



Al Ministro della Transizione Ecologica

Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-DEC-2010-00000359 del 31 maggio 2010, per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato – IGCC della Società ISAB s.r.l. sito nel Comune di Priolo Gargallo (SR) – (ID 30/9959).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e, in particolare, il titolo III-bis;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, e, in particolare, l'articolo 10;

VISTO il decreto 25 settembre 2007, n. 153 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata - Prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (*Integrated pollution prevention and control*, in sigla IPPC) (nel seguito, Commissione istruttoria AIA-IPPC);

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) recepita con il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46;

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

VISTO il decreto 6 marzo 2017, n. 58 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 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 n. 152 del 2006;

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2021/2326 del 30 novembre 2021 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) per i grandi impianti di combustione e che sostituisce, a far data dalla relativa emanazione, la decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017, confermandone i contenuti tecnici;

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 9 ottobre 2014 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) per la raffinazione di petrolio e di gas;

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

VISTO il decreto-legge 1 marzo 2021, n. 22, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55;

VISTO il decreto n. DVA-DEC-2010-00000359 del 31 maggio 2010 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di autorizzazione integrata ambientale (nel seguito AIA) rilasciata a ISAB S.r.l. (nel seguito, il Gestore) per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato – IGCC sito nel Comune di Priolo Gargallo (SR);

VISTO il decreto del 22 novembre 2018, n. DVA/430 del Direttore della Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (ora Direzione generale valutazioni ambientali, già Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo, di seguito Direzione generale), con il quale è stato disposto l'avvio dei procedimenti di riesame complessivo delle Autorizzazioni integrate ambientali per le installazioni la cui attività principale è oggetto della decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017 sui grandi impianti di combustione;

VISTA la nota del 4 dicembre 2018, protocollo n. DVA/27394, con la quale la Direzione generale ha trasmesso il decreto di avvio dei procedimenti di riesame, invitando i Gestori a presentare nei termini indicati la documentazione necessaria;

VISTA la nota del 31 gennaio 2019, protocollo n. ISAB/2019/U/000039, acquisita il 4 febbraio 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/2588, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione per il riesame;

VISTA la nota del 13 febbraio 2019, protocollo n. DVA/3499, con la quale la Direzione generale ha comunicato l'avvio dell'attività istruttoria per il riesame complessivo dell'AIA, identificandolo con codice ID 30/9959;

VISTA la nota del 24 febbraio 2020 protocollo n. ISAB/2020/U/0000120, acquisita il 10 marzo 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/18183, con la quale il Gestore ha trasmesso le integrazioni documentali richieste dalla Commissione AIA-IPPC a seguito di sopralluogo;

VISTA la nota del 28 febbraio 2020 protocollo n. ISAB/2020/U/0000130, acquisita il 20 marzo 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/20243, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori integrazioni documentali;

VISTA la nota del 27 gennaio 2021 protocollo n. ISAB/2021/U/000034, acquisita il 2 febbraio 2021 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/10543, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori integrazioni documentali;

VISTA la nota del 28 febbraio 2021 protocollo n. ISAB/2021/U/000088, acquisita il 1° marzo 2021 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/20929, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori integrazioni documentali;

VISTA la nota del 19 marzo 2021 protocollo n. ISAB/2021/U/110, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica della transizione ecologica n. MATTM/29200, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori integrazioni documentali;

VISTA la nota del 20 maggio 2021, protocollo n. CIPPC/971, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/53776, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio (nel seguito anche PIC);

VISTA la nota del 26 maggio 2021, protocollo n. MATTM/56567, con la quale la Direzione generale ha convocato la Conferenza di servizi in forma semplificata e in modalità asincrona, ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006, dell'articolo 13 del decreto legge n. 76 del 2020, convertito con modificazioni dalla legge n. 120 del 2020, e dell'articolo 14-bis della legge 7 agosto 1990, n. 241, ai fini del riesame dell'AIA per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato – IGCC di ISAB S.r.l., sito nel Comune di Priolo Gargallo (SR);

VISTA la nota del 31 maggio 2021 protocollo n. 28452, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/58452, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (nel seguito, ISPRA) ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo (nel seguito anche PMC);

