URV serbatoi bitume)	Discontinua
S32	40	RC3 (CR) (rigenerazione ciclica)	Discontinua
S33	95	RC3 (rigenerazione catalizzatore)	Discontinua
S35/1+S35/26 S36 S37	1250	Cappe laboratorio Cappe laboratorio SOI CARB Cappe laboratorio DP2	Discontinua
S42	720	MOV1 (URV caricamento/scaricamento benzine NAVI)	Discontinua
S43	1580	TE (URV Copertura Vasche API)	Continua

URV = Unità Recupero Vapori.

Unità VRU recupero vapori organici

(18) **Sfiato S29.** Essendo associato a operazioni di carico da autobotti di composti di idrocarburi liquidi con portata annua transitata superiore a 5.000 m³/anno, ad esso si applica



specificatamente la BAT 52 della Dec. Esec. (2014/738/UE). In applicazione della BAT 52, l'efficienza di recupero dei vapori COV durante le operazioni di carico e scarico di composti idrocarburi liquidi volatili deve essere pari almeno al 95%, e consentire il rispetto dei BAT-AEL di cui alla Tabella 16 "Livelli di emissione associati alla BAT per le emissioni di NMCOV e benzene nell'atmosfera dalle operazioni di carico e scarico di composti di idrocarburi liquidi volatili." Per detto sfiato S29, il gestore deve rispettare anche i seguenti limiti di emissione in atmosfera (media oraria): NMCOV: 5 g/Nm³; Benzene: < 1 mg/Nm³.

- (19) **Sfiato S42.** Essendo associato alle operazioni di carico/scarico di navi cisterna di composti di idrocarburi liquidi con una portata annua di < 1 milione di m³/anno, ad esso non è applicabile la BAT 52. Il gestore deve rispettare il seguente limite di emissione in atmosfera (media oraria): NMCOV: 10 g/Nm³.
- (20) **Sfiato S43: copertura vasche di disoleazione e abbattimento VOC.** Deve essere mantenuta la copertura delle vasche di disoleazione (API) e l'aria contaminata aspirata deve essere trattata mediante un sistema di abbattimento con carboni attivi. Le emissioni aeriformi captate e trattate vengono convogliate al punto di emissione (S43). La tecnologia per il sistema di confinamento si basa sulla realizzazione di coperture fisse sui pozzetti e sulle pre-vasche e coperture di tipo flottante sulle vasche API. Il sistema di abbattimento delle VOC deve assicurare un rendimento (media oraria) non inferiore all'80%: determinato mediante misure di VOC a monte e valle del sistema di abbattimento.

11.5.3 Unità SRU recupero zolfo

- (21) Il sistema di recupero dello zolfo (Unità SRU) deve garantire un'efficienza di recupero $\geq 99,0\%$, media mensile (BAT-AEPL per unità esistenti; BAT 54 – "Tab. 17 Livelli di prestazioni ambientali associati alle BAT per un sistema di recupero dello zolfo (H₂S) dai gas di scarico: $\geq 98,5\%$ " della Dec. Esec. 2014/738/UE). L'efficienza di recupero dello zolfo è calcolata sull'intera catena di trattamento (incluso SRU e TGTU) intesa come la frazione di zolfo presente nelle cariche idrocarburiche di alimentazione che è recuperata nelle vasche di raccolta dello zolfo.
- (22) Il trattamento dei gas di coda dell'Unità SRU dovrà garantire, a valle del postcombustore dei gas di coda, una concentrazione minima residua di H₂S < 5 mg/Nm³. Il Gestore su base semestrale determinerà il rendimento di recupero dello zolfo. Qualora durante l'esercizio si riscontrino un'efficienza inferiore al valore sopra indicato, il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento, delle manovre eseguite per riportare il parametro nel limite e di fare una valutazione delle eventuali conseguenze sulle emissioni. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore anche in modalità equivalente, secondo quanto riportato nel PMC.

11.5.4 Torce

- (23) Sono autorizzate le emissioni dalle torce di seguito elencate:

Punto di emissione	Fase/unità di provenienza
S39	Torcia elevata (idrocarburica)
S40	Torcia elevata (acida)

Le torce devono rispettare quanto riportato sotto.

- a) In condizioni di normale esercizio, l'emissione in atmosfera generata da ciascuna torcia deve riguardare solo combustione del gas necessario a mantenere accesi i bruciatori pilota.
- b) Le torce devono essere esercitate esclusivamente come sistemi di sicurezza, senza generare



emissioni visibili (fumo), indice di elevato contenuto di particolato, mediante il ricorso alle migliori condizioni *smokeless* consentite dalla tecnologia. Le torce devono garantire un'efficienza di rimozione dei COV superiore al 98%.

- c) Le torce devono essere dotate di un sistema di monitoraggio in continuo dei gas in torcia (inclusa la registrazione della portata del gas recuperato) conforme a quanto previsto dal PMC. Deve essere previsto e garantito il funzionamento di un sistema di monitoraggio a circuito chiuso che assicuri il controllo visivo continuo da parte degli operatori e dotato di sistemi di allarmi acustici di avviso di eventuale spegnimento delle fiamme pilota.
- d) Il Gestore deve garantire che i sistemi di recupero e compressione dei gas avviati alle torce siano sempre in perfetta efficienza e in funzione. A tal fine il Gestore deve assicurare che durante le ore di normale esercizio della Raffineria l'impianto di recupero gas sia funzionante. Possono fare eccezione i periodi di tempo in cui, ragionevolmente, si attui una manutenzione alla torcia e/o al sistema stesso di recupero gas o in cui si verificano manutenzioni su unità di Raffineria che possano determinare frequenti avvii-spegnimenti dell'impianto di recupero gas; fanno altresì eccezione lo spegnimento del sistema di recupero gas dovuto a ragioni di sicurezza o alla fermata, per problemi operativi, di qualche unità di Raffineria che abbia effetti sull'efficacia del trattamento di recupero.
- e) Viene prescritta una quantità massima giornaliera (soglia) di gas inviata alle torce, precisata nel PMC, superata la quale il gestore è tenuto a rispettare i seguenti obblighi (anche di comunicazione):
 - ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
 - adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
 - riportare all'Autorità competente, agli Enti di controllo (ISPRA e ARPA) e all'Amministrazione Comunale, entro 48 ore dall'evento, la quantità di gas inviato in torcia, la sua composizione, la causa e durata dell'evento e, in caso di utilizzo in situazioni di emergenza, le misure adottate per evitare il ripetersi dell'evento.
- f) Nel Report annuale il Gestore deve comunicare, secondo quanto previsto nel PMC, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la durata della stessa, le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

11.5.5 Fuel Gas: Contenuto di Zolfo

(24) I combustibili utilizzati in Raffineria sono gas incondensabili di raffineria (Fuel Gas) e gas naturale.

Il fuel gas prodotto deve essere desolfurato mediante idonei sistemi di lavaggio con ammine per la separazione dell' H_2S e mercaptani. Il contenuto massimo di zolfo nel fuel gas destinato al riutilizzo come combustibile, o comunque bruciato, deve essere inferiore a 200 ppm.

11.5.6 Emissioni non convogliate in atmosfera

(25) Per prevenire o ridurre le emissioni diffuse di COV, il Gestore deve applicare la BAT 18 delle BAT Conclusion. Si rinvia a quanto precisato dal PMC riguardo le modalità di applicazione.

11.5.7 Operazioni di carico/scarico

(26) Per le operazioni di carico e scarico di prodotti leggeri, il Gestore dovrà attenersi alle seguenti procedure:

- a) i terminali di carico dei veicoli cisterna devono essere equipaggiati con dispositivi per il contenimento dei vapori spiazzati dalle cisterne durante le operazioni di carico;
- b) il sistema di trattamento deve essere sempre in funzione durante le operazioni di carico delle autocisterne. Il Gestore può utilizzare le pensiline di carico anche in situazioni di fuori



servizio temporaneo del sistema di abbattimento vapori, purché il prodotto caricato abbia una tensione di vapore inferiore a 130 millibar a temperatura di 20°C;

- c) il Gestore deve informare l'autorità di controllo prima di una interruzione pianificata di un sistema di recupero vapori che comporti una fermata superiore a tre giorni. Deve inoltre specificare la data, il periodo previsto ed il motivo dell'arresto. Nel caso di un arresto non pianificato, il Gestore deve informare l'autorità di controllo della causa dell'arresto, dei provvedimenti attuati al fine di riportare in esercizio l'unità e del probabile periodo di non funzionamento:
- il sistema di trattamento dei vapori ed il sistema di carico delle autocisterne devono essere gestiti in modo di prevenire l'istaurarsi di condizioni di pressione interne alle cisterne superiori a 55 millibar;
 - nessun sistema di spurgo gas deve potersi aprire all'atmosfera fino alla pressione di 55 millibar;
 - il sistema di collettamento dei vapori deve garantire che non vi sia la possibilità di trasferimento dei vapori da una posizione di carico ad un'altra durante le operazioni di riempimento cisterne;
 - il Gestore ha l'obbligo di verificare che i veicoli cisterna carichi siano dotate di dispositivi di tenuta adeguati al trasporto dei prodotti petroliferi che verranno consegnati;
 - il Gestore deve realizzare la conversione dei sistemi di caricamento dei veicoli cisterna in modo che sia possibile il solo caricamento dal basso;
 - Il Gestore deve mantenere l'utilizzo di sistemi di caricamento dei veicoli cisterna in modo che sia possibile il solo caricamento dal basso.

11.5.8 Emissioni fuggitive

Programma LDAR

(27) Il Gestore è tenuto al mantenimento del programma di Leak Detection and Repair (LDAR), per l'individuazione e la successiva riparazione o sostituzione dei componenti che presentano delle perdite, secondo i protocolli EPA su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange, connettori) in tutte le unità dell'installazione che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV. A tal fine dovranno essere rispettate le seguenti soglie di intervento in caso di perdite:

- soglia di intervento: vedi tabella sotto;
- soglia di intervento per emissioni di sostanze cancerogene: 500 ppm.

Componenti	ppmV/V di CH ₄
Pompe	5000
Compressori	5000
Valvole	3000
Flange	3000

Nell'ambito del programma LDAR particolare attenzione e considerazione (anche individuando specifiche soglie di intervento) dovrà essere posta alle sostanze odorigene pericolose individuate ai fini del monitoraggio.

La frequenza, le modalità, e le metodiche di verifica e intervento andranno concordate con l'Autorità di controllo.

Il programma LDAR sarà sviluppato secondo i protocolli EPA e/o EN 15446 su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange, connettori) in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV, anche mediante



l'utilizzo di tecnologia "videoimaging" (IR) o equivalenti. Il PMC dettaglia le modalità ed i tempi di misura e di intervento e di reporting.

La sostituzione dei componenti fuori soglia dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance. Nella scelta dei componenti da installare il Gestore valuterà la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali e i risultati del confronto faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

11.5.9 Monitoraggio in Continuo delle Emissioni

- (28) Il Gestore dovrà mantenere un sistema di monitoraggio in continuo dei parametri SO₂, NO_x, CO, Polveri, T, Portata, O₂ dei nove camini di cui alla bolla di raffineria, in accordo alla BAT 4. Il monitoraggio in continuo esteso ai nove camini verrà adeguato all'atto dell'eventuale riavvio del ciclo tradizionale petrolifero.

Rispetto dei VLE

- (29) Per tutti i punti di emissione con prescritti limiti emissivi si dispone un controllo con le frequenze e le modalità fissate nel PMC, oltre ad una verifica di operabilità e funzionamento dei sistemi di abbattimento, la cui frequenza sarà analogamente indicata nel PMC.
- (30) Laddove, per il rispetto dei VLE prescritti, fosse necessario porre in essere specifici accorgimenti tecnico impiantistici e/o gestionali, gli stessi dovranno essere resi operativi entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA; prima di tale data le relative emissioni dovranno rispettare i limiti di cui alla previgente autorizzazione (Dec. 898/2010), sono fatti salvi limiti e prescrizioni di cui al D.Lgs. 152/2006.

11.5.10 Emissioni Odorigene

- (31) Il Gestore è tenuto a mantenere/implementare in efficienza tutte le procedure tecnico-operative atte a limitare quanto più possibile le emissioni odorigene.
- (32) Il gestore deve mantenere in efficienza la copertura delle vasche API dell'impianto trattamento acque.
- (33) Il Gestore, al fine della stima, controllo e analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi all'interno della Raffineria, deve provvedere, con frequenza annuale nel primo triennio, all'attuazione del Programma di monitoraggio odori, presentato in allegato alla domanda di Riesame; l'audit dovrà prevedere una campagna estiva da svolgere sia all'interno della Raffineria, sia nella fascia perimetrale.
- (34) Le attività di monitoraggio dovranno essere eseguite secondo il protocollo derivato dalla VDI 3940 "*Determination of odorants in ambient air by field inspection*" e secondo i metodi dell'olfattometria dinamica di cui alla UNI EN 13725:2004, o altri metodi stabiliti nel PMC.
- (35) A seguito dell'attuazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori, il Gestore dovrà implementare una contestuale analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi identificando eventuali ulteriori interventi oltre a quelli già effettuati; gli esiti dell'audit e delle contromisure implementate per il contenimento degli odori devono essere trasmessi annualmente all'Ente di controllo.

Gestione serbatoi e pipe-way

- (36) Devono essere adottate tutte le precauzioni atte a evitare sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque sotterranee e superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto.



- (37) Deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio e prevista una ispezione periodica per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente.
- (38) I bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità di contenimento dei potenziali sversamenti adeguata a quella della capacità autorizzata dei serbatoi che vi insistono e dimensionata secondo le regole tecniche di progettazione. Nel caso in cui più serbatoi siano perimetrati dallo stesso bacino di contenimento, la capacità volumetrica dello stesso non dovrà essere inferiore al volume del serbatoio più grande; qualora non siano verificate le condizioni relative alla capacità di contenimento di cui sopra, il Gestore dovrà presentare all'ISPRA un Piano di adeguamento entro 3 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA.
- (39) Al fine di ridurre le emissioni di COV nell'atmosfera provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili (*cf. Scheda B - B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze*), il Gestore deve utilizzare serbatoi a tetto galleggiante dotati di sistemi di tenuta ad elevata efficienza o serbatoi a tetto fisso collegati ad un sistema di recupero dei vapori come da BAT 49. Per la rete di collettamento a VRU (Vapour Recovery Unit) dei serbatoi a tetto fisso si deve prevedere uno Studio di Fattibilità da trasmettere all'AC e ISPRA entro 6 mesi dal rilascio del provvedimento di AIA, di cui al presente PIC.
- (40) Riguardo ai serbatoi presenti nell'installazione si prescrive che:
- tutti i serbatoi ad eccezione di quelli contenenti bitume, acque reflue da trattare, additivi, zolfo, GPL, zolfo, GPL, oli pesanti con viscosità $> 12 \text{ E}^\circ$ e oli vegetali devono essere dotati di doppio fondo, pertanto il Gestore dovrà aggiornare l'esistente piano di miglioramento che dovrà prevedere almeno l'adeguamento di quattro serbatoi all'anno ed il completamento entro la vigenza dell'AIA del suddetto piano; tale piano dovrà essere notificato all'Autorità di Controllo entro tre mesi dal rilascio del provvedimento di AIA. ISPRA aggiornerà annualmente l'Autorità competente;
 - per quanto attiene i serbatoi a fondo singolo, l'ispezione esterna dovrà essere effettuata con una frequenza non superiore a 2 anni, e l'ispezione interna con una frequenza non superiore a 10 anni. Si prescrive, inoltre, di eseguire una verifica di controllo con emissione acustica almeno ogni 5 anni;
 - per quanto attiene i serbatoi dotati di doppio fondo, l'ispezione esterna avverrà con una frequenza non superiore a 5 anni, e l'ispezione interna con una frequenza non superiore a 20 anni. Si prescrive, inoltre, di eseguire una verifica di controllo con emissione acustica almeno ogni 5 anni;
 - i tubi di sonda e guida dei serbatoi devono essere dotati di guaina.
- (41) Il Gestore dovrà mantenere le pipe-way di Raffineria pulite ed in ordine, facilmente accessibili ed ispezionabili.
- (42) Il Gestore deve ispezionare mensilmente i bacini di contenimento dei serbatoi. Nel caso si riscontri la perdita di tenuta della pavimentazione e/o della cordolatura il Gestore deve riparare, entro il mese successivo, qualunque difetto riscontrato. Il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.
- (43) Tutti i serbatoi devono essere provvisti della strumentazione idonea alla lettura di livello con indicazioni locali e in remoto presso la sala controllo. Dovranno essere installati, inoltre, sistemi di allarme indipendenti di livello.
- (44) Nel report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo, secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA, dovranno essere indicati (e di volta in volta aggiornati in un elenco e in planimetria) i serbatoi che alla data di trasmissione del report sono già dotati di doppio fondo e che sono dotati di bacino di



contenimento impermeabile.