VISTA la nota del 21 luglio 2021, protocollo n. ISAB/ 2021/U/000233, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/79860, con la quale il Gestore ha trasmesso osservazioni al PIC e al PMC richiedendo contestualmente una proroga dei termini previsti nella nota di convocazione della Conferenza per la presentazione di ulteriori osservazioni,

VISTA la nota del 23 luglio 2021 protocollo n. MATTM/80968, con cui la Direzione Generale ha concesso la proroga richiesta dal Gestore;

VISTA la nota del 26 luglio 2021 protocollo n. 033204-23/07/2021-DGPRES-MDS-P, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/81265, con la quale il Ministero della salute ha espresso il parere di competenza;

VISTA la nota del 14 settembre 2021, protocollo n. ISAB/ 2021/U/000274, acquisita in data 15 settembre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/98164, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori osservazioni al PIC e al PMC;

VISTA la nota del 16 settembre 2021, protocollo n. MATTM/99146, con la quale la Direzione generale ha trasmesso ai partecipanti alla Conferenza di servizi le osservazioni del Gestore, chiedendo alla Commissione istruttoria AIA-IPPC e a ISPRA di esaminare le stesse per l'eventuale modifica del PIC e del PMC;

VISTA la nota del 27 ottobre 2021 protocollo n. ISAB/2021/U/323, acquisita del 28 ottobre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/117473, con la quale il Gestore ha trasmesso l'aggiornamento della certificazione del sistema di gestione ambientale UNI EN ISO 14001;

VISTA la nota del 21 dicembre 2021, protocollo n. CIPPC/2482, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/143137, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il PIC aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 22 dicembre 2021, protocollo n. MATTM/144705 e la successiva nota del 24 dicembre 2021 protocollo n. MATTM/145600, con cui il Ministero della Transizione ecologica, in considerazione delle modifiche sostanziali apportate a talune prescrizioni, introdotte dal parere istruttorio aggiornato, ha convocato, ai sensi degli articoli 13 e 14-ter della legge 7 agosto 1990, n. 241 e dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, una riunione della Conferenza di Servizi in modalità sincrona per il giorno 20 gennaio 2022;

VISTA la nota del 24 dicembre 2021, protocollo n. ISPRA/68503, acquisita il 27 dicembre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/145804, con la quale ISPRA ha trasmesso il PMC aggiornato alla luce del PIC trasmesso con la citata nota del 21 dicembre 2021 e delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 18 gennaio 2022, protocollo n. ISAB/2022/U/00021, acquisita il 20 gennaio 2022 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MiTE/6185, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriori osservazioni al PIC e al PMC;

VISTA la nota del 20 gennaio 2022, protocollo n. DICA/0015544 P- 4.8.2.8 acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MiTE/6332, con la quale il Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali (RUAS) ha trasmesso il parere nell'ambito dei lavori della Conferenza di Servizi;

VISTO il verbale degli esiti della Conferenza di Servizi, trasmesso con nota del 20 gennaio 2022, protocollo n. MiTE/7325, da cui emerge che è stato espresso parere favorevole al riesame complessivo dell'AIA per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato – IGCC di ISAB s.r.l. sito nel Comune di Priolo Gargallo (SR), alle condizioni di cui al Parere istruttorio conclusivo n. CIPPC/2482 del 21 dicembre 2021 reso dalla Commissione AIA-IPPC, della relativa proposta di Piano di monitoraggio e controllo protocollo n. 2021/68503 del 24 dicembre 2021 resa da Ispra, ed in conformità con il parere reso dal RUAS;

CONSIDERATO che, ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 7, della legge n. 241 del 1990, 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, hanno in ogni caso facoltà, dopo il rilascio dell'AIA, di comunicare al Ministero della transizione ecologica nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio di un riesame dell'AIA, ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006;

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 sul sito ufficiale *internet* del Ministero della transizione ecologica;

RILEVATO che non sono pervenute osservazioni del pubblico;

VISTA la nota dell'11 febbraio 2022, protocollo interno n. MiTE.int./16961, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge n. 241 del 1990, ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Articolo 1

(Autorizzazione Integrata Ambientale)