- (45) Per quanto riguarda i serbatoi interrati presenti in Raffineria il Gestore dovrà eseguire ogni sei mesi prove di tenuta idraulica dell'intercapedine.
- (46) Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico, il Gestore deve assicurare l'immediata attivazione delle procedure implementate secondo la normativa vigente, per il contenimento degli sversamenti.
- (47) Il Gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile a evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento al suolo.
- (48) Le operazioni di deposito della benzina e sua distribuzione dai terminali devono essere conformi al D.lgs 152/2006, parte V – Titolo I – Allegato VII.

11.6 Emissioni in acqua

(49) I punti di scarico autorizzati sono i seguenti:

- **SIFA1**: scarico dei reflui costituiti da acque industriali di processo e acque meteoriche di dilavamento al depuratore consortile di Fusina (SIFA);
- **SM1**: scarico finale della linea di acqua di raffreddamento di mare.

(50) Gli scarichi parziali SM2 e SM3, già convogliati nello scarico SM1, non sono più autorizzati.

(51) **SIFA 1**. La qualità dei reflui conferiti al depuratore consortile SIFA non è soggetta a limiti normativi, poiché il flusso di acque di processo non è inviato a scarico finale ma a impianto di trattamento consortile esterno e non gestito dalla Raffineria

Lo scarico SIFA1 deve rispettare i valori limite per il conferimento all'impianto di trattamento consortile, definiti nel Regolamento di Fognatura. Non sono ad esso applicabili i valori di emissione definiti dalla BAT 11, 12 e 13. Le caratteristiche di accettazione dei reflui sono unicamente stabilite a livello contrattuale con SIFA, nel rispetto del Regolamento di Conferimento.

La totalità delle acque meteoriche è convogliata a trattamento sull'unico collettore di fognatura, recapitante all'impianto di trattamento esterno (depuratore consortile SIFA), previo passaggio nell'apposito impianto di pre-trattamento costituito da vasche di sollevamento e separatori API (cfr. § 5.4.7).

Deve essere rispettato l'art. 3 del D.M. 30/7/1999 che stabilisce il divieto di utilizzo del cloro gas e dell'ipoclorito di sodio, sia per la disinfezione degli scarichi che come agente "antifouling" nei circuiti di raffreddamento.

(52) **SM1**. È l'unico punto di scarico verso la laguna di Venezia – corpo idrico recettore convoglia unicamente l'acqua di mare di raffreddamento impianti (Autorizzazione allo scarico e alla derivazione di acqua lagunare del Provveditorato Interregionale alle Opere Pubbliche di Veneto, Trentino A.A. e Friuli V.G (protocollo n. 7246 del 22/2/2016). Il circuito di raffreddamento impianti è un circuito chiuso a singolo passaggio senza contatto con il processo. Il gestore dichiara che l'acqua mare di raffreddamento non può subire contaminazioni da parte del processo poiché non entra in contatto con questo (non valutabile quindi la differenza tra il carico di fondo dell'acqua in ingresso e dell'acqua restituita al corpo recettore).

11.6.1 Controlli sullo scarico reflui SIFA1

(53) Le modalità e le frequenze dei controlli sono stabilite dal Provveditorato Interregionale alle Opere Pubbliche di Veneto, Trentino A.A. e Friuli V.G nel rispetto del Regolamento di Conferimento.



Il pozzetto di campionamento deve essere in ogni momento accessibile ed attrezzato per consentire il campionamento per caduta delle acque reflue da parte della Autorità di Controllo.

11.7 Emissioni acustiche e vibrazioni

- (54) Il Gestore deve operare l'impianto in modo che i livelli di emissione ed immissione sonora rispettino i limiti imposti dalla zonizzazione acustica in relazione alla classificazione del territorio comunale. Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, il Gestore deve porre tempestivamente in atto adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati.
- (55) Al fine di monitorare nel tempo la situazione di rumorosità di tipo continuo prodotta dai vari impianti, il Gestore deve comunque eseguire campagne di misura del rumore con la frequenza indicata nel Piano di Monitoraggio e controllo. Le campagne di misura del rumore dovranno essere compiute con tutti gli impianti in funzione e a pieno regime. In particolare, il Gestore dovrà eseguire opportune campagne di monitoraggio in corrispondenza delle principali fonti di emissione acustica di Raffineria e presso i recettori più prossimi.
- (56) Il Gestore, all'interno del proprio SGA, deve elaborare un Piano per la Gestione del rumore, prevedendo anche, dove opportuno, l'isolamento acustico di apparecchiature e/o locali dove sono presenti.
- (57) È prescritto un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico dello stabilimento nei confronti dell'esterno.

11.8 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

- (58) Il Gestore, allo scopo di prevenire o ridurre le emissioni nel suolo e nelle falde freatiche provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili, deve applicare una delle tecniche (o una loro combinazione) tra quelle riportate alla BAT 51 di cui alla Decisione di esecuzione della C.E. n. 2014/738/UE del 9 ottobre 2014.
- (59) Il Gestore qualora ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio del proprio stabilimento, possa essere compromessa la qualità delle acque di falda profonda, è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs. 152/2006. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e del Comune.
- (60) Al fine di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e delle acque ad opera di sversamenti oleosi o sversamenti di sostanze pericolose, dovranno essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:
- le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose o sostanze pericolose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi pozzetti di raccolta per l'invio a impianto di trattamento o smaltimento;
 - i bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni settimanali, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni;
 - annotazione su apposito registro delle anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento nonché annotazione dei relativi interventi eseguiti, rendendo disponibile lo stesso all'Ente di Controllo.



- (61) Il Gestore dovrà provvedere al monitoraggio delle acque di falda secondo le modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Il monitoraggio della falda dovrà essere eseguito in modo tale da contemplare le eventuali perdite di sostanze oleose e sostanze pericolose. Restano fermi gli eventuali obblighi derivanti dalla parte IV, titolo V del D.Lgs 152/2006, con particolare riferimento a *metalli pesanti, oli minerali, BTEX, IPA, MTBE*. Restano confermati gli impegni previsti per il sito SIN, ai sensi dell'ex D.M. 471/99 dal Progetto di bonifica della falda, approvato dal Ministero dell'Ambiente.
- (62) Vista la contaminazione riscontrata nell'area, in accoglimento anche della Nota del 25/05/2018, prot. n. 10684/STA - Direzione per la Salvaguardia del Territorio e delle Acque del MATTM, richiamati anche gli art. 25 e 26 del D.P.R. n. 120 del 13/06/2017, gli interventi e/o le opere che possono interferire con le matrici suolo e sottosuolo insaturo e acque di falda dovranno essere realizzati secondo modalità e tecniche che non pregiudichino e non interferiscano con il completamento e l'esecuzione della bonifica; i suddetti interventi non dovranno determinare rischi per la salute dei lavoratori e degli altri fruitori dell'area, né causare un incremento della contaminazione accertata.
- (63) Resta fermo quanto deciso dall'AC in merito alla Relazione di riferimento ex art. 5, comma 1, lett. v-bis del D.Lgs. n. 152/06, procedimento ID 6/998.

11.9 Rifiuti

- (64) L'elenco delle tipologie di rifiuti prodotti in raffineria è riportato nella Scheda B (B.11.1 e B.11.2, rispettivamente produzione storica e alla capacità produttiva) allegata alla domanda di AIA. Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti, al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico-fisiche. Il gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione e/o di materie prime ed ausiliarie che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.
- (65) Il gestore intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo, deve quindi attenersi alle prescrizioni derivanti dall'art. 183 comma 1, lett. bb) del D. Lgs. 03/04/2006 n. 152. In particolare, si richiama che i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito.
- (66) I rifiuti andranno collocati nelle aree individuate per il deposito temporaneo come riportato nella Scheda B (B.12. e B.12.1).
- (67) La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.

Modalità gestionali aree di stoccaggio rifiuti

- (68) Le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime.
- (69) Lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi, che devono essere opportunamente separate. Particolare attenzione deve essere posta alla pericolosità di specifiche sostanze contenute e alla compatibilità al fine della sicurezza.



- (70) Tutte le aree di stoccaggio devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensioni e collocazione, indicante i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati nonché le norme di comportamento per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente.
- (71) Le aree destinate allo stoccaggio di rifiuti devono essere dotate di opportuni sistemi di copertura al fine di evitare dispersioni in aria e nelle acque, di sostanze odorigene e/o inquinanti. I rifiuti devono essere posti all'interno di big bags o di appositi contenitori per evitare il contatto con gli agenti atmosferici.
- (72) In caso di potenziali rilasci di inquinanti lisciviabili, le aree di deposito devono essere impermeabilizzate e resistenti all'attacco chimico dei rifiuti. Tutte le acque di meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti da tali aree di stoccaggio devono essere coltate ed inviate agli impianti di trattamento dei reflui.
- (73) I contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento; tali contenitori dovranno essere contrassegnati da apposite etichette e targhe ben visibili, indicanti la natura e la pericolosità dei rifiuti in essi contenuti. Inoltre, essi devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antiriboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello.
- (74) I contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
- (75) I rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antiriboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose.
- (76) I contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari almeno al volume del serbatoio, o in caso di più serbatoi al volume del contenitore più grande.
- (77) I recipienti fissi o mobili, non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni.
- (78) Il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.
- (79) In tutte le aree di stoccaggio e deposito di rifiuti deve essere prevista la presenza di sostanze adsorbenti, da utilizzare in caso di perdite accidentali di liquidi.
- (80) Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei, ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi). Dovranno altresì essere controllati il mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi e le etichettature.
- (81) Inoltre, il gestore nel Report annuale deve comunicare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.



- (82) Variazioni successive al rilascio della presente AIA che interessino i soli depositi temporanei possono essere esercite anche senza aggiornamenti dell'AIA. In ogni caso il gestore ne darà tempestiva comunicazione al Ministero, all'Ente di controllo ed alla Provincia.

11.10 Prescrizioni Tecniche e Gestionali

- (83) Restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.
- (84) Si raccomanda al gestore di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 ed EMAS. In caso di scadenza di eventuali certificazioni di gestione ambientale, il Gestore informerà immediatamente l'AC per l'adeguamento della scadenza dell'AIA.

11.11 Manutenzione, Disfunzionamenti, Guasti ed Eventi Incidentali

- (85) Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.
- (86) Il Gestore dovrà individuare un elenco delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente e con riferimento ad esse dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Ente di Controllo.
- (87) Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.
- (88) In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione scritta immediata, con modalità concordate, con l'Autorità di Controllo, all'ARPA, ISPRA, Sindaco e Autorità Competente, assicurandosi dell'effettivo ricevimento da parte degli enti preposti al fine, se del caso, di una tempestiva comunicazione alla popolazione o altri interventi di salvaguardia. Fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare nel più breve tempo possibile il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione e rendicontarle nel Reporting annuale.
- (89) Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.



- (90) Si considera una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi, nei medesimi impianti e linee, di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti che incidano in modo significativo sull'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti già sperimentati in passato e che:
1. siano stati oggetto di comunicazione ai sensi dell'art. 29-undecies del D.lgs. 152/06 e ai quali, pur in assenza di riscontro da parte dell'autorità competente e degli enti di controllo, non si è posta necessaria attenzione, in forma preventiva, con gli interventi strutturali e/o gestionali indicati o proposti dal gestore medesimo nella citata comunicazione di cui all'art. 29-undecies;
 2. non siano stati oggetto di comunicazione ai sensi dell'art. 29-undecies del D.lgs. 152/06, ma dei quali gli enti di controllo abbiano accertato il passato accadimento senza l'attuazione, da parte del gestore, di adeguate misure atte a limitare le conseguenze ambientali e a prevenire ulteriori analoghi eventi incidentali.
- (91) A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.
- (92) In caso di malfunzionamenti dello stabilimento o di parti di esso, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verificano rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.
- (93) Se si verifica un'anomalia o un guasto tale da non permettere il rispetto di valori limite di emissione, l'Autorità Competente deve essere informata entro le otto ore successive, fermo restando l'obbligo del Gestore di procedere al ripristino funzionale dell'impianto nel più breve tempo possibile e di sospendere l'esercizio dell'impianto se l'anomalia o il guasto può determinare un pericolo per la salute umana.
- (94) Il Gestore, qualora preveda che le misure in continuo di uno o più inquinanti non potranno essere effettuate o registrate per periodi superiori a 48 ore continuative, è tenuto ad informare tempestivamente l'Autorità Competente per il controllo e ad attuare forme alternative di controllo delle emissioni. In particolare, in caso di indisponibilità della misurazione in continuo, il Gestore è tenuto ad applicare la procedura descritta al punto F) della nota ISPRA prot. n. 0018712 del 01/06/2011 "Definizione di modalità per l'attuazione dei PMC – Seconda emanazione".
- (95) In caso di fermata programmata o di disservizio degli impianti di lavaggio gas acidi e di recupero zolfo, il Gestore deve:
- a) comunicare all'Autorità di Controllo e al sindaco l'interruzione;
 - b) riavviare gli impianti nel più breve tempo possibile;
 - c) intervenire sugli impianti in modo da ridurre le emissioni di SO₂ in previsione di un'interruzione superiore a 12 ore.

11.12 Dismissione e Ripristino dei Luoghi

- (96) Qualora il gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, 6 mesi prima della eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'autorità competente e all'ente di controllo un Piano di dettaglio di dismissione, di eventuale messa in sicurezza o bonifica e di ripristino ambientale. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere



compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del d.lgs. 152/2006. la valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per l'approvazione.

11.13 Prescrizioni derivanti da Altri Procedimenti Autorizzativi

(97) Restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, **tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi** che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale.

12 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

(98) Il presente decreto sostituisce l'Autorizzazione Integrata Ambientale di cui al Decreto prot. n. DVA-DEC-2010-0000898 del 30.11.2010 (G.U. It. Serie Generale n. 3 del 5.01.2011) per l'esercizio della Raffineria di petrolio e di gas della Società ENI S.p.A., sita nel Comune di Venezia (Codice IPPC 1.2). Restano fermi gli obblighi ad ottemperare alle prescrizioni espressamente richiamate nel presente parere, riferite agli atti autorizzativi precedenti sopra richiamati.