1. La ISAB S.r.l., identificata dal codice fiscale 01629050897, con sede legale in via ex S.S.114, km114, 96010 Priolo Gargallo (SR), è autorizzata all'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato – IGCC ubicato nel Comune di Priolo Gargallo (SR) alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 21 dicembre 2021, protocollo n. CIPPC/2482, e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 24 dicembre 2021, protocollo n. 2021/68503, inerenti al riesame complessivo dell'AIA rilasciata con decreto DVA-DEC-2010-0000359 del 31 maggio 2010, avviato con decreto direttoriale 22 novembre 2018, n. 430.
2. In analogia con altri provvedimenti e in considerazione di quanto richiesto dal Ministero della salute e riportato nel parere reso dal Rappresentante unico delle amministrazioni statali, la prescrizione n. [58] a pag. 123 del PIC è sostituita dalla seguente:
“In caso di un qualsiasi evento incidentale che possa compromettere la qualità dei suoli e delle acque di falda profonda e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il gestore è tenuto a predisporre una caratterizzazione delle matrici coinvolte, secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Le attività di caratterizzazione dovranno essere approvate ai sensi dell'articolo 242 del citato D.lgs. 152/06 e i certificati dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e del Comune”.
3. Il parere istruttorio conclusivo, come modificato dal comma 2, e il piano di monitoraggio e controllo di cui al comma 1 costituiscono parti integranti del presente decreto.

Articolo 2

(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)

1. L'esercizio dell'installazione deve avvenire in conformità alle prescrizioni e ai valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio nonché nel rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non compresi nell'autorizzazione.
3. Ove le disposizioni del presente decreto non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze o per taluni punti di emissione, resta ferma l'applicabilità delle Parti Terza e Quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, in caso di superamento dei valori limite di emissione puntuali in aria e in acqua indicati negli allegati al suddetto decreto.
4. Come riportato alla prescrizione n. [35] del paragrafo 8.6.2 “Emissioni nell'impianto di trattamento IAS”, entro 90 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, il Gestore dovrà trasmettere all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, una relazione tecnica contenente i dati rappresentativi ed aggiornati dei monitoraggi del parametro Boro in ingresso ed in uscita, caratterizzando e quantificando i diversi contributi delle acque che confluiscono nello scarico S1, stimando il tempo di residenza dell'acqua di mare negli impianti e valutando la possibilità di ricondurre la fattispecie in argomento a quanto previsto dall'articolo 101, comma 6, del decreto legislativo n. 152 del 2006.
5. Come riportato alla prescrizione n. [37] del paragrafo 8.6.2 “Emissioni nell'impianto di trattamento IAS”, a conclusione del monitoraggio conoscitivo allo scarico S2 di durata 12 mesi dei parametri Bario e Stagno, il Gestore dovrà trasmettere all'Autorità competente, per le successive valutazioni, un'istanza corredata da un report con gli esiti dei monitoraggi.
6. Come riportato alla prescrizione n. [38] del paragrafo 8.6.2 “Emissioni nell'impianto di trattamento IAS”, entro 90 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, il Gestore dovrà trasmettere all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, una

relazione tecnica contenente i dati di monitoraggio sugli scarichi parziali, da effettuarsi con frequenza giornaliera per un periodo di 60 giorni di effettivo esercizio degli impianti.

7. Come riportato alla prescrizione n. [72] del paragrafo 8.13 “Dismissione e ripristino dei luoghi” del parere istruttorio, qualora il Gestore intenda dismettere l’impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, presenta al Ministero della transizione ecologica e all’ISPRA un piano di cessazione definitiva delle attività dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti di produzione, delle relative apparecchiature ancillari e degli stoccaggi associati.

8. All’atto della presentazione dei documenti di cui al comma 4, il Gestore allega l’originale della relativa quietanza di versamento della tariffa prevista dal decreto 6 marzo 2017 n. 58.

Articolo 3

(Altre prescrizioni)

1. Il Gestore è tenuto al rispetto delle prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447 e dal decreto legislativo n. 152 del 2006.

2. Il Gestore provvede alla georeferenziazione informatica dei punti di emissione in atmosfera e degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche e nel rispetto delle tempistiche che saranno fornite da ISPRA nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.

3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell’ambito della registrazione EMAS e della certificazione ISO 14001.

4. Il Gestore, entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 8, comma 5, presenta la relazione di riferimento conformemente con quanto previsto dal decreto ministeriale del 15 aprile 2019 n. 95.

Articolo 4

(Monitoraggio, vigilanza e controllo)

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 8, comma 5, il Gestore avvia il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l’ente di controllo il cronoprogramma per l’adeguamento e completamento dello stesso. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.

2. ISPRA definisce, sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all’attuazione dell’allegato piano di monitoraggio e controllo e garantisce il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.

3. Ai sensi dell’art. 29-decies, comma 3, del decreto legislativo n. 152 del 2006, 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 all’autorità competente con cadenza almeno annuale.

4. Per l’adempimento di quanto stabilito 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 consentirne una maggiore rispondenza alle prescrizioni del parere, al piano di ispezione regionale definito ai sensi dell’art. 29-decies, comma 11-bis, del decreto legislativo n. 152 del 2006 e ad eventuali specificità dell’impianto.

5. Ai sensi dell’art. 29-decies, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006, 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 n. 152 del 2006, il Gestore, in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, informa subito il Ministero della transizione ecologica e ISPRA, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi imprevisti, che sono altresì comunicate al Ministero della transizione ecologica.

7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, il Gestore trasmette gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche alla ASL territorialmente competente.

Articolo 5

(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

1. La presente autorizzazione ha la durata di sedici anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5.

2. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la domanda di riesame con valenza di rinnovo della presente autorizzazione è presentata al Ministero della transizione ecologica entro la scadenza di cui al comma 1.

3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. In caso di richiesta di riesame da parte del Ministero della transizione ecologica, il Gestore presenta, entro i tempi e le modalità ivi stabiliti, la documentazione necessaria.

4. Il Gestore comunica al Ministero della transizione ecologica ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Le modifiche includono anche la variazione di utilizzo di materie prime e delle modalità di gestione e di controllo.

Articolo 6

(Tariffe)

1. Il Gestore è tenuto al versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel decreto 6 marzo 2017 n. 58.

Articolo 7

(Autorizzazioni sostituite)

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-quater, comma 11, del decreto legislativo n. 152 del 2006, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla Parte seconda del medesimo decreto legislativo.

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.

Articolo 8

(Disposizioni finali)

1. Il Gestore effettua la comunicazione di cui all'art. 29-decies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, 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 nell'istanza di riesame rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.

4. Il presente decreto è trasmesso in copia alla ISAB S.r.l. e notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Sicilia, al Libero Consorzio Comunale di Siracusa, alla Città di Siracusa, ai Comuni di Melilli e di Priolo Gargallo (SR), alla Direzione Generale infrastrutture e sicurezza del Ministero della transizione ecologica e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della salute che potrà chiederne il riesame 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 n. 152 del 2006, copia del presente decreto, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni ivi richiesti, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la competente Direzione Generale del Ministero della transizione ecologica, 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-quattordicesimo, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di una sanzione amministrativa da 1.500 a 15.000 euro ovvero, nei casi più gravi, di un'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 che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto, ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9 del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Avverso il presente decreto è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni, ovvero, in alternativa, ricorso straordinario al Presidente della Repubblica entro 120 giorni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5.


Roberto Cingolani



Ministero della Transizione Ecologica

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

Al Ministero della Transizione Ecologica
DG CreSS - Div. 4
cress@pec.minambiente.it

All'ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame dell'AIA rilasciata alla Soc. ISAB S.r.l. impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR) – Procedimento ID 30/9959.

Si fa seguito a quanto richiesto con nota MATTM – 99146 del 16/09/2021 per trasmettere, ai sensi del D.M. 335/2017 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativo al funzionamento della Commissione, l'aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo in oggetto indicato.

Il Presidente f.f.

Prof. Armando Brath

ALL. PIC



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

PARERE ISTRUTTORIO

Lukoil/ISAB S.r.l. **Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)**

ID 30/9959

Gestore	Lukoil/ISAB S.r.l.
Località	Priolo Gargallo (SR)
Gruppo Istruttore	Antonio Fardelli (Referente)
	Mauro Rotatori
	Antonio Voza
	Isabella Ferrara - Regione Siciliana
	Domenico Sole Greco - Libero Consorzio Comunale di Siracusa
	Giuseppe Gianni - Comune di Priolo Gargallo
	Antonio Casinotti - Comune di Melilli
	Francesco Italia - Comune di Siracusa
Data	13/12/2021