13 DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 29-*octies* del D.Lgs. 152/2006 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	D.Lgs 152/2006 art. 29-<i>octies</i>
10 anni	Casi comuni	Comma 3, lettera b)
12 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9
16 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009	Comma 8

Rilevato che il Gestore ha registrato il proprio impianto secondo il regolamento CE n. 1221/2009, **l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 16 anni.**

La validità della presente A.I.A. si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza della certificazione suddetta. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 29-*octies* del D.Lgs 152/2006 il Gestore prende atto che l'Autorità Competente durante la procedura di riesame con valenza di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 29-*octies* del D.Lgs 152/2006 il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- a) a giudizio dell'autorità competente ovvero, in caso di installazioni di competenza statale, a giudizio dell'amministrazione competente in materia di qualità della specifica matrice ambientale interessata, l'inquinamento provocato dall'installazione è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite, in particolare quando è accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dagli strumenti di pianificazione e programmazione di settore;



- b) le migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentono una notevole riduzione delle emissioni;
- c) a giudizio di una amministrazione competente in materia di igiene e sicurezza del lavoro, ovvero in materia di sicurezza o di tutela dal rischio di incidente rilevante, la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) sviluppi delle norme di qualità ambientali o nuove disposizioni legislative comunitarie, nazionali o regionali lo esigono;
- e) una verifica di cui all'articolo 29-sexies, comma 4-bis, lettera b), ha dato esito negativo senza evidenziare violazioni delle prescrizioni autorizzative, indicando conseguentemente la necessità di aggiornare l'autorizzazione per garantire che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni corrispondano ai "livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili".

14 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA per l'impianto in oggetto.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA, ARPA, Provincia e Comuni interessati;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco del comune territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco del comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal gestore dell'impianto.

Il gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA il gestore deve avviare il PMC come modificato.

15 TARIFFA ISTRUTTORIA

Alla nota DIR 087/AT.CZ del 27 luglio 2016 (Prot. DVA.RU.I.0019854.28-07-2016), il Gestore allega l'attestato di avvenuto versamento della tariffa istruttoria di € 14.600,00.

Detto importo è stato in seguito integrato con un importo di € 2.000,00 (cfr. Nota di ENI del 29.11.2016).

Il GI ritiene congrua la tariffa versata.

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
Dott. Antonio Ziantoni
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

aia@pec.minambiente.it

OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_5 Revisione del 20.06.2018 a seguito della versione finale del PIC relativo al riesame complessivo di AIA) della domanda di AIA presentata da ENI S.p.A. - Raffineria di Venezia – ID 1059

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

**SERVIZIO PER I RISCHI E LA SOSTENIBILITA'
AMBIENTALE DELLE TECNOLOGIE, DELLE
SOSTANZE CHIMICHE, DEI CICLI PRODUTTIVI E DEI SERVIZI
IDRICI E PER LE ATTIVITA' ISPETTIVE**

Il Responsabile

Dr. Ing. Gaetano Battistella

(documento informatico firmato digitalmente ai
sensi dell'art. 24 del D.Lgs.82 /2005 e ss. mm. ii.).

All. c.s.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n.152 e ss.mm.ii.

Art. 29-sexies, comma 6

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE

ENI SPA

LOCALITA'

PORTO MARGHERA (VE)

REFERENTE ISPRA

Ing. Federica Bonaiuti

DATA DI EMISSIONE

20/06/2018

NUMERO TOTALE DI PAGINE

72



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA.....	4
PREMESSA.....	6
FINALITÀ DEL PIANO	6
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	6
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI.....	9
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	9
1.1. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie.....	9
1.2. Consumo di combustibili	10
1.3. Caratteristiche dei combustibili.....	10
1.4. Consumi idrici.....	13
1.5. Produzione e consumi energetici	13
1.6. Bilancio dello zolfo (applicabile solo in caso di esercizio del ciclo tradizionale).....	14
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	15
2.1. Emissioni convogliate e prescrizioni relative	15
2.1.1. Emissioni derivanti da Unità produttive.....	15
2.1.2. Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)	20
2.1.3. Torce d'emergenza	21
2.2. Emissioni fuggitive e diffuse	25
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	28
4. MONITORAGGIO DI ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO.....	29
5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	30
6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	30
7. MONITORAGGIO ODORI.....	32
8. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY	32
9. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA.....	34
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI.....	36



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



10. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	36
10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)	37
10.2. Determinazione e monitoraggio della bolla di Raffineria.....	39
10.2.1. Determinazione delle emissioni di bolla.....	39
10.2.2. Determinazione delle portate a camino.....	40
10.2.3. Determinazione delle concentrazioni a camino	42
10.3. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici	44
11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI.....	45
11.1. Combustibili.....	46
11.2. Emissioni in atmosfera.....	47
11.3. Scarichi idrici	49
11.4. Livelli sonori.....	54
SEZIONE 3 - REPORTING	55
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC.....	55
12.1. Definizioni	55
12.2. Formule di calcolo	56
12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità.....	56
12.4. Validazione dei dati.....	57
12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	58
12.6. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali.....	58
12.7. Obbligo di comunicazione annuale.....	59
12.7.1. Informazioni previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.....	59
12.7.2. Informazioni di cui all'Allegato della Decisione di esecuzione 2014/768/UE.....	62
12.8. Gestione e presentazione dei dati.....	63
12.8.1. Conservazione dei dati relativi alle attività di monitoraggio e controllo	63
12.8.2. Conservazione dei dati provenienti dallo SME	63
13. RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	64
14. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO.....	65
ALLEGATO 1. PROTOCOLLO ODORE "SNIFF-TESTING".....	68



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche al decreto di AIA prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 e pubblicato in G.U. il 5/1/2011, in esito a:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0031249 del 20/12/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per l'integrazione del tradizionale schema di raffinazione con un Ciclo "Green". (ID 6/480);
2. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2013-0017760 del 29.07.2013, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per lo scorporo delle emissioni dalla caldaia Hot-Oil dalla bolla di Raffineria (ID 6/744);
3. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0000957 del 16/01/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per conferimento totale delle acque reflue di Raffineria (escluse le acque di raffreddamento) all'impianto SIFA (Progetto Integrato Fusina) e l'azzeramento dello stream di trattamento biologico e chimico-fisico presso l'impianto interno di depurazione reflui (TE) (ID 6/350);
4. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2012-0002438 del 01/02/2012, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA relativamente ai seguenti aspetti: modalità gestionali del deposito temporaneo rifiuti, metodi di analisi delle acque sotterranee, periodicità di monitoraggio del vapore acqueo nei fumi per i camini E18, E17 ed E20, monitoraggio del camino 2 STAP, frequenza di monitoraggio dello scarico unificato SM1, frequenza di taratura del misuratore di portata, livelli di contenuto di zolfo nel fuel oil, disattivazione camini E21 e S38 (ID 6/308);
5. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2014-0014650 del 16/05/2014, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per proroga dei termini previsti per l'installazione degli SME sui camini rientranti nella bolla di raffineria in considerazione della fermata degli impianti di produzione di raffineria da luglio 2013 e dalla realizzazione degli interventi per la produzione con ciclo green (ID 6/749).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC Raffineria ENI di Venezia	16/11/2010	PMC originario di AIA
1	PMC 1 Raffineria ENI di Venezia	30/01/2014	Aggiornamenti pag. 6 'Approvvigionamento e gestione materie prime'
2	PMC 2 Raffineria ENI di Venezia	07/07/2014	Aggiornamenti pagg. 3-5 'Premessa'; pag. 10 'Monitoraggio delle emissioni in aria'
3	PMC 3 Raffineria ENI di Venezia	10/03/2015	Aggiornamento dell'intero § 3.1 'Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni', pag. 18 e seguenti; aggiornamento della tabella riportata al § 12 relativa alle attività a carico dell'Ente di Controllo
4	PMC 4 Raffineria ENI di Venezia	04/05/2015	Aggiornamento del § 8, secondo capoverso; Eliminazione dalla Tab. 14 del § 10 del riferimento al punto di emissione E2; Eliminazione dalla Tab. 5 del § 2.1 dei riferimenti ai punti di emissione E21 ed S38; § 2.1 monitoraggio in discontinuo del camino E3 con funzionamento del ciclo green.
5	PMC 5 Raffineria ENI di Venezia	20/06/2018	Aggiornamento dell'intero documento conseguente all'istruttoria di riesame dell'AIA per adeguamento alle BAT Conclusions.

Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** apportate successivamente al rilascio dell'AIA (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni del *Reference Document on the General Principles of Monitoring – July 2003*, che individua le migliori tecniche disponibili per il monitoraggio delle emissioni derivanti da impianti che ricadono nell'ambito di applicazione della Direttiva IPPC¹.

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente Piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti necessari per consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

FINALITÀ DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

¹ Direttiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 15 Gennaio 2008, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



DIVIETO DI MISCELAZIONE

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"² durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito;
2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

² Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



PROCEDURE GESTIONALI E ORGANIZZATIVE

Il Gestore deve dotarsi di un “*Registro degli adempimenti AIA*” nel quale annotare tutte le scadenze previste dall’autorizzazione e gli atti conseguenti adottati, registrando tutti gli elementi informativi che consentano la tracciabilità della corrispondenza e delle attività svolte. Il contenuto di siffatto registro dovrà essere riportato periodicamente a ISPRA, utilizzando il Documento di Aggiornamento Periodico (DAP) predisposto da ISPRA in formato elettronico che dovrà essere compilato e trasmesso sempre in formato elettronico con frequenza quadrimestrale alla scadenza del mese di Febbraio, del mese di Giugno e del mese di Ottobre.



SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

1.1. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime e ausiliarie utilizzate, come precisato nelle seguenti tabelle. Inoltre, il Gestore deve effettuare la caratterizzazione del greggio mediante analisi ad ogni arrivo via nave, includendo negli analiti il parametro zolfo totale, con registrazione dei dati su database elettronico. Nel rapporto analitico deve essere indicata la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7), evidenziando, tra tutte le materie prime ed ausiliarie utilizzate, quelle che presentano frasi di rischio H400, H410, H411, H412 e H413.

Consumo delle principali materie prime e ausiliarie

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio ^(*)	Volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	database in formato elettronico e registro d'impianto
Semilavorati ^(*)	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	
Idrogeno	Pesatura all'ingresso	tonnellate	alla ricezione	
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	tonnellate	alla ricezione	
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	tonnellate	alla ricezione	
Olio vegetale raffinato ^(**)	Volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	
Nafta full-range ^(**)	Volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	
Olio ^(***)	Volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	
Glicole ^(***)	Volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	
Additivi ^(***)	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	tonnellate	mensile	
Grassi ^(***)	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	tonnellate	mensile	
Oli e anticongelanti ^(***)	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	tonnellate	mensile	



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- (*) Solo per l'assetto tradizionale
 (**) Solo per l'assetto green
 (***) Poiché l'impianto APL (ex STAP) è in stato di conservazione da Agosto 2012, i monitoraggi si intendono sospesi sino all'eventuale riavvio.

Per le altre materie prime e ausiliarie utilizzate presso l'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

1.2. Consumo di combustibili

Deve essere registrato il consumo dei principali combustibili utilizzati, come precisato nelle seguenti tabelle.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Consumo di combustibili

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gasolio	quantità totale consumata (pesatura all'ingresso)	tonnellate	alla ricezione	Sistema informatico (database in formato elettronico) e registro d'impianto
Gasolio per impianto APL (ex STAP) ^(*)	Volume serbatoi e calcolo della massa	tonnellate	mensile	
Fuel gas AP	quantità totale consumata (misuratore di portata sulla linea di invio al Turbogas)	tonnellate	mensile	
Fuel gas	quantità totale consumata (misuratori di portata sulla rete FG)	tonnellate	mensile	
Metano	quantità totale consumata (contatori sui singoli forni di processo e CTE)	tonnellate	mensile	
Fuel oil ^(**)	quantità totale consumata (differenze di livello sui serbatoi)	tonnellate	mensile	

(*) Poiché l'impianto APL (ex STAP) è in stato di conservazione da Agosto 2012, i monitoraggi si intendono sospesi sino all'eventuale riavvio.

(**) Solo per l'assetto tradizionale.

1.3. Caratteristiche dei combustibili

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) dei combustibili (metano, fuel gas, gasolio, fuel oil) di seguito indicati. Il



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Gestore deve inoltre indicare nel rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

Combustibili liquidi (Fuel oil e Gasolio)

Per il **Fuel oil** deve essere prodotta una scheda tecnica (prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua e sedimenti	%v	mensile	UNI 20058*	rapporto di analisi
Viscosità a 50°C	°E	mensile	UNI EN ISO 3104*	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/kg	mensile	ASTM D 240	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/m ³	mensile	UNI EN ISO 3675/12185	rapporto di analisi
Punto di scorr. sup.	°C	mensile	ISOP 3016	rapporto di analisi
Asfalteni	%p	mensile	IP143	rapporto di analisi
Ceneri	%p	mensile	EN ISO 6245*	rapporto di analisi
HFT	%	mensile	IP375	rapporto di analisi
PCB/PCT	mg/kg	mensile	EN 12766*	rapporto di analisi
Residuo Carbonioso	%p	mensile	ISO 6615*	rapporto di analisi
Nickel + Vanadio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131*	rapporto di analisi
Sodio	mg/kg	mensile	UNI EN ISO 13131 IP288	rapporto di analisi
Zolfo	%p	mensile	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*	rapporto di analisi

Per il **Gasolio** deve essere acquisita, ad ogni approvvigionamento, la scheda tecnica prodotta dal fornitore, contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Zolfo	%p	annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*	rapporto di analisi
Acqua e sedimenti	%v	annuale	UNI 20058*	rapporto di analisi
Viscosità a 40°C	°E	annuale	UNI EN ISO 3104*	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/kg	annuale	ASTM D 240	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/m ³	annuale	UNI EN ISO 3675/12185	rapporto di analisi
PCB/PCT	mg/kg	annuale	EN 12766*	rapporto di analisi
Nickel + Vanadio	mg/kg	annuale	UNI EN ISO 13131*	rapporto di analisi

Combustibili gassosi (Gas di Raffineria e Metano)

Per il **Gas di Raffineria** (fuel gas) deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Zolfo	%p	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/Nm ³	rapporto di analisi
Rapporto C/H	-	rapporto di analisi

Per il **Metano**, il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri riportanti i quantitativi prelevati durante l'anno, con le relative caratteristiche.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



1.4. Consumi idrici

Deve essere registrato il consumo di acqua, come precisato nelle tabelle di seguito riportate.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Consumo di risorse idriche

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua di Laguna (AL1) (uso industriale – raffreddamento)	quantità prelevata	m ³	mensile (lettura contatore)	database in formato elettronico e registro di impianto
Acque superficiali da acquedotto industriale VERITAS (ex C.U.A.I.) (AQI1) (uso industriale – processo)	quantità prelevata	m ³	mensile (lettura contatore)	
Acqua da acquedotto comunale VERITAS (AQC1, AQC2) (uso igienico sanitario)	quantità prelevata	m ³	mensile (lettura contatore / misuratore di portata)	
Acqua da acquedotto VERITAS (*) (impianto APL – ex STAP)	quantità prelevata	m ³	mensile (lettura contatore / misuratore di portata)	
Acqua di riuso da impianto di depurazione SIFA (uso servizi)	quantità prelevata	m ³	mensile (lettura contatore / misuratore di portata)	

(*) Poiché l'impianto APL (ex STAP) è in stato di conservazione da Agosto 2012, i monitoraggi si intendono sospesi sino all'eventuale riavvio.