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Sommario

1	DEFINIZIONI.....	4
2	INTRODUZIONE.....	7
2.1	Atti presupposti.....	7
2.2	Atti normativi.....	8
2.3	Attività istruttorie.....	10
3	IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC.....	13
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	14
4.1	Inquadramento territoriale.....	14
4.2	Inquadramento ambientale.....	23
5	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	29
5.1	Descrizione delle Unità di Processo.....	30
5.2	Descrizione delle Unità Ausiliarie	46
5.3	Capacità produttiva	58
5.4	Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime	58
5.5	Consumi di combustibile	59
5.6	Stoccaggio materie prime ed ausiliarie	61
5.7	Impianti di trattamento acque e gas	63
5.7.1.	Bilancio idrico.....	63
5.7.2.	Bilancio energetico	64
5.7.3.	Consumo di energia	65
5.8	Emissioni in atmosfera di tipo convogliato.....	68
5.9	Torcia d'emergenza.....	73
5.10	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato.....	74
5.11	Scarichi idrici ed emissioni in acqua.....	76
5.12	Rifiuti	79
5.13	Rumore.....	84
5.14	Emissioni odorigene.....	89
6	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT.....	94
7	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO	105
8	PRESCRIZIONI.....	105



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

8.1	Sistema di gestione.....	106
8.2	Capacità produttiva	107
8.3	Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime	107
8.4	Efficienza energetica.....	108
8.5	Emissioni in atmosfera.....	109
8.5.1	Emissioni convogliate	109
8.5.2	Emissioni non convogliate	115
8.6	Emissioni in corpo idrico	115
8.7	Rifiuti	118
8.8	Rumore.....	123
8.9	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	123
8.10	Odori	124
8.11	Altre forme di inquinamento.....	125
8.12	Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali.....	125
8.13	Dismissione e ripristino dei luoghi	126
9	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	127
10	ATTI SOSTITUITI	127
11	DURATA, RINNOVO E RIESAME.....	127



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

1 DEFINIZIONI

Autorità Competente	Ministero della transizione ecologica (MiTE), Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo (CreSS).
Autorità di Controllo	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Siciliana.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del D.Lgs. 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione AIA - IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gestore	Lukoil/ISAB s.r.l., installazione IPPC sita nel Comune di Priolo Gargallo (SR), indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
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 D.Lgs. 152 del 2006 e s.m.i. 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 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

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 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).
Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto	La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente. In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, è sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett. l-bis, del D.lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).
Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)	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 e s.m.i. Si intende per: 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; (art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.Lgs. 152/06 come modificato dal D.Lgs. 46/2014).
Conclusioni sulle BAT	Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.Lgs.152/06 come modificato dal D.Lgs.46/2014).
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.</p>
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 generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito https://va.minambiente.it , al fine della consultazione del pubblico.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

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. n. 152/06 e s.m.i.. 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 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-ocies, D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. 46/2014).
---	---

2 INTRODUZIONE

2.1 *Atti presupposti*

Visto	il decreto del MATTM n. GAB/DEC/2012/0033 del 17/02/2012 di nomina della Commissione AIA-IPPC;
visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 335 del 12/12/2017, recante la disciplina dell'articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale;
vista	la lettera del Presidente della Commissione AIA - IPPC, prot. CIPPC/298 del 20/02/2019, che assegna l'istruttoria per il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Società Lukoil/ISAB s.r.l. – Impianto IGCC, al Gruppo Istruttore così costituito: <ul style="list-style-type: none">– Dott. Antonio Fardelli (Referente),– Dott. Mauro Rotatori,– Ing. Antonio Voza;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

preso atto	<p>che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:</p> <ul style="list-style-type: none">- Isabella Ferrara, Regione Siciliana,- Domenico Sole Greco, Libero Consorzio Comunale di Siracusa,- Giuseppe Gianni, Comune di Priolo Gargallo,- Antonio Casinotti, Comune di Melilli,- Francesco Italia, Comune di Siracusa.
------------	--

2.2 Atti normativi

Visto	il D.Lgs. 152/06 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” e s.m.i.;
visto	<p>l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., 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:</p> <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; <p>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;</p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06, a norma del quale “<i>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</i>”;</p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. 152/06, a norma del quale “<i>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</i></p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

	<i>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”;</i>
visto	<i>l’articolo 29-sexies, comma 4 del D.Lgs. 152/06, 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”;</i>
visto	<i>l’articolo 29-sexies, comma 4-bis del D.Lgs. 152/06, 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:</i> <i>a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i> <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>
visto	<i>l’articolo 29-sexies, comma 4-quater del D.Lgs. 152/06, 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>
visto	<i>l’articolo 29-septies del D.Lgs. 152/06, che prevede che l’autorità competente possa prescrivere l’adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le</i>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

	migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
visto	l'articolo 29- <i>octies</i> del D.Lgs. 152/06, che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali;
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente: <ul style="list-style-type: none">• Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione Europea del 31 luglio 2017)• Conclusioni sulle BAT per la raffinazione di petrolio e di gas (Decisione di Esecuzione della Commissione Europea 2014/738/UE del 28 ottobre 2014);

2.3 Attività istruttorie

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con decreto prot. DVA-DEC-2010-359 del 31/05/2010 per l'esercizio dell'impianto di gassificazione IGCC della Società ISAB Energy S.r.l. (ora Lukoil/ISAB S.r.l.) sito nel Comune di Priolo Gargallo (SR).
visto	il decreto prot. 430 del 22/11/2018, con cui è stato disposto il riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio delle installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione, o la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi;
esaminata	la nota prot. ISAB/39 del 31/01/2019, acquisita al prot. DVA/2588 del 04/02/2019, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione inerente il suddetto riesame.
vista	la nota di avvio del procedimento istruttorio prot. DVA/3499 del 13/02/2019;
visti	i contenuti della Relazione Istruttoria (RI) predisposta da ISPRA prot. n. 11702 dell'11/03/2019, acquisita al prot. DVA/6208 dell'11/03/2019;
visti	gli esiti del sopralluogo e della riunione del Gruppo Istruttore (GI) presso l'impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR) del 13/02/2020, giusto verbale prot. CIPPC/181 del 17/02/2020;
visti	gli elementi integrativi trasmessi dal Gestore con nota prot. ISAB/120 del 24/02/2020, acquisita al prot. MATTM/18183 del 10/03/2020;
visti	gli ulteriori elementi integrativi trasmessi dal Gestore con nota prot. ISAB/130 del 28/02/2020, acquisita al prot. MATTM/20243 del 20/03/2020;
vista	la nota prot. CIPPC/59 del 18/01/2021 con la quale è stata convocata una riunione del gruppo istruttore chiedendo contestualmente elementi integrativi al Gestore;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

vista	la documentazione integrativa propedeutica alla riunione del GI trasmessa dal Gestore con note prot. ISAB/34 del 27/01/2021 e prot. ISAB/88 del 28/02/2021;
visti	gli esiti della riunione del Gruppo Istruttore con il Gestore trasmessi con il verbale prot. CIPPC/464 del 10/03/2021 e quelli della riunione del Gruppo Istruttore in sessione riservata di cui al verbale prot. CIPPC/465 del 10/03/2021;
vista	la ulteriore documentazione integrativa richiesta nell'ambito della riunione del GI e trasmessa dal Gestore con nota prot. ISAB/110 del 19/03/2021;
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
vista	l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo inviata per approvazione in data 20/04/2021 acquisita al prot. CIPPC/821 del 5/05/2021, con allegati i riscontri per la condivisione del PIC;
vista	la nota prot. MATTM/56567 del 26/05/2021 di avvio della Conferenza di servizi semplificata asincrona;
vista	la nota prot. ISAB/233 del 21/07/2021 con la quale il Gestore ha trasmesso le prime osservazioni richiedendo una proroga per la trasmissione di ulteriori osservazioni;
vista	la successiva nota prot. ISAB/274 del 14/09/2021 con la quale il Gestore ha presentato le ulteriori Osservazioni al PIC;
vista	la nota prot. MATTM/99146 del 16/09/2021 con la quale la Direzione ha richiesto alla Commissione AIA di esaminare le osservazioni presentate dal Gestore
vista	<p>l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore, inviata per approvazione in data 13/10/2021 acquisita al prot. CIPPC/2116 del 22/10/2021, con allegate le mail contenenti le osservazioni al PIC formulate dai rappresentanti della Regione Sicilia, del Libero Consorzio Comunale di Siracusa e del comune di Priolo Gargallo hanno comunicato di non condividere le modifiche richieste dal Gestore relativamente alle prescrizioni n. 35, 36 e 37.</p> <p>In aggiunta il rappresentante della Regione Sicilia ha richiesto di: <i>“inserire nella prescrizione n. 35 l’obbligo del rispetto dei valori limite per lo scarico in pubblica fognatura di cui alla Tabella 3 dell’allegato 5 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006 in modo esplicito”</i> in quanto ciò si renderebbe necessario alla luce dell’attuale autorizzazione allo scarico dell’impianto consortile ASI in liquidazione gestito dalla</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