1.5. Produzione e consumi energetici

Devono essere registrati il consumo e la produzione di energia, come precisato nella tabella seguente, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Produzione e consumi energetici

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	quantità (MWh)	mensile (lettura contatore)	database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprodotta	quantità (MWh)	mensile (lettura contatore)	
Energia ceduta a terzi	quantità (MWh)	mensile (lettura contatore)	



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



1.6. Bilancio dello zolfo (applicabile solo in caso di esercizio del ciclo tradizionale)

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza mensile, il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo nel quale dovrà essere chiaramente indicato se il singolo dato riportato è derivante da una misura/stima/calcolo e il corrispondente sistema di misura o stima/calcolo.



2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

2.1. Emissioni convogliate e prescrizioni relative

2.1.1. Emissioni derivanti da Unità produttive

Nelle tabelle seguenti sono riassunte le informazioni riguardanti i principali punti di emissione convogliata in atmosfera.

Identificazione dei principali punti di emissione convogliata (rientranti nella bolla di Raffineria)

Punto di emissione	Unità di provenienza	Caratteristiche		Stato attuale	Monitoraggio in continuo	Coordinate UTM (E,N)	
		Altezza (m)	Sezione (m ²)				
E3	DP2 H1, DP2 H2, DP2 H3 (Impianto non attivo) Caldaia H610 (Hot Oil)	35	3,08	attivo	NO – da installare	E 286271,6	N 5037604,1
E8	RC3 F3AN, RC3 F3CN	70	1,95	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286415,8	N 5037258,6
E12	RC3 F1, RC3 F2	45	3,14	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286385,1	N 5037260,8
E14	RC3 F3A, RC3 F3B, RC3 B1	36	3,14	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286349,7	N 5037262,1
E15	ISO A 10-1, ISO B 10-1	35	5,10	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286370,9	N 5037431,7
E16	HF1 F101, HF1 F102N	40	1,13	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286369,3	N 5037324,1
E17	HF2 B101, RZ1 B301, RZ2 MS1	61	1,13	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286542,6	N 5037267,1
E18	CTE TG 01/B01, CTE B02, DP3 F1	80	19,63	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂)	E 286456,4	N 5037497,7
E20	VB/TC	80	6,56	attivo	Si (NOx, SO ₂ , CO, polveri, O ₂ , portata)	E 286544,5	N 503744,0



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Identificazione punti di emissione convogliata poco significativi

Punto di emissione	Unità di provenienza	Stato	Coordinate UTM (E,N)	
			E	N
E22	Riscaldamento serbatoio bitume 602 (emissione discontinua)	attivo	E 286249,1	N 5037558,3
E23	Riscaldamento serbatoio bitume 603 (emissione discontinua)	attivo	E 286248,5	N 5037579,1
E24	Riscaldamento serbatoio bitume 604 (emissione discontinua)	attivo	E 286252,8	N 5037550,6
E25	Riscaldamento serbatoio bitume 605 (emissione discontinua)	attivo	E 286203,2	N 5037567,3
E26	Riscaldamento serbatoio bitume 606 (emissione discontinua)	attivo	E 286203,9	N 5037571,7
E27	Riscaldamento serbatoio bitume 607 (emissione discontinua)	attivo	E 286180,8	N 5037564,3
E28	Riscaldamento serbatoio bitume 608 (emissione discontinua)	attivo	E 286186,2	N 5037574,7
S29	URV caricamento benzine (emissione discontinua)	attivo	E 286351,0	N 5038013,9
S30	URV caricamento bitume (emissione discontinua)	attivo	E 286248,2	N 5037534,9
S31	URV serbatoi bitume (emissione discontinua)	attivo	E 286249,6	N 5037534,7
S32	RC3-CCR ND rigenerazione ciclica (emissione discontinua)	attivo	E 286404,9	N 5037266,8
S33	RC3 95 rigenerazione catalizzatore (emissione discontinua)	attivo	E 286354,9	N 5037292,1
S35/1÷26	Cappe laboratorio (emissione discontinua)	attivo	E 286451,1	N 5037766,9
S36 ^(*)	Cappe laboratorio SOI CARB (emissione discontinua)	attivo	E 286450,2	N 5037339,3
S37 ^(**)	Cappe laboratorio DP2 (emissione discontinua)	attivo	E 286275,9	N 5037651
S42	URV caricamento benzine navi (emissione discontinua)	attivo	E 286297,85	N 5037286,1
S43	Copertura vasche API (emissione continua)	attivo	E 286482,35	N 5037213,8

(*) Emissione afferente a lavorazioni da impianti DP3 e VB/TC eserciti nel solo assetto tradizionale.

(**) Emissione afferente a lavorazioni da impianto non attivo.

Con riferimento alle emissioni rientranti nel calcolo della bolla di Raffineria, esse sono così suddivise tra assetto tradizionale e assetto green:

Emissioni continue in **assetto tradizionale** (24 h/giorno)

- Camino E3 dall'Unità di distillazione primaria DP2 e dal riscaldatore hot-oil H-610,
- Camino E8 dall'Unità di Reforming catalitico RC3A,
- Camino E12 dall'Unità di Reforming catalitico RC3B,
- Camino E14 dall'Unità di Reforming catalitico RC3C,
- Camino E15 dall'Unità di Isomerizzazione,
- Camino E16 dall'Unità di Desolforazione HF1,
- Camino E17 dall'Unità di Desolforazione HF2 e dall'Unità di Recupero zolfo RZ1 ed RZ2,
- Camino E18 dal COGE e dall'Unità di Distillazione primaria DP3,
- Camino E20 dall'Unità Visbreaking/Thermal cracking.

Emissioni continue in **assetto green** (24 h/giorno)

- Camino E3 dal riscaldatore hot-oil H-610,
- Camino E8 dall'Unità di Reforming catalitico RC3A,



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- Camino E12 dall'Unità di Reforming catalitico RC3B,
- Camino E14 dall'Unità di Reforming catalitico RC3C,
- Camino E15 dall'Unità di Isomerizzazione,
- Camino E16 dall'Unità HF1 Impianto Ecofining,
- Camino E17 dall'Unità HF2 Impianto Ecofining,
- Camino E18 dal COGE.

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate nel PIC, gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle tabelle successive.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Emissioni dai camini rientranti nella bolla di Raffineria

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E3 ⁽¹⁾ , E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18	Temperatura, Portata ⁽³⁾ , Ossigeno	Controllo	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	Vapor d'acqua, Pressione	Controllo	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	CO ₂	Concentrazione limite come da autorizzazione	Trimestrale	Calcolo effettuato in accordo all'Emission Trading	Registrazione su file dei risultati
	COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl), benzene, efficienza di rimozione ⁽²⁾	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E18	Arsenico, Cadmio, Cloro, Cromo VI, Rame, Fluoro, Mercurio, Nichel, Piombo, Selenio, Zinco, Vanadio, IPA, PM	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	CH ₄ , N ₂ O, CFC, HCF, PFC, PCB	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E20 (solo in caso di esercizio del ciclo tradizionale)	Temperatura, Ossigeno, Portata ⁽³⁾	Controllo	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	Vapor d'acqua, Pressione	Controllo	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl), benzene, efficienza di rimozione	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Arsenico, Cadmio, Cloro, Cromo VI, Rame, Fluoro, Mercurio, Nichel, Piombo, Selenio, Zinco, Vanadio, IPA, PM	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

- (1) Nelle more dell'installazione del sistema di monitoraggio in continuo al camino E3, il controllo deve essere eseguito in discontinuo con frequenza mensile.
- (2) Per il camino E17 la concentrazione di H₂S e la resa di conversione si intendono in ingresso e in uscita dal complesso degli impianti RZ1 ed RZ2.
- (3) La portata dei fumi è rilevata in continuo mediante calcolo. I sistemi PEMS utilizzati devono rispettare i criteri di cui al § 4.2, dell'Allegati 4 al DM 274.

Relativamente agli impianti di recupero zolfo:

- il Gestore dovrà registrare mensilmente l'efficienza di conversione degli stessi al fine di attestare il raggiungimento di un valore superiore al 99%, con una concentrazione minima residua a valle del post-combustore di H₂S < 5 mg/Nm³. I dati relativi alle verifiche mensili effettuate dovranno essere trasmesse nel report riassuntivo annuale;
- il Gestore deve garantire un fattore di utilizzo > 96%, a meno del periodo di fermata programmata. La documentazione attestante il rispetto della soglia indicata dovrà essere trasmesse nel report riassuntivo annuale.

Il Gestore dovrà mettere a disposizione degli Enti di Controllo l'archivio di registrazione dei dati e riportare le informazioni nel rapporto annuale da trasmettere all'Autorità di Controllo.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Emissioni dai camini non rientranti nella bolla di Raffineria

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E22, E23, E24, E25, E26, E27, E28	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri, Ossigeno, Temperatura, Portata	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
S29, S30, S31, S32, S33, S37, S36, S42	Benzene, NMCOV, Efficienza di abbattimento	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
S32, S33	PCDD+PCDF	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale (durante la rigenerazione del catalizzatore)	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
S43 ⁽¹⁾	Benzene, COV, Efficienza di abbattimento	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

(1) Per il punto di emissione S43 le misure di COV devono essere effettuate a monte e a valle del sistema di abbattimento.

Con riferimento all'impianto APL (ex STAP), le emissioni convogliate presenti sono le seguenti (non rientranti nel calcolo della bolla di Raffineria):

- Camino 1 da produzione grassi,
- Camino 2 da impianto di emergenza,
- Camino 3 da produzione del grasso con sapone all'alluminio complesso,
- Camino 17 da reparto miscelazione oli,
- Camino 18 da reparto miscelazione oli,
- Camino 22 da reparto produzione prodotti speciali,
- Camino 23 da Centrale Termica.

Sui punti di emissione sopra elencati devono essere effettuati i controlli di seguito esplicitati. Si precisa che, poiché l'impianto APL (ex STAP) è in stato di conservazione da Agosto 2012, i monitoraggi si intendono sospesi sino all'eventuale riavvio.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Emissioni da Impianto APL (ex STAP)

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
23	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, Polveri, CO	Parametro conoscitivo	Annuale	Misura / Calcolo per il CO (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
3, 1, 22, 17, 18	Polveri, COV	Concentrazione limite come da autorizzazione	Annuale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

Il Gestore dovrà altresì annotare sul Registro di impianto e su database in formato elettronico i seguenti parametri operativi:

- tipologia e quantità processate (cariche, soluzioni, ecc.) nelle singole Unità di processo;
- tipologia e quantità di combustibile impiegato nei processi di combustione,
- medie orarie superiori ai valori soglia di bolla.

2.1.2. Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)

Oltre a quanto già espressamente indicato nella tabella relativa alle emissioni dai camini della centrale termoelettrica, il Gestore dovrà monitorare le emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Transitori della CTE (COGE)

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Turbogas fermo – fermata accidentale o manutenzione programmata B01 e/o B02 in marcia a combustione diretta	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Turbogas con fumi a camino B01 e/o B02 in marcia a combustione diretta	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
Turbogas a carico elettrico ridotto	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

La stima delle emissioni per ciascuna unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

2.1.3. Torce d'emergenza

Il sistema "Torcia" è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti. Nella Raffineria sono presenti n. 2 torce.

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti le torce di emergenza.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Torcia d'emergenza

Punto di emissione	Descrizione	Coordinate UTM (N,E)	
		N	E
S39	Torcia elevata (idrocarburica)	N 5037267,1	E 286511,0
S40	Torcia elevata (acida)	N 5037197,8	E 286509,8

Nel rapporto annuale (v. § 12.7), per ciascuna torcia, dovranno essere riportati:

- numero e tipo di funzionamenti (es. situazioni di emergenza, avvio e arresto di impianti, etc.);
- durata (ore di esercizio per ciascun evento di accensione);
- consumo di combustibile;
- composizione dei gas inviati in torcia;
- volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

Poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso; i dispositivi di misura debbono quindi essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura, ma anche in termini di minime perdite di carico.

La composizione dei gas avviati alle torce può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente, ed il campione deve essere prelevato nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo.

Un incremento del flusso sopra una certa “soglia” può essere utilizzato come avvio dell’operazione manuale o strumentale di campionamento e, se l’evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti), è opportuno che il campionamento venga ripetuto.

Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una “soglia” di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 60 t/giorno**, riferita alla sommatoria di tutti i flussi inviati alle torce autorizzate.

Se il valore di “soglia” fosse superato ripetutamente, la causa potrebbe essere attribuita a perdite nelle valvole di sicurezza o al valore di soglia non adeguato, che dovrebbe quindi essere modificato.

Il Gestore deve garantire che durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

Metodi di misura

Flussimetro

Il flusso di gas mandato alla torcia deve essere monitorato continuamente con l’utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo,



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



2. intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato,
3. lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$,
4. lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola,
5. il Gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il sistema di campionamento del gas mandato alle torce deve rispondere ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas,
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti 2 proposti:
 - a) Campionamento manuale:
 - se la velocità di flusso di massa è superiore alla “soglia”, un campione deve essere completamente acquisito entro 15 minuti e successivamente ad intervalli di 1 ora³, fino a quando il flusso di massa sia inferiore alla soglia;
 - i campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “*Metodi di analisi*”;
 - b) Campionamento automatico:
 - se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla “soglia” di 60 t/giorno, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore alla soglia. Nel caso la portata di gas inviato a combustione in torcia superi per un intero quartile orario (15 minuti) il valore soglia di 3.000 kg/h, il Gestore è tenuto ad archiviare il referto analitico del campionamento e a renderlo disponibile a AC in sede di visita ispettiva annuale,
 - se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore,
 - i campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo “*Metodi di analisi*”.

³ Ove tecnicamente possibile e sempre nel rispetto della salvaguardia dell'incolumità del personale addetto.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch'esso automatico e rispondente alle caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale:

- idrocarburi totali e metano - ASTM D1945-96, ASTM UOP 539-97 o US EPA Method 18 (o versioni più aggiornate),
- solfuro d'idrogeno - ASTM D1945-96 (o versioni più aggiornate).

Analizzatori automatici:

- idrocarburi totali e metano - USEPA Method 25 A o 25 B,
- solfuro d'idrogeno - ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate).

Il Gestore può proporre all'Autorità di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

Nel caso si accerti che sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi da parte dell'Autorità di controllo, sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad all'Autorità di controllo che provvederà alla verifica e alla eventuale proposta di modifica.