	Società IAS, a questa richiesta si sono associati i rappresentanti del Libero Consorzio Comunale di Siracusa e del Comune di Priolo Gargallo;
vista	l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo, aggiornato alla luce dei diversi contributi pervenuti, inviata per approvazione in data 25/11/2021 acquisita al prot. CIPPC/2364 del 3/12/2021, con allegate le mail trasmesse dai rappresentanti della Regione Sicilia, del Libero Consorzio Comunale di Siracusa, del Comune di Priolo Gargallo e del Comune di Melilli con le quali hanno comunicato di condividere il PIC proposto a condizione che <i>“allo scarico finale S2, oltre al rispetto della tabella 3 relativa allo “scarico in rete fognaria”, dell'allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. n. 152/2006, per i parametri di cui alla tabella 5 del medesimo allegato, il rispetto dei limiti degli altri metalli della stessa tabella 3”</i> ;
vista	l'e-mail di trasmissione inviata in data 6/12/2021 per approvazione del Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato integrando la prescrizione n. 37 e acquisita al prot. CIPPC/2430 del 10/12/2021 con allegate le mail di condivisione al PIC.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

3 IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

Ragione sociale	Lukoil/ISAB S.r.l - Impianto IGCC
Indirizzo sede operativa	ex S.S. 114, km 144 - 96010 Priolo Gargallo (SR)
Sede Legale	ex S.S. 114, km 144 - 96010 Priolo Gargallo (SR)
Rappresentante Legale	Ing. Bruno MARTINO Tel. 0931 208111 e-mail: isab@pec.it
Tipo impianto	IGCC - Impianto di gassificazione a ciclo combinato
Codice e attività IPPC	IPPC 1.1. - Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW Codice NACE 35.11 - Processi di combustione in centrali elettriche Codice NOSE-P 101.01 - Processi di combustione maggiori di 300 MW
Gestore Impianto	Ing. Enrico MAJURI Tel. 0931 208111 e-mail: isab@pec.it
Referente IPPC	Ing. Claudio GERACI Tel. 0931 208111 e-mail: isab@pec.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	Sì - notifica e rapporto di sicurezza: Rapporto di Sicurezza Raffineria ISAB Impianti IGCC/SDA, ai sensi del D.Lgs.105/15.
Sistema di gestione ambientale	ISO14001



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Si riporta di seguito una sintesi degli aspetti di inquadramento territoriale e ambientale per l'installazione IPPC.

4.1 Inquadramento territoriale

L'impianto IGCC di Priolo Gargallo si sviluppa lungo la costa orientale della Sicilia, tra Catania e Siracusa e si localizza nella parte meridionale del Polo Industriale Augusta – Priolo (Area di Sviluppo Industriale della Sicilia Orientale). Il territorio circostante l'impianto si presenta a carattere prevalentemente industriale con rara presenza di abitazioni.

L'installazione occupa un'area di circa 935.063 m²; l'accesso è garantito dalla S.P. n. 114 (ex S.S. n.114) Siracusa-Priolo.

I centri abitati più prossimi sono Priolo Gargallo a una distanza di circa 3 km in direzione Nord-Ovest e la frazione di Belvedere a una distanza di circa 4 km in direzione Sud.

L'ubicazione dell'impianto è mostrata di seguito su foto aerea.





Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

La seguente tabella riporta le destinazioni d'uso e i vincoli urbanistico – territoriali e paesaggistici presenti entro un raggio di 500 m dalla Centrale.