In caso di attivazione delle torce che comporti il superamento della soglia limite di 60 t/giorno, ad esclusione delle fasi di fermata impianti, comunicata con fax ad EC e AC, il Gestore dovrà:

- ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
- adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
- riportare all'Autorità competente e all'Autorità di controllo, entro 30 gg dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la durata della stessa, le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

Il Gestore deve effettuare verifiche di ottemperanza, con documentazione di esito, delle prescrizioni di AIA relative a:

1. garanzia che il sistema di recupero e compressione dei gas avviati alla torcia idrocarburica sia sempre in perfetta efficienza ed in funzione durante le ore di normale esercizio della Raffineria, ad eccezione dei periodi di tempo di manutenzione alla torcia e/o al sistema stesso di recupero gas o in cui si verificano manutenzioni su unità di Raffineria con frequenti avvii-spegnimenti dell'impianto di recupero gas o di spegnimento del sistema di recupero gas per ragioni di sicurezza o di fermata operativa di unità di Raffineria con effetti sull'efficacia del trattamento di recupero;
2. garanzia che il sistema di torcia di Raffineria sia mantenuto in perfetta efficienza tramite un controllo operativo costante e una manutenzione programmata secondo gli standard previsti per tali sistemi, in particolare i misuratori di portata dei gas in torcia, le pompe di trasferimento condensate dal *blow-down* e tutte le apparecchiature di controllo dei vari *loop* specie per l'invio di vapore in torcia per evitare vistosi effetti visivi del pennacchio in condizioni di emergenza.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



2.2. Emissioni fuggitive e diffuse

Il Gestore deve attuare e mantenere aggiornato il programma di *Leak Detection and Repair* (LDAR) secondo i protocolli EPA 453/95, definito e concordato con l’Autorità di Controllo in sede di rilascio dell’AIA, nel quale sono indicati le sequenze di censimento dei componenti di tutti gli impianti della Raffineria (valvole e flange di processo, stoccaggi, trattamenti acque, fognie, raffreddamento, torce, forni, caricamento), le tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e le metodologie da adottare. La Banca Dati predisposta deve contenere:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori, pompe, scambiatori e connettori che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull’impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);
- b) Database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all’Autorità di controllo) che sia compatibile con lo standard “Open Office – MS Access”. Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con *query* di verifica dei seguenti argomenti:
 - data di inserimento del componente nel programma LDAR,
 - date di inizio/fine della riparazione o data di “slittamento” della riparazione e motivo,
 - numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
 - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
 - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
 - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
 - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come “*emettitori cronici*”;
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l’impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al *Reporting* annuale che il Gestore invierà all’Autorità competente e all’Autorità di controllo. La sintesi dei risultati del programma riportata nel *Reporting* dovrà indicare:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >5.000 (o 3.000) ppmv, 5.000 (o 3.000) - 1.001 ppmv e 1.000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Soglie	Soglie per fluidi classificati H350
Pompe	5.000	500
Compressori	5.000	500
Valvole	3.000	500
Flange	3.000	500

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc.), indipendentemente dalla concentrazione.

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 5.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri ed un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Il programma LDAR deve essere eseguito con le frequenze di monitoraggio, i tempi di intervento e le modalità di registrazione dei risultati indicati nella tabella di seguito riportata.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Tabella - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR (dopo la prima fase di monitoraggio estensivo)

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su file elettronico e registri cartacei
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%) Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente		
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro	-	Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

La sostituzione dei componenti fuori soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore deve valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all'Autorità competente e all'Autorità di controllo.

Il Gestore può proporre all'Autorità di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le seguenti tabelle riportano la specifica dei punti di scarico finali degli impianti della Raffineria ENI di Venezia.

Identificazione degli scarichi

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Coordinate UTM33N WGS84	
			E	N
SM1 (scarico finale)	acque di raffreddamento	acque di transizione – Laguna di Venezia	E 286450,7	N 5037136,2
SIFA1 (scarico finale)	acque industriali di processo, acque meteoriche di dilavamento	impianto di trattamento Consortile di Fusina	-	-

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate nel PIC, relative ai limiti agli scarichi, devono essere effettuati i controlli previsti nella seguente tabella.

Le determinazioni analitiche sono riferite, per gli scarichi continui, ad un campione medio prelevato nell'arco di 3 ore e, per gli scarichi discontinui, ad un campione istantaneo.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Punto di verifica	Parametri da analizzare
Opera di presa AL1 – Acqua mare di raffreddamento	Flusso
Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1	Flusso
Punto di approvvigionamento SIFA 2	Flusso
Punto di approvvigionamento SIFA 3	Flusso
Pozzetto terminale dello scarico SM1	Flusso ⁶
Scarico SIFA 1	Controlli previsti dal Regolamento di Conferimento per lo scarico al depuratore Consortile, con le frequenze ivi stabilite

⁶ Il flusso al punto di scarico SM1 sarà misurato mediante monitoraggio indiretto.

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo Luglio - Agosto), per ottemperare alla normativa.

Con cadenza trimestrale, dovrà essere trasmesso al Magistrato alle Acque quanto segue:

a) i risultati di tutti i controlli periodici;



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



b) ogni variazione riguardante, il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, della rete di prelievo e scarico.

I rapporti di prova relativi ai risultati delle analisi dovranno riportare i valori analitici ottenuti nelle singole determinazioni accompagnati dall'incertezza di misura e dal limite di rilevabilità associati ad ogni metodo analitico applicato. L'AC si riserva comunque, di prelevare in qualsiasi momento campioni di reflui dei punti di controllo e sulle opere di presa previste.

Il rispetto dei valori limite non potrà in alcun caso essere conseguito mediante diluizione.

Qualora si dovessero verificare temporanee anomalie nel funzionamento degli impianti di depurazione o incidenti di lavorazione con spandimenti di sostanze inquinanti e/o pericolose nelle acque lagunari la Ditta intestataria della presente autorizzazione è tenuta a darne tempestiva comunicazione anche al Magistrato alle Acque.

La ditta intestataria della presente autorizzazione dovrà dichiarare all'Ente di controllo e al Magistrato alle Acque, nell'ambito del reporting annuale che deve essere trasmesso entro il 30 Aprile di ogni anno, come prescritto nel presente Piano di Monitoraggio e Controllo, il quantitativo complessivo di reflui scaricati dagli scarichi oggetto della presente autorizzazione e dei consumi idrici (distinti in acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile, acqua per prove antincendio) espresso in m³/anno.

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

- Modalità di registrazione dei controlli: Bollettini analitici e database su formato elettronico.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico (cadenza biennale) si prescrive di procedere al controllo per eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto.

4. MONITORAGGIO DI ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti di legge ex DM 471/99. Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicati nel Piano di monitoraggio e controllo proposto dal Gestore rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

In un documento allegato al Reporting che il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, devono essere indicati i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e una corretta classificazione in riferimento al catalogo CER, incaricando laboratori certificati e possibilmente accreditati.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso la compilazione del registro di carico/scarico, del FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti), con archiviazione della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione, e segnalazione sul MUD con cadenza annuale.

Il Gestore dovrà poi adeguarsi, nei tempi previsti, alla norma sancita dal DM 30/03/2016, n. 78 “SISTRI – Regolamento recante disposizioni relative al funzionamento e ottimizzazione del sistema di tracciabilità dei rifiuti.”

In ottemperanza alle prescrizioni riportate nel PIC, relative alle condizioni di esercizio dei depositi temporanei, il Gestore deve verificare ogni mese la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte (periodo massimo di stoccaggio 3 mesi).

Il Gestore deve compilare mensilmente la seguente tabella:

Monitoraggio delle aree di deposito temporaneo

Area di stoccaggio	Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m ³)	Stima quantità presente (t)	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA	Modalità di registrazione:
Deposito temporaneo						

Inoltre, il gestore deve comunicare all’Autorità Competente per il controllo entro il mese di Maggio di ogni anno la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all’anno precedente (reporting annuale).

I rifiuti prodotti in aggiunta a quelli indicati dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all’autorità competente preposta per il controllo nel reporting annuale.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel rapporto annuale (v. § 12.7).

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali devono essere adempiute.

6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Gestore dovrà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell’esterno ogni 4 anni. Inoltre, nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell’impatto acustico nei confronti dell’esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell’impatto acustico.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16.3.1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, nel rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte secondo la zonizzazione territoriale di competenza dei Comuni interessati; in mancanza della zonizzazione comunale devono essere rispettati i limiti per tutto il territorio nazionale di cui al DPCM 1 Marzo 1991.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le unità di processo e le sorgenti sonore normalmente in funzione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Autorità di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

Metodi di valutazione emissioni sonore

Parametro	Tipo di determinazione	UM	Metodi e standard di riferimento / riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo Ente preposto
Livello di emissione	Misure dirette discontinue	dB(A)	Allegato b del D.M. 16/03/1998	Al confine aziendale e presso i ricettori, in corrispondenza di una serie di punti ritenuti idonei e comprendenti quelli già considerati, nonché presso ulteriori punti dove si presentino criticità acustiche	Quadriennale od ogni qualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting annuale
Livello di immissione			Stima			

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel rapporto annuale (v. § 12.7).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



7. MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore deve attuare il programma di monitoraggio definito in sede di rilascio dell'AIA, con campagne di monitoraggio annuali, degli odori riconducibili alle proprie attività, volto alla individuazione, analisi, stima e controllo degli impatti olfattivi indotti dai processi produttivi secondo una procedura di misure articolate in almeno 6 punti rappresentativi, di cui almeno la metà dislocati nelle aree di stoccaggio e di trasferimento.

La caratterizzazione dovrà tener conto almeno delle seguenti fasi:

- Speciazione emissioni odorigene
- Campionamento
- Analisi chimica
- Parametri caratterizzanti l'emissione odorigena
- Odor threshold/Odor unit
- Valutazione dell'impatto olfattivo.

A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori si richiede al Gestore una contestuale analisi tecnica, da inviare all'Autorità Competente e, qualora tale analisi tecnica evidenzia elementi criticità riconducibili ad emissioni olfattive dello Stabilimento, il Gestore dovrà predisporre un piano dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.

Il Gestore deve trasmettere annualmente all'Autorità di controllo un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori (tenute stoccaggi, copertura trattamento reflui, sostituzione sostanze, convogliamento, abbattimento).

Per l'espletamento del monitoraggio degli odori il Gestore può utilizzare una procedura di monitoraggio inserita all'interno del Sistema di Gestione Ambientale.

Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "*Determination of odorants in ambient air by field inspection*", riportato in Allegato 1, oppure seguendo la Norma UNI EN 13725.

8. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY

In sede di reporting periodico, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Autorità di controllo, l'indicazione dei serbatoi che alla data di trasmissione del report:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi semestri o di tecnica equivalente e comunque nel rispetto della normativa vigente. In caso di adozione di tecniche equivalenti, il Gestore dovrà presentare all'Autorità competente, idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia rispetto l'utilizzo del doppio fondo;
- sono già dotati di pavimentazione dei bacini e i serbatoi che saranno oggetto di pavimentazione dei bacini nei successivi semestri,
- sono già dotati di sistema di recupero dei vapori e di sistema di tenuta ad elevata efficienza, e che ne saranno oggetto di installazione nei successivi semestri, come da programma di



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



adeguamento dei serbatoi a tetto fisso e galleggiante sprovvisti di tali tecnologie che il Gestore dovrà presentare entro 6 mesi dal rinnovo dell'AIA,

- sono già dotati di guaina sui tubi di sonda e guida e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri,
- sono dotati di vernice termo riflettente e dei serbatoi di stoccaggio di benzina finita per i quali è prevista l'applicazione della vernice termoriflettente (D.Lgs 152 parte V – Titolo I – Allegato VII). Deve essere previsto un programma di manutenzione al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45%. Il programma delle manutenzioni deve essere conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti,
- all'interno dei bacini di contenimento, sono già dotati della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafile di prodotto e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri.

Suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Il Gestore dovrà attuare e mantenere aggiornato il Programma di attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi, definito con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, basato sulle norme internazionali ed il programma dei piani ispettivi dovrà tenere conto, tra l'altro, dei parametri legati alle caratteristiche tecniche dei serbatoi (tipologia, materiali, spessori, ecc), alle condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), alla storia di esercizio (dati ispettivi, anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.). Il Piano citato dovrà essere basato anche sulle emissioni acustiche o metodo equivalente condiviso con l'Autorità di controllo, oltre che ai sistemi attualmente in uso, per la verifica dello stadio di corrosione del fondo dei serbatoi non ancora oggetto di interventi di riqualificazione.

In aggiunta ed in considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di Raffineria, il Gestore deve documentare l'implementazione di un Programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici tale per cui, a partire dalla data di rilascio dell'AIA, ogni semestre debba risultare:

1. l'elenco dei serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, per i quali i controlli dovranno essere effettuati entro 6 mesi dal rinnovo dell'AIA;
2. l'elenco dei serbatoi oggetto di verifica, insieme con il dettaglio della tipologia di controllo previsto. In particolare, dovranno essere programmati a rotazione:
 - una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di cinque anni;o in alternativa
 - un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o altra tecnologia equivalente dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore, anche in modalità equivalente, con presentazione alla Autorità competente di idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Il monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio non deve essere datato oltre la durata temporale dell'ulteriore esercizio possibile risultante dal monitoraggio stesso e comunque non oltre i 5 anni.

Qualsiasi perdita di integrità e qualsivoglia sospetto di possibile perdita di integrità, derivante dall'esecuzione del programma di controllo o da qualsiasi altra osservazione d'impianto, devono essere immediatamente comunicate all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, assieme ad un piano di azione immediata e a un programma di intervento per riparazione.

Il Gestore dovrà inoltre dovrà attuare e mantenere aggiornato il Programma di ispezione preventiva, definito con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, che consente di valutare e prevedere specifici interventi da realizzare sul Sistema Pipe-Way di stabilimento basato sul sistema RBI (Risk Based Inspection) già adottato dalla Raffineria o su sistema similare concordato con l'Autorità di Controllo.

Sempre in sede di reporting periodico, devono essere inoltre indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* che saranno oggetto dei controlli preventivi previsti dal Piano di ispezione citato.

Il Gestore dovrà mantenere i bacini di contenimento dei serbatoi puliti ed in ordine, facilmente accessibili ed ispezionabili ed analogamente dovrà assicurare stessa procedura per tutte le *pipe-way* di Raffineria ed attuare il Programma di ispezioni, concordato con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, che prevede ispezioni visive giornaliere ed un programma di ispezione di dettaglio con frequenza trimestrale e reporting giornaliero disponibile all'Autorità di Controllo, inviato ad essa almeno trimestralmente.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'AIA secondo le regole di validità temporale indicate sopra.

Il programma e il protocollo di ispezione dovranno essere aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali e gli aggiornamenti dovranno essere trasmessi all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

Il Gestore dovrà mantenere aggiornato il rapporto sullo stato di tenuta di tutte le pipeline di Raffineria ed è tenuto a tenere a disposizione dell'Autorità di Controllo un apposito registro con i dati sul monitoraggio della qualità dei suoli all'interno del perimetro del sito di raffineria.

9. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA

Il Gestore dovrà attuare e mantenere aggiornato il Piano di ispezione della rete fognaria predisposto in sede di rilascio dell'AIA, elaborato in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria.

La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari deve essere realizzata in accordo alla norma UNI EN 1610 o equivalente.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



L'eventuale esito negativo delle prove idrauliche deve portare, come conseguenza, all'accertamento dei motivi di tale risultato attraverso, per esempio, l'ispezione televisiva delle condotte, anche al fine di rilevare utili informazioni per i successivi interventi di risanamento.

Nel caso di necessità di intervento il Gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile.

Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati (in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura.

Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di 6 mesi, anche al fine di dimostrare all'Autorità di controllo la realizzazione del piano di ispezione.

Il Gestore deve sottoporre a costante ispezione il sistema fognario di collettamento acque idrocarburiche ed in caso di malfunzionamenti il personale deve intraprendere azioni di contenimento/mitigazione e/o esclusione dall'asta fognaria entro le successive ventiquattro ore, annotando sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore anche in modalità equivalente.

Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico, il Gestore deve assicurare l'immediata attivazione delle procedure implementate secondo la normativa vigente (D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii., Parte Quarta, Titolo V) ed attualmente operanti, per il contenimento degli sversamenti. Deve essere cioè attuato, per quanto tecnicamente possibile, il contenimento degli spanti in aree dotate di impermeabilizzazione cercando di non fare arrivare le sostanze ai corpi idrici superficiali e/o sotterranei. Nel caso si verifichi uno spargimento consistente di materiale tossico (etichettato con frasi di rischio H340, H 341, H350, H350i, H351, H400, H410, H411, H412 e H413) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di Controllo.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

10. ATTIVITÀ DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC implementato.

Il Gestore dovrà garantire che tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale specializzato nonché che il laboratorio incaricato utilizzi per le specifiche attività procedure, piani operativi e metodiche di campionamento e analisi documentate e codificate conformemente all'assicurazione di qualità e basate su metodiche riconosciute a livello nazionale o internazionale.

Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite preferibilmente in strutture accreditate per i parametri di interesse.

Il Gestore che decide di ricorrere a laboratori esterni ha l'obbligo di accertarsi che gli stessi siano dotati almeno di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo la norma ISO 9001 e/o preferibilmente accreditati secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025.

Il Gestore che si avvale di strutture interne, qualora non fosse già dotato almeno di certificazione secondo lo schema ISO 9001, ha un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione e certificazione di un sistema di Gestione della qualità ISO 9001.

Nel periodo transitorio il Gestore dovrà affidarsi a strutture esterne che rispondano ai requisiti di qualità anzidetti o garantire che il laboratorio interno operi secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

1. campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
2. documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionale (UNI, metodi proposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
3. determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
4. piani di formazione del personale;
5. procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'autorità di controllo.

Infine, il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) dovrà in qualunque caso avvalersi, per l'analisi dei parametri d'interesse, come previsto dalla norma di riferimento UNI EN 14181:2015 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici*, di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2015, che assicurino:

- la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura, vedi tabella seguente), una prova di variabilità da eseguire tramite i metodi di riferimento suddetti (i requisiti degli intervalli di confidenza sono fissati dall'Autorità sulla base dei limiti di emissione e sono riportati nel PIC);
- la verifica della consistenza tra le derive di zero e di *span* determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004) e le derive di zero e di *span* verificate durante il normale funzionamento dello SME;
- la verifica delle prestazioni e del funzionamento dello SME e la valutazione della variabilità e della validità della taratura mediante la conduzione del test di sorveglianza annuale.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
NO _x	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO ₂	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
NH ₃	M.U. 632 del Manuale UNICHIM 122	Determinazione colorimetrica previo utilizzo del reattivo di Nessler

I Rapporti di Prova sulle verifiche degli SME devono essere trasmessi con il rapporto riassuntivo annuale.

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente.

Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo.

La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spengimento, la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite in condizioni di funzionamento normale;
- 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore.

In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

Per i parametri portata/velocità, ossigeno e vapore acqueo dovrà essere determinato l'indice di accuratezza relativo, in accordo a quanto previsto nel D.Lgs. 152/06 (parte V allegato 6). Nella tabella seguente sono riportati i metodi di riferimento che dovranno essere utilizzati per il calcolo del suddetto indice.

Metodi di Riferimento per la determinazione dell'indice di accuratezza relativo

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789 :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati:

- 1) i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata,
- 2) i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati,
- 3) le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.

Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino le misure di uno o più inquinanti, il Gestore deve attuare le seguenti azioni:

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Manuale di Gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle Emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare all'Autorità di Controllo l'evento;

- dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o 3 repliche, se utilizzato un metodo manuale, per tutti i parametri soggetti a monitoraggio, in sostituzione delle misure continue.

Per i soli parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua, dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

10.2. Determinazione e monitoraggio della bolla di Raffineria

10.2.1. Determinazione delle emissioni di bolla

Il calcolo della bolla prevista dalle BAT 57 e 58 deve essere effettuato considerando i seguenti parametri:

- concentrazioni medie normalizzate, espresse in mg/Nm^3 , riferite a gas secchi, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa e condizioni di ossigeno di riferimento, come esplicitato nella seguente tabella. Esse sono calcolate in caso di misura continua, sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea o, nel caso di utilizzo di procedure di calcolo o stima, sulla base delle medesime procedure;
- portate volumetriche media normalizzate, espresse in Nm^3/h , riferite a gas secchi, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa e condizioni di ossigeno di riferimento, come esplicitato nella seguente tabella. Esse sono calcolate in caso di misura continua, sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea o, nel caso di utilizzo di procedure di calcolo o stima, sulla base delle medesime procedure.

Attività	Unità	Condizioni di riferimento per l'ossigeno
Unità di combustione che utilizza combustibili liquidi o gassosi ad eccezione delle turbine e dei motori a gas	mg/Nm ³	3%
Unità di combustione che utilizza combustibili solidi		6%
Turbine a gas (comprese le turbine a gas a ciclo combinato – CCGT) e motori		15%
Processo di cracking catalitico (rigeneratore)		3%
Unità di recupero zolfo di gas di scarico (per SO ₂)		3%



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Per *misura istantanea* o *dato elementare* si intende una misura costituita da singole letture o da una media delle letture acquisite dalla strumentazione installata al camino, in un breve periodo temporale generalmente non superiore al minuto.

Nel caso in cui le caratteristiche della strumentazione installata non consentano una frequenza di acquisizione pari o superiore a una lettura al minuto, il dato elementare è inteso come una misura costituita da singole letture o da una media delle letture acquisite dalla strumentazione nel più breve periodo temporale compatibile con la strumentazione, comunque corrispondente ad una frazione dell'ora.

Sulla base dei dati elementari validi è calcolata la misura media oraria.

I valori medi orari sono validati dal sistema di validazione delle strumentazione in linea, sulla base dei criteri di disponibilità dei dati previsti per legge e della pertinente normativa tecnica disponibile. I valori medi orari validi, se riferiti alle ore di normale funzionamento degli impianti (ovvero per i grandi impianti di combustione alle *ore operative*⁴), sono utilizzati nelle elaborazioni successive per il calcolo dei valori medi giornalieri e mensili, ai fini della verifica di conformità ai valori limite.

Il software di calcolo della bolla di Raffineria dovrà essere adeguato al fine di tenere conto del contributo delle singole unità afferenti allo stesso camino, per le quali devono essere applicati i valori limite di emissione puntuali e devono essere valutate le singole portate emesse.

La metodologia adottata dovrà essere approvata dalla Autorità di Controllo.

10.2.2. Determinazione delle portate a camino

Le portate degli effluenti gassosi delle unità che partecipano al calcolo della bolla devono essere monitorate in continuo mediante misurazione diretta o metodo indiretto per il quale sia dimostrato un livello equivalente di accuratezza. La determinazione del valore delle portate al camino può essere effettuata attraverso le seguenti modalità:

1. misura continua – per i punti di emissione a cui confluiscono le emissioni afferenti a forni e caldaie con potenza termica complessiva maggiore di 100 MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni), nonché per il punto di emissione dell'impianto FCC,
2. calcolo – per i punti di emissione a cui confluiscono le emissioni afferenti a forni e caldaie con potenza termica complessiva maggiore di 50 MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni) che comportano l'impiego simultaneo di due o più combustibili,
3. fattore di emissione – per i punti di emissione non rientranti nei casi 1 e 2; la validazione del metodo di calcolo è effettuata sulla base dei risultati di analisi in discontinuo,

⁴ "ore operative": il tempo, espresso in ore, durante il quale un grande impianto di combustione è, in tutto o in parte, in esercizio e produce emissioni in atmosfera, esclusi i periodi di avviamento e di arresto (cfr. dall'art. 268, lettera aa-bis, del D.Lgs. 152/06).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



4. stime – per emissioni motivatamente ritenute poco significative. Tale metodologia può essere adottata come alternativa nei casi di indisponibilità delle misure in continuo e malfunzionamenti dei sistemi di misura.

Vengono di seguito descritte le modalità di determinazione delle portate di cui ai punti 1 e 4, di interesse per gli impianti oggetto del presente documento.

1 Misura continua delle portate a camino (per i camini E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18 ed E20)

La procedura per la determinazione della portata misurata in continuo è di seguito sintetizzata:

- determinazione dei dati elementari validi tal quali a partire dalle misure strumentali acquisite dalla strumentazione in linea, in base alle procedure di validazione della strumentazione stessa, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica disponibile;
- determinazione della portata media oraria tal quale calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi tal quali;
- determinazione della portata media oraria tal quale (in m³/h) valida, in base alle procedure di validazione della strumentazione in linea, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica disponibile. Essa è riferita alle condizioni effettive di temperatura, pressione, umidità e tenore di ossigeno esistenti nel punto di misura;
- normalizzazione e conversione alle condizioni di riferimento di ossigeno e umidità della portata media oraria valida in base alla seguente formula:

$$Q_{T,P,sec, O_{2rif}} = Q_{tal\ quale} \cdot \frac{1}{C_T} \cdot \frac{1}{C_P} \cdot \frac{1}{C_U} \cdot \frac{1}{C_{O_2}}$$

dove:

$Q_{T,P,sec,O_{2rif}}$ Portata media oraria normalizzata al punto di emissione i da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla

$Q_{tal\ quale}$ Portata media oraria tal quale valida al punto di emissione i

C_T Coefficiente di correzione in temperatura, dato da $C_T = (T + 273,15)/273,15$, dove T è la temperatura media oraria in °C dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento

C_P Coefficiente di correzione in pressione, dato da $C_P = 1013/P$, dove P è la pressione media oraria in kPa dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento

C_U Coefficiente di correzione per la conversione di gas umidi a gas secchi dato da $C_U = 100/(100 - U)$, dove U è il contenuto di vapor d'acqua negli effluenti gassosi espresso come rapporto in volume percentuale (m³ di acqua / m³ di gas umido x 100), calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento (% vol)



C_{O_2} Coefficiente di correzione dell'ossigeno per la conversione di gas riferiti al contenuto di ossigeno tal quale a gas riferiti ad un ossigeno di riferimento. Esso è dato da:

$$C_{O_2} = \frac{21 - O_{2rif}}{21 - O_{2mis}}$$

dove O_{rif} è il livello dell'ossigeno di riferimento individuato in base alla tabella riportata al precedente § 10.2.1 e O_{mis} è il livello di ossigeno misurato negli effluenti gassosi, calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento, in percentuale volumetrica.

4. Stima delle portate a camino

La determinazione delle portate dei fumi afferenti ai punti di emissione non dotati di SME deve essere effettuato con un algoritmo affidabile e già collaudato per la specifica emissione, basato sulla composizione del combustibile, sulla quantità di combustibile misurata e sulla concentrazione dell'ossigeno nei fumi, anch'essa misurata. La metodologia di calcolo varia in funzione delle specifiche unità che partecipano al calcolo della bolla, come di seguito descritto.

La procedura di stima dei valori emissivi per il camino non monitorato in continuo (E3) prevede l'utilizzo dei risultati delle campagne di misura semestrali. I dati in concentrazione stimati sono già espressi in mg/Nm^3 e sono riferiti, per la portata fumi, al tenore dell'ossigeno di riferimento (3% o 15%).

10.2.3. Determinazione delle concentrazioni a camino

Il monitoraggio degli inquinanti emessi al camino deve essere effettuato nel rispetto delle indicazioni di cui alla Decisione 2014/738/UE del 9 Ottobre 2014 – *Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e di gas*, BAT n. 4. In particolare, la determinazione delle concentrazioni degli inquinanti è effettuata con i seguenti metodi, secondo l'ordine preferenziale di seguito riportato:

1. monitoraggio in continuo diretto tramite misure con analizzatori (CEMS),
2. monitoraggio in continuo indiretto tramite calcoli con sistemi predittivi ⁵(PEMS),
3. monitoraggio indiretto della SO_2 tramite calcoli stechiometrici avvalorati da misure periodiche,
4. monitoraggio indiretto tramite algoritmi di stima e fattori di emissione avvalorati da misure periodiche,
5. monitoraggio tramite misure periodiche.

Vengono di seguito descritte le modalità di determinazione delle portate di cui ai punti 1 e 5, di interesse per gli impianti oggetto del presente documento.

⁵ Riferimento D.M. MATTM 0274 del 16/12/2015



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



1. Monitoraggio in continuo diretto delle concentrazioni (per i camini E8, E12, E14, E15, E16, E17, E18 ed E20)

I sistemi di monitoraggio in continuo sono costituiti da analizzatori automatici installati in situ oppure di tipo estrattivo, che rilevano automaticamente la concentrazione di ogni singolo inquinante sottoposto a controllo, su campioni dell'emissione prelevati con frequenza predefinita.

La procedura per la determinazione della concentrazione misurata in continuo è sintetizzata nei seguenti punti:

- determinazione dei dati elementari validi tal quali a partire dalle misure strumentali acquisite dalla strumentazione in linea, in base alle procedure di validazione della strumentazione stessa, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica,
- determinazione della concentrazione media oraria tal quale calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi tal quali,
- determinazione della concentrazione media oraria tal quale (mg/m^3) valida, in base alle procedure di validazione della strumentazione in linea, in accordo con i criteri di validità previsti per legge e indicati dalla pertinente normativa tecnica attualmente disponibile. Tale concentrazione è generalmente riferita a fumi umidi e alle condizioni effettive di T, P, %O₂ esistenti nel punto di misura,
- se la misura è effettuata su effluenti umidi deve essere riportata ad un valore riferito ad effluenti gassosi secchi attraverso il fattore di conversione $C_U = 100/(100-U)$:

$$c_s = c_u \times C_U = c_u \times 100 / (100 - U)$$

dove:

c_s è la concentrazione dell'inquinante riferita a fumi secchi e alle condizioni reali nei fumi di pressione, temperatura e tenore di ossigeno,

c_u è la concentrazione dell'inquinante riferita a fumi umidi e alle condizioni reali nei fumi di pressione, temperatura e tenore di ossigeno.

U è il contenuto di vapor d'acqua negli effluenti gassosi espresso come rapporto in volume percentuale (m^3 di acqua / m^3 di gas umido x 100), calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento.

- normalizzazione e conversione alle condizioni di riferimento di ossigeno della concentrazione media oraria valida in base alla seguente formula:

$$C_{s,T,P,O_2\text{rif}} = c_s \times C_T \times C_P \times C_{O_2}$$

dove:

$C_{s,T,P,O_2\text{rif}}$ è la concentrazione media oraria secca, normalizzata e riferita all'ossigeno di riferimento al punto di emissione i da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla,

C_T è il coefficiente di correzione in temperatura, dato da: $C_T = (T + 273,15)/273,15$, dove T è espresso in °C è la temperatura media oraria dell'effluente gassoso nel punto di



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento,
- C_p è il coefficiente di correzione in pressione, dato da $C_p = 1013/P$, dove P è la pressione media oraria in kPa dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento,
- C_{O_2} è il coefficiente di correzione dell'ossigeno per la conversione di gas riferiti al contenuto di ossigeno tal quale a gas riferiti ad un ossigeno di riferimento. Esso è dato da:

$$C_{O_2} = \frac{21 - O_{2rif}}{21 - O_{2mis}}$$

dove O_{rif} è il livello dell'ossigeno di riferimento individuato in base alla tabella riportata al precedente § 10.2.1 e O_{mis} è il livello di ossigeno misurato negli effluenti gassosi, calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento, in percentuale volumetrica.

Per quanto riguarda la validazione dei dati e la verifica di adeguatezza della strumentazione installata, si rimanda al precedente § 10.1.

5. Monitoraggio tramite misure periodiche (per il solo camino E3)

La procedura di stima dei valori emissivi per il camino non monitorato in continuo (E3) prevede l'utilizzo dei risultati delle campagne di misura semestrali (per i calcoli viene utilizzata l'ultima campagna di analisi effettuata).

I dati in concentrazione stimati sono già espressi in mg/Nm^3 e sono riferiti, per la portata fumi, al tenore dell'ossigeno di riferimento (3% o 15%). Tali valori sono quindi immediatamente utilizzabili per il calcolo delle emissioni complessive di *Bolla*.

In accordo con l'AIA ed i Decreti successivi, i valori di emissione sono calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse di inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi di effluenti gassosi dell'intera Raffineria.

10.3. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

Dovrà essere compilato un registro di campo con indicati: codice del campione, data e ora del prelievo, tipologia del contenitore (da scegliere sulla base degli analiti da ricercare), conservazione del campione (es. aggiunta stabilizzanti), dati di campo, analisi richieste e firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

Per ogni attività di campionamento dovrà inoltre essere prodotto un bianco di campo ed uno di conservazione e trasporto per ciascuna classe di analiti da determinare.

Il laboratorio dovrà assicurare la manutenzione periodica della strumentazione e la stesura dei relativi rapporti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti. La taratura degli strumenti dovrà essere ripetuta alla fine di ogni attività di manutenzione ovvero con la frequenza prevista dalla gestione del Controllo di Qualità del laboratorio e riportata nei relativi rapporti tecnici.

Il laboratorio dovrà inoltre effettuare controlli di qualità interni analizzando bianchi del metodo, duplicati, test di recupero, materiali di riferimento certificati ecc. come previsto dalle procedure di accreditamento.

Tutti i documenti relativi alla produzione dei dati (es. quaderni di laboratorio, *files* di restituzione dati degli strumenti, rette di calibrazione eseguite per le analisi, cromatogrammi, fogli di calcolo, ecc.) saranno conservati dal laboratorio per un periodo non inferiore a due anni come previsto dalle procedure di accreditamento.

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche APAT/IRSA-CNR, ISS, EPA, UNI-ISO etc..

Qualora il gestore voglia utilizzare metodi differenti rispetto a quelli indicati nelle tabelle seguenti, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'Autorità di Controllo trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due. Si considerano, comunque, attendibili metodi analitici rispondenti alla Norma CEN/TS 14793:2005 – Procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento- anche se non espressamente indicati in questo Piano di Monitoraggio e Controllo. Anche in questo caso, il gestore dovrà trasmettere una relazione contenente la descrizione del metodo applicato e i risultati relativi alla validazione interlaboratorio.

I dati relativi ai controlli analitici discontinui devono essere riportati dal Gestore su appositi registri, ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.



11.1. Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (gasolio). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e smi; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda



11.2. Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo. I metodi indicati con l'asterisco sono anche i metodi di riferimento da utilizzarsi per il controllo e la taratura dei sistemi di misurazione continui, nei casi di fuori servizio degli stessi per la verifica di conformità di misure discontinue.

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911:2013	Determinazione periodica della velocità assiale, della portata in volume e per la taratura di sistemi automatici permanentemente installati sui camini; in particolare, la stessa approfondisce i seguenti 3 metodi alternativi: <ol style="list-style-type: none"> 1. Metodi per determinare un profilo di velocità e una portata media da misure puntuali (tubo di Pitot e Anemometro); 2. Metodi alternativi basati sull'iniezione di gas traccianti utilizzabili anche per la taratura di sistemi automatici; 3. Metodo basato sul calcolo del consumo di energia.
	ISO 14164:1999* ISO 12039	Metodo automatico che misura le portate in flussi convogliati corredato dei requisiti di qualità a cui i metodi/strumenti debbono rispondere per essere utilizzati ai fini della misura
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006*	Metodo manuale per la determinazione della concentrazione del vapore acqueo in effluenti gassosi, previa condensazione / adsorbimento
NO _x	UNI EN 14792:2006* UNI 10878 ISO 10849	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza
SO ₂	UNI EN 14791:2006* UNI 10393 ISO 7935	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin
CO	UNI EN 15058:2006* ISO 12039	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (NDIR), con sistema di campionamento e condizionamento del campione di gas
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas Per flussi convogliati in concentrazioni minori di 50 mg/Nm ³



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Parametro	Metodo	Descrizione
	ISO 9096	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas. Per flussi convogliati in concentrazioni maggiori di 50 mg/Nm ³
	UNI EN 13284-2:2005*	La UNI EN 13284-2:2005 deve essere impiegata, per le parti di pertinenza, nella "normalizzazione" dei metodi continui di misura
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
H ₂ S	EPA Method 15-15A EPA Method 16-16A-16B	Determinazione gas cromatografica con rivelatore FPD di CS ₂ , H ₂ S e COS Determinazione gas cromatografica con rivelatore FPD di composti solforici (TRS) quali dimetildisolfuro, dimetilsofuro, metilmercaptano e acido solfidrico
NH ₃	EPA CTM 027 del 1997	Campionamento isocinetico ed assorbimento in soluzione acida - CI
COV (come COT)	UNI EN 12619:2013	Metodo in continuo con rivelatore a ionizzazione di fiamma. (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2)	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Antracene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Naftalene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Fluorantene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Hg totale	UNI EN 13211-1:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boroidruo e campionamento come descritto dal metodo
As, Be, Cd, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V	UNI EN 14385:2004	Determinazione analitica mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Acetone	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Fenolo	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Acido solforico	UNI EN 1911-1, 2, 3:2000	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl.
PCDD/PCDF(1)	UNI EN 1948-1,2,3:2006*	Determinazione mediante analisi in gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Parametro	Metodo	Descrizione
Policlorobifenili	UNI EN 1948-4:2007*	Determinazione mediante analisi in gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato

11.3. Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello nazionale ed internazionale per la determinazione dei parametri normati dal D.Lgs. 152/2006 (Tabella 3 dell'Allegato V alla Parte III).

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Qualora, per rientrare nel campo di applicazione del metodo, si rendesse necessario diluire il campione, nella valutazione dell'incertezza si dovrà tener conto dell'ulteriore contributo all'incertezza dovuto alla diluizione.

Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060 US EPA Method 150.1 SM 4500-HB	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o SM 2550B
Temperatura	APAT-IRSA 2100 US EPA Method 170.1 SM 2550 B	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B US EPA Method 160.2 SM 2540 D	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 μm di diametro dei pori) previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
Materiali grossolani	Metodo indicato dalla Legge 319/76 (metodi per oggetti di dimensioni lineari > 1 cm)	
BOD ₅	APAT -IRSA 5120 US EPA Method 405.1 SM 5210 B	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD ₅



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
COD	APAT-IRSA 5130 US EPA Method 410.4 SM 5220 C	ossidazione con dicromato con metodo a riflusso chiuso seguito da titolazione
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C US EPA Method 350.2 SM 4500-NH ₃	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2 US EPA Method 365.3	Trasformazione di tutti i composti del fosforo e ortofosfati mediante mineralizzazione acida con il persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono fatti reagire con il con il molibdato di ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, per formare un etero poliacido ridotto poi con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza d'onda di 882 nm
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA CNR 3010B + 3060B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA 3010B + 3080	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Bario	APAT IRSA 3010B + 3090B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	APAT IRSA 3010B + 3120B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cromo totale	APAT IRSA 3010B + 3150B1 US EPA Method 218.2	mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B US EPA Method 236.2	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3190B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A1, A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483: 2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa ossidazione in forno a microonde e successiva riduzione a Hg metallico con sodio boridruro
Nichel	APAT IRSA 3010B + 3220B US EPA Method 249.2	mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3230B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3250B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT IRSA 3010B + 3280B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3320A	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A	determinazione spettrofotometrica dei fenoli totali previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
	APAT IRSA 5070B	determinazione dei fenoli attraverso cromatografia liquida ad alta prestazione (HPLC) accoppiata a rivelatore UV, previa estrazione liquido-liquido o liquido-solido.
Composti organici clorurati ⁽¹⁾	APAT-IRSA 5150 UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Σ solventi organici aromatici ⁽²⁾	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico
Pesticidi clorurati ⁽³⁾	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liquido-liquido, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁴⁾	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione con diclorometano (liq-liq) o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fluoruri	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A:2007	determinazione mediante cromatografia ionica



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloramminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloruri	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160 US EPA Method 1664A	differenza tra il contenuto di sostanze oleose totali e idrocarburi totali
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
	UNI EN ISO 9377-2:2000	determinazione dell'indice di idrocarburi C ₁₀ -C ₄₀ attraverso gascromatografia. Nel caso di segnali prima del C ₁₀ diversi dal rumore di fondo deve essere determinata la frazione volatile attraverso le metodiche di spazio di testa (EPA 5021A) o <i>purge & trap</i> (5030C) e analisi gascromatografica e rivelatore a spettrometria di massa.
Aldeidi	APAT IRSA 5010	A: determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH) (0,05-1 mg/l) B1: determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione (HPLC) (µg/l) B2: determinazione mediante cromatografia (µg/l)
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido o liquido/solido
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno culturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC ₅₀ nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Composti organici clorurati non citati altrove
- (2) Sommatoria dei seguenti composti: Benzene, Toluene, Xileni, Etilbenzene, Stirene, Iso-propilbenzene, n-propilbenzene.
- (3) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT totale, DDE, Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene, Lindano.
- (4) Azinfos-metile, Clorpirifos, Malathion, Parathion-Etle, Demeton.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



11.4. Livelli sonori

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



SEZIONE 3 - REPORTING

12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC

12.1. Definizioni

Limite di quantificazione - concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione - nel caso di misure puntuali, per il calcolo dei valori medi i dati di monitoraggio che risulteranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ stesso (condizione conservativa). I medesimi dati saranno, invece, posti uguale a zero nel caso di calcolo di medie di misure continue.

Media oraria - valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue). Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di tre misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Megawattora generato mese - ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo - rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente e l'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese, moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo** o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative - il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate, sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

12.2. Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

$$T_{\text{anno}} = \sum_H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}})_H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = tonnellate anno;

C_{misurato} = media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

H = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

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

K_{anno} = chilogrammi emessi anno

C_{misurato} = media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro .

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nella valutazione del rispetto dei limiti di emissione quantitativi, devono essere adottati i seguenti criteri:

- 1) deve essere installato un sistema di misura o calcolo con acquisizione in continuo delle quantità emesse, con le stesse modalità di gestione seguite per il SMCE;



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- 2) deve essere implementato un sistema di registrazione, elaborazione e conservazione dei dati, misurati o calcolati, e devono essere stabilite delle procedure scritte di gestione e manutenzione dei dispositivi (sia di misura sia di calcolo); i criteri di conservazione sono quelli già rappresentati per il SMCE;
- 3) deve essere codificato un metodo per la sostituzione dei dati mancanti (dovuti ad esempio, ma non solo, a manutenzioni, guasti, prove di taratura, transitori ecc.) dei sistemi continui di misura o calcolo, nei casi in cui tali mancanze siano significative al fine del calcolo delle masse emesse; tale metodo non deve in alcun caso comportare la modifica dei dati SME ma deve essere in grado di sostituire i dati mancanti solo nell'algoritmo di elaborazione dei dati in continuo, ovvero dei dati stimati, ai fini del calcolo delle masse emesse, in modo da non pregiudicare l'elaborazione dei valori orari, giornalieri, settimanali, mensili e annuali; la sostituzione effettuata deve essere riconoscibile e tracciabile;
- 4) devono essere generati e registrati in automatico report giornalieri, mensili e annuali delle quantità emesse.

I sistemi di monitoraggio (misura o calcolo) devono garantire un'incertezza estesa nella determinazione delle masse emesse, in ogni condizione di esercizio, inferiore al 12% ossidi di azoto (espressi come NO₂) e inferiore al 8% per le polveri totali. I valori di incertezza estesa summenzionati sono stati fissati in conformità ai valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione stabiliti dal testo unico ambientale per le misurazioni strumentali dei medesimi inquinanti in atmosfera. Per tener conto dell'effetto di combinazione dell'incertezza di misura (o di stima) delle concentrazioni e delle portate di effluenti i valori degli intervalli di fiducia statuiti dal testo unico ambientale sono stati incrementati del 20%.

A differenza della verifica di conformità a limiti espressi in concentrazione, il calcolo delle emissioni in massa, per sua natura deve sommare tutti i contributi emissivi, inclusi quelli non dovuti a funzionamento di regime.

Quest'ultimo criterio generale non è applicabile solo nei casi in cui l'AIA, espressamente, stabilisca che il criterio di conformità ai limiti stabiliti in massa comporta la contabilizzazione dei soli contributi dovuti al funzionamento a regime.

Il manuale di gestione del sistema di misura o calcolo e la valutazione dell'incertezza estesa determinata alle normali condizioni operative (intendendo per normali le condizioni operative che corrispondono al raggiungimento dei parametri operativi prestabiliti e che vengono rispettati e mantenuti ragionevolmente costanti nel tempo) devono essere trasmessi in allegato al primo report annuale utile.

12.4. Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto riportato nella Sezione 2 del presente documento.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto annuale.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione preventiva all'Autorità di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

12.6. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali

In ottemperanza alle prescrizioni riportate nel PIC, relative agli obblighi di comunicazione in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali, si precisa quanto segue:

- ♦ il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente o sull'applicazione delle prescrizioni previste dall'AIA, insieme con una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contenitive adottate e tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo;

- ♦ il Gestore registra e comunica gli eventi incidentali che possono avere impatto sull'ambiente ad Autorità Competente e Enti di controllo; in caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente o comunque di eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose in ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile). La comunicazione degli eventi incidentali di cui sopra deve contenere: le circostanze dell'incidente, le sostanze rilasciate, i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente, le misure di emergenza adottate, le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca;
- ♦ il Gestore dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del DLgs 334/1999 e smi, e in particolare agli obblighi sanciti dall'art. 24 dello stesso decreto, relativi all'accadimento di incidente rilevante.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel Rapporto riassuntivo annuale (v. § 12.7).



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



12.7. Obbligo di comunicazione annuale

12.7.1. Informazioni previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo

Entro il **30 Aprile** di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Autorità di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

Informazioni generali:

- ◆ Nome dell'impianto
- ◆ Nome del gestore e della società che controlla l'impianto
- ◆ N° ore di effettivo funzionamento dei reparti produttivi
- ◆ N° di avvii e spegnimenti anno dei reparti produttivi
- ◆ Principali prodotti e relative quantità settimanali e mensili

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- ◆ il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
- ◆ il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e Enti di controllo, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- ◆ il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione ad Autorità Competente e Enti di controllo, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Consumi:

- ◆ consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
- ◆ consumo di combustibili nell'anno, ed esito delle analisi di caratterizzazione effettuate in accordo a quanto previsto nel PMC;
- ◆ caratteristiche dei combustibili;
- ◆ consumo di risorse idriche nell'anno;
- ◆ consumo e produzione di energia nell'anno.

Emissioni per l'intero impianto- ARIA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato per ciascun punto di emissione;
- ◆ risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni (in formato excel), come previsto dal PMC, secondo il seguente schema:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Mese	Concentrazioni misurate in emissione					
	Parametro	Misure in continuo (indicare % O ₂ rif.)		Misure non in continuo (indicare % O ₂ rif.)		
		Valore medio mensile (mg/Nm ³)	Valore limite AIA (mg/Nm ³)	Valori misurati (indicare frequenza e date dei prelievi effettuati)		Valore limite AIA ove prescritto (mg/Nm ³)
Punto di emissione			Frequenza/ Date dei prelievi effettuati	Valore misurato (mg/Nm ³)		

- ◆ calcolo del valore mensile di bolla effettivamente emesso per i parametri NO_x ed SO_x e verifica del rispetto del valore limite di bolla prescritto dall'AIA;
- ◆ informazioni previste dal PMC relativamente all'esercizio delle torce di emergenza;
- ◆ risultati del monitoraggio delle emissioni fugitive.

Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- ◆ risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutti gli scarichi, come previsto dal PMC, secondo i seguenti schemi:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Parametri misurati con frequenza giornaliera													
Scarico:													
Mese		Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)		
		medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min
Gennaio	mg/l												
Febbraio	mg/l												
Marzo	mg/l												
Aprile	mg/l												
Maggio	mg/l												
Giugno	mg/l												
Luglio	mg/l												
Agosto	mg/l												
Settembre	mg/l												
Ottobre	mg/l												
Novembre	mg/l												
Dicembre	mg/l												

Parametri misurati				
Mese:	Concentrazioni misurate in emissione			
Scarico	Parametro	Frequenza	Valori misurati (mg/l)	Valore limite AIA (mg/l)

Emissioni per l'intero impianto – ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO:

- ◆ informazioni previste dal PMC relativamente al monitoraggio di acque sotterranee, suolo e sottosuolo.

Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- ♦ risultanze dei monitoraggi delle aree di deposito rifiuti;
- ♦ codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno e loro destino;
- ♦ produzione specifica di rifiuti: kg annui di rifiuti prodotti / tonnellate di greggio;
- ♦ indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti dalla Raffineria;
- ♦ criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

- ♦ risultanze delle campagne di misura suddivise in misure diurne e misure notturne.

Emissioni per l'intero impianto – ODORI:

- ♦ risultanze delle campagne di misura effettuate.

Ulteriori informazioni:

- ♦ risultanze dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto ai §§ 8 e 9.

Eventuali problemi di gestione del piano:

- ♦ indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

12.7.2. Informazioni di cui all'Allegato della Decisione di esecuzione 2014/768/UE

Nell'ambito del Rapporto annuale sopra descritto, il Gestore dovrà inserire anche le informazioni indicate nell'Allegato alla Decisione di esecuzione 2014/768/UE, e in particolare:

Informazioni sul sistema di monitoraggio

1. Descrizione del sistema di monitoraggio usato per determinare le emissioni nell'ambito delle tecniche di gestione integrata delle emissioni.
2. Dettagli sui parametri misurati e calcolati, il tipo (diretto e indiretto) e i metodi di misurazione utilizzati, i fattori di calcolo utilizzati (e la loro giustificazione) e la frequenza del monitoraggio.

Informazioni sui risultati del monitoraggio

Resoconto sui risultati del monitoraggio che dia conto di come i valori limite applicati per le emissioni di NO_x e SO₂ nell'ambito delle tecniche di gestione integrata delle emissioni siano stati rispettati e che confronti le conseguenti emissioni di bolla con la somma delle emissioni che sarebbero state emesse dalle singole unità se, a pari livello di portata degli effluenti gassosi, tali unità avessero avuto livelli di prestazione corrispondenti ai singoli pertinenti BAT-AEL e BAT-AEPL.

Tale resoconto comprende almeno i seguenti elementi:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



- a) la concentrazione media mensile delle emissioni di NO_x e SO₂, come valore di bolla (espresso in mg/Nm³; tutte le medie mensili durante un anno);
- b) il totale delle emissioni mensili di NO_x e SO₂, come valore di bolla (espresso come tonnellate/mese);
- c) la concentrazione media mensile delle emissioni per ciascuna unità interessata (espresso come mg/Nm³; tutte le medie mensili durante un anno);
- d) portata degli effluenti gassosi per ciascuna unità interessata (espressa come Nm³/ora; tutte le medie mensili durante un anno).

12.8. Gestione e presentazione dei dati

12.8.1. Conservazione dei dati relativi alle attività di monitoraggio e controllo

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati; in alternativa, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Autorità di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office – Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

12.8.2. Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto. In alternativa a quest'ultima indicazione, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA. Ciò vuol dire, ad esempio, che in caso di AIA di durata 10 anni, i dati acquisiti il primo giorno di validità dell'AIA devono essere conservati per almeno 10 anni ma non possono essere eliminati dopo il decimo anno se non è subentrato il rinnovo. Dopo il rinnovo possono essere eliminati unicamente tutti i dati anteriori a 10 anni.

Tutti i dati registrati devono essere univocamente riferiti alla data e orario della loro acquisizione. Tutti i dati registrati devono inoltre essere univocamente correlati ai parametri operativi caratterizzanti il processo, quali ad esempio l'alimentazione del combustibile e la potenza termica (o elettrica, se applicabile) generata, nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'Autorità di controllo, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile).

Le modalità suddette devono essere riportate ed illustrate, nella loro attuazione, nel manuale di gestione dello SME. Esse potrebbero comportare la necessità di intervenire sui sistemi esistenti. In tal caso, la procedura di attuazione deve essere intesa come segue:

- 1) il Gestore dovrà, entro due mesi dalla data di messa in esercizio degli impianti, mettere in atto una procedura provvisoria, anche manuale, che consenta di conservare i valori elementari oggi prodotti dai sistemi esistenti, con le modalità di acquisizione e memorizzazione correnti, per mezzo di "registrazione" su memorie di massa esterne che dovranno essere conservate nel rispetto dei tempi stabiliti,
- 2) il Gestore potrà utilizzare un tempo massimo di 12 mesi dalla data di messa in esercizio degli impianti, per garantire che il sistema SME operi secondo le modalità sopra stabilite.

13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

Attività a carico del Gestore

Il Gestore esegue tutte le attività descritte nel presente Piano; è prevista la possibilità di subappalto a società terze.

Le attività per cui è necessario l'intervento di società terze sono identificate nell'ambito delle procedure del SGA.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



14. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime e ausiliarie	Giornaliera/alla ricezione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliera/alla ricezione	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia					
Energia consumata	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Energia prodotta					
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni diffuse	<i>Secondo il programma LDAR adottato dal Gestore, v. § 2.2</i>	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Aree di stoccaggio rifiuti prodotti	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee					
Matrici oggetto del Protocollo	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					
Sorgenti e ricettori	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Serbatoi e pipe way					
Apparecchiature oggetto dei Piani di ispezione	<i>Secondo il programma di ispezione adottato dal Gestore, v. § 8</i>	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Fognatura oleosa					
Linee oggetto dei Piani di ispezione	<i>Secondo il programma di ispezione adottato dal Gestore, v. § 9</i>	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Attività a carico dell'Autorità di controllo (previsione)

Nell'ambito delle attività di controllo previste dal presente Piano e, pertanto, nell'ambito temporale di validità dell'autorizzazione integrata ambientale di cui il presente Piano è parte integrante, l'Autorità di controllo svolge le seguenti attività:

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi dai camini
	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Autorità di controllo, dei campioni prelevati
	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Autorità di controllo, dei campioni prelevati



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



ALLEGATO 1. PROTOCOLLO ODORE “SNIFF-TESTING”

Questo protocollo è suggerito come metodo “interno” per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione.

Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:

- costruire un quadro di riferimento sulle sorgenti principali, attraverso una analisi ripetuta nel tempo;
- costituire un elemento di supporto alla dimostrazione di conformità rispetto all'impatto odorigeno dell'impianto;
- come mezzo di investigazione nel caso di reclami della popolazione.

Un archivio delle condizioni meteorologiche che si hanno durante le prove insieme con la registrazione delle attività costituiranno parte del report di audit.

Condizioni generali

Il Gestore nella stesura della procedura del sistema di gestione ambientale deve avere considerato i seguenti punti:

- La frequenza della valutazione deve essere stabilita in base al potenziale di emissione delle sorgenti presenti nell'impianto, degli eventuali obblighi stabiliti nell'AIA e del numero di reclami.
- Deve essere considerata la sensibilità olfattiva delle persone coinvolte nella misura in campo. Se ritenuto necessario si può riferirsi alle tecniche dell'olfattometria dinamica per la selezione del personale coinvolto. Ovviamente, persone con senso dell'olfatto poco sviluppato non possono essere utilizzate al fine del presente protocollo. E', altresì, importante che persone sottoposte a continuo contatto con sostanze odorose non siano utilizzate, in quanto, gravate da fatica olfattiva. E' infine necessario che chi realizza le valutazioni non sia sottoposto anche esso ad uno sforzo olfattivo prolungato.
- Per migliorare la qualità dei risultati è opportuno che i test siano eseguiti da minimo due persone che devono svolgere l'attività in modo indipendente.
- Le persone coinvolte nei test dovrebbero, nei giorni di misura, evitare l'uso di cibi con intensi odori (esempio: caffè), da almeno un'ora prima di iniziare la procedura; non dovrebbero essere utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzati in macchina) intensi.
- Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbero astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l'attività di audit giornaliera.
- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Punto di valutazione

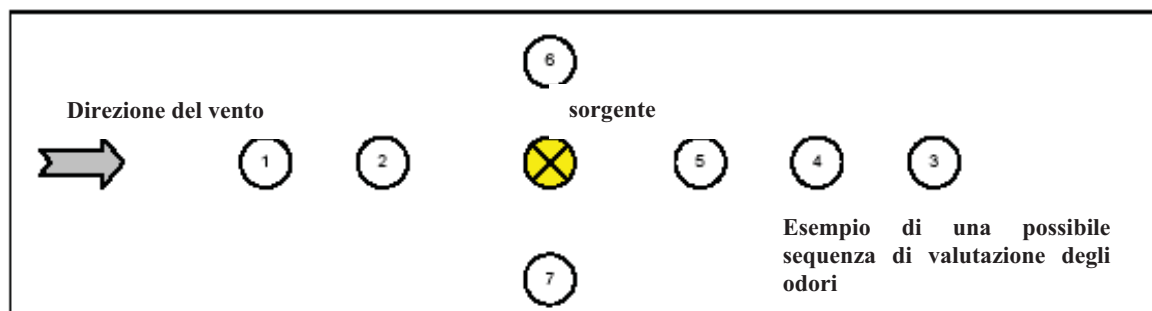
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla sorgente; ciò è dovuto a diluizione e/o reazione delle sostanze responsabili dell'odore.

Per la scelta del punto di "analisi" si devono considerare i seguenti fattori:

- condizioni imposte dall'autorizzazione relative ai confini e alla presenza di recettori sensibili (popolazione),
- reclami,
- prossimità ad edifici di civile abitazione,
- direzione del vento e condizioni meteo in cui si realizza il test.

Una valutazione può essere realizzata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti su esposti sia, se non è possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in Figura 1). Come ulteriore alternativa i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteorologiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

I parametri che costituiscono gli elementi della valutazione dell'odore sono:

- rilevabilità /intensità;
- estensione e persistenza;
- sensibilità del luogo dove è stata fatta la valutazione in relazione alla presenza di recettori;
- fastidio.

Insieme ai parametri suddetti deve essere cercata, eventualmente, la presenza di attività esterne che possono influenzare la valutazione (esempio attività agricole).

Le categorie di intensità sono:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



-
- odore non percepibile;
 - odore debole (a malapena percepibile, necessita di rimanere in modo prolungato sul posto e di compiere una intensa inalazione con la faccia rivolta nella direzione del vento);
 - odore moderato (odore percepibile facilmente mentre si cammina e respira normalmente);
 - odore forte;
 - molto forte (odore che può causare nausea).

Le categorie di estensione e persistenza sono:

- locale e temporaneo (percepibile solo nell'impianto o ai suoi confini, durante brevi periodi di tempo in cui si hanno calme o folate di vento);
- temporaneo come al punto precedente, ma percepibile anche al di fuori dell'impianto;
- persistente ma localizzato;
- persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto;
- persistente e diffuso a distanza superiore a 50 metri dall'impianto.

Le categorie di sensibilità del luogo dove l'odore è individuato (ovviamente l'intensità deve essere almeno rilevabile, altrimenti il valore è zero):

- remoto (assenza di abitazioni civili, insediamenti commerciali/industriali o aree pubbliche all'interno di un'area di 500 metri da dove si percepisce l'odore);
- bassa sensibilità (assenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore);
- sensibilità moderata (presenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore);
- sensibilità alta (presenza di abitazioni civili all'interno dell'area dove si percepisce l'odore);
- extra sensibilità (reclami dei residenti all'interno dell'area dove si percepisce l'odore).

Fastidio

La valutazione del fastidio dell'odore è necessariamente basata sulla risposta olfattiva soggettiva dell'osservatore. La determinazione del fastidio, oltre che dall'intensità dell'odore dipende anche da: tipo, frequenza, esposizione e persistenza.

La determinazione se l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere fatta solo se l'episodio di esposizione all'odore nel luogo è stato valutato come frequente e persistente. Il personale preposto ad esprimere il giudizio di fastidio sarà sottoposto all'odore per il solo tempo della determinazione, mentre i recettori locali possono essere esposti al fastidio in modo prolungato, questa eventualità deve essere considerata dal valutatore. Chiaramente alcuni odori sono più fastidiosi di altri, ma deve essere comunque ricordato che ogni odore è potenzialmente fastidioso, dipendendo da fattori come: concentrazione, durata e frequenza dell'esposizione, il contesto in cui l'esposizione si verifica ed altri fattori unici come la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività dell'odore può, se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni, condurre al cambio della percezione.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Quindi, quando si determina il fastidio devono essere considerati i seguenti argomenti:

- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati “sgradevoli” sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una Raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L’intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l’intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell’odore;
- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall’impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell’ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l’odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l’emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

Le categorie di fastidio sono (si prendano in considerazione intensità, persistenza e frequenza tipica d’esposizione):

- potenzialmente fastidioso;
- moderatamente fastidioso;
- molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo l’intensità e l’estensione dovrebbero essere anche valutate.

Parte integrante della valutazione è la registrazione delle condizioni meteorologiche, tra cui la velocità del vento è un parametro fondamentale della misura. In assenza di un anemometro per la misura della velocità del vento si può fare uso della scala di Beaufort.

Infine, le condizioni specifiche dell’impianto dovrebbero essere registrate, in particolare: le unità in funzione o non attive (a seconda dalla scopo della valutazione); attività in atto di spedizione-ricevimento di prodotti/grezzo; parametri di processo su particolari unità indagate che aiutano a giustificare la valutazione dell’odore; operazioni di manutenzione in atto sull’unità indagata; e ogni situazione “anomala” rispetto al normale funzionamento dell’impianto/unità.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale



Scala di Beaufort

Force	Description	Observation	km/hr
0	Calm	Smoke rises vertically	0
1	Light air	Direction of wind shown by smoke drift, but not wind vane	1-5
2	Light breeze	Wind felt on face; leaves rustle, ordinary vane moved by wind	6-11
3	Gentle breeze	Leaves and small twigs in constant motion	12-19
4	Moderate breeze	Raises dust and loose paper; small branches are moved	20-29
5	Fresh breeze	Small trees in leaf begin to sway, small branches are moved	30-39
6	Strong breeze	Large branches in motion; umbrellas used with difficulty	40-50
7	Near gale	Whole trees in motion; inconvenience felt when walking against wind	51-61