Destinazione d'uso	Distanza dalla Centrale
Piano Regolatore Generale del Comune di Priolo Gargallo	
Zona D5 - Altre aree normate dal Piano ASI e Zona D2 - Altre aree normate dal Piano ASI	Confinante in direzione Nord e Nord Est
Zona E Agricola	Confinante in direzione Nord-Est
Zone boschive e Area di rispetto delle zone boschive	Confinante in direzione Est e Sud-Sud Ovest
Zona D1 - Aree normate dal Piano ASI	Confinante in direzione Est e Sud-Sud Ovest
Aree e siti di interesse archeologico	Confinante in direzione Ovest
Vincoli urbanistico – territoriali e paesaggistici	Distanza dalla Centrale
Piano Paesaggistico degli Ambiti Regionali 14 e 17 ricadenti nella Provincia di Siracusa	
Beni paesaggistici - Territori ricoperti da boschi o sottoposti a vincolo di rimboschimento	Confinante in direzione Est e Sud-Sud Ovest
Bene paesaggistico - Immobili e aree di notevole interesse pubblico	Confinante in direzione Ovest

Piano Regolatore Generale (PRG)

Il Piano Regolatore Generale del Comune di Priolo Gargallo è stato approvato con Decreto del Direttore Generale n. 357 del 03/11/2015. La seguente figura mostra un estratto della Tavola P1 “*Assetto generale del territorio comunale*” che riassume le destinazioni d'uso del territorio e i vincoli esistenti.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

in parte minoritaria, in direzione Nord-Est come “D2 - Altre aree normate dal Piano ASP”, Piano Regolatore dell’Area di Sviluppo Industriale di Siracusa (P.R.A.S.I.S).

Nelle direzioni Sud-Ovest ed Est l’area dell’impianto in esame è parzialmente interessata da “Zone boschive” e relative “Aree di rispetto”: in particolare in direzione Est, l’area boschiva si trova lungo il confine esterno dell’installazione, che pertanto interferisce direttamente non con l’area stessa, ma con la relativa area di rispetto.

All’interno dell’area di impianto, in prossimità dei confini a Nord-Ovest e a Sud-Ovest, sono presenti “Grandi elettrodotti e relativa distanza di prima approssimazione (DPA)” e “Cavidotti con linee ad alta tensione”. Nella porzione nord ovest del sito si può notare la presenza di “Oleodotti e fascia consortile ex CASMEZ, come da Piano Regolatore dell’ASI di Siracusa”.

Infine, si fa presente che l’impianto IGCC di Priolo Gargallo ricade all’interno dell’area del “Sito di interesse Nazionale” di cui alla Legge 9 dicembre 1998, n.426, perimetrato in via successiva con D.M. 10 gennaio 2000 e D.M. 10 marzo 2006 del MATTM, esteso su una superficie complessiva pari a circa 5.815 ha a terra e 10.068 ha a mare.

Il Comune di Priolo Gargallo ha inoltre redatto uno studio di approfondimento inerente la geologia a scala comunale, allegato al PRG. Dall’analisi della tavola della pericolosità geologica (Tav. 4, scala 1:10.000) emerge che l’impianto è ubicato in un’area con pericolosità geologica PT_1 “Trascurabile”, definita come area caratterizzata da terreni in buon assetto geostatico, priva di particolari elementi di pericolosità geomorfologica, idraulica o di instabilità cosismica.

Piano Regolatore Generale Consortile dell’Area di Sviluppo Industriale di Siracusa

Con Legge Regionale n.8 del 12/01/2012 la Regione Sicilia ha costituito l’Istituto Regionale per lo Sviluppo delle Attività Produttive (IRSAP) in sostituzione degli enti consortili. Al Capo VII della suddetta legge, l’Art.19 prevede disposizioni transitorie per la liquidazione dei Consorzi per le aree di sviluppo industriale, attraverso la nomina dei commissari straordinari. La legge regionale istituisce undici uffici periferici aventi funzioni territoriali nel proprio ambito di competenza. Ad oggi l’ASI di Siracusa, pur essendo in liquidazione, riveste ancora natura giuridica, in attesa della totale transizione nell’ufficio periferico di Siracusa.

Il Piano Regolatore Generale Consortile (PRGC) del Consorzio di Sviluppo Industriale di Siracusa è stato approvato con Decreto del Dirigente Generale del Dipartimento Regionale dell’Urbanistica n. 582/DRU del 13 novembre 2001; con Decreto del Dirigente Generale n.827/DDG del 4 Agosto 2008 è stata approvata la variante al suddetto Piano per la zona a sud dell’area industriale della Sicilia orientale che risulta attualmente vigente.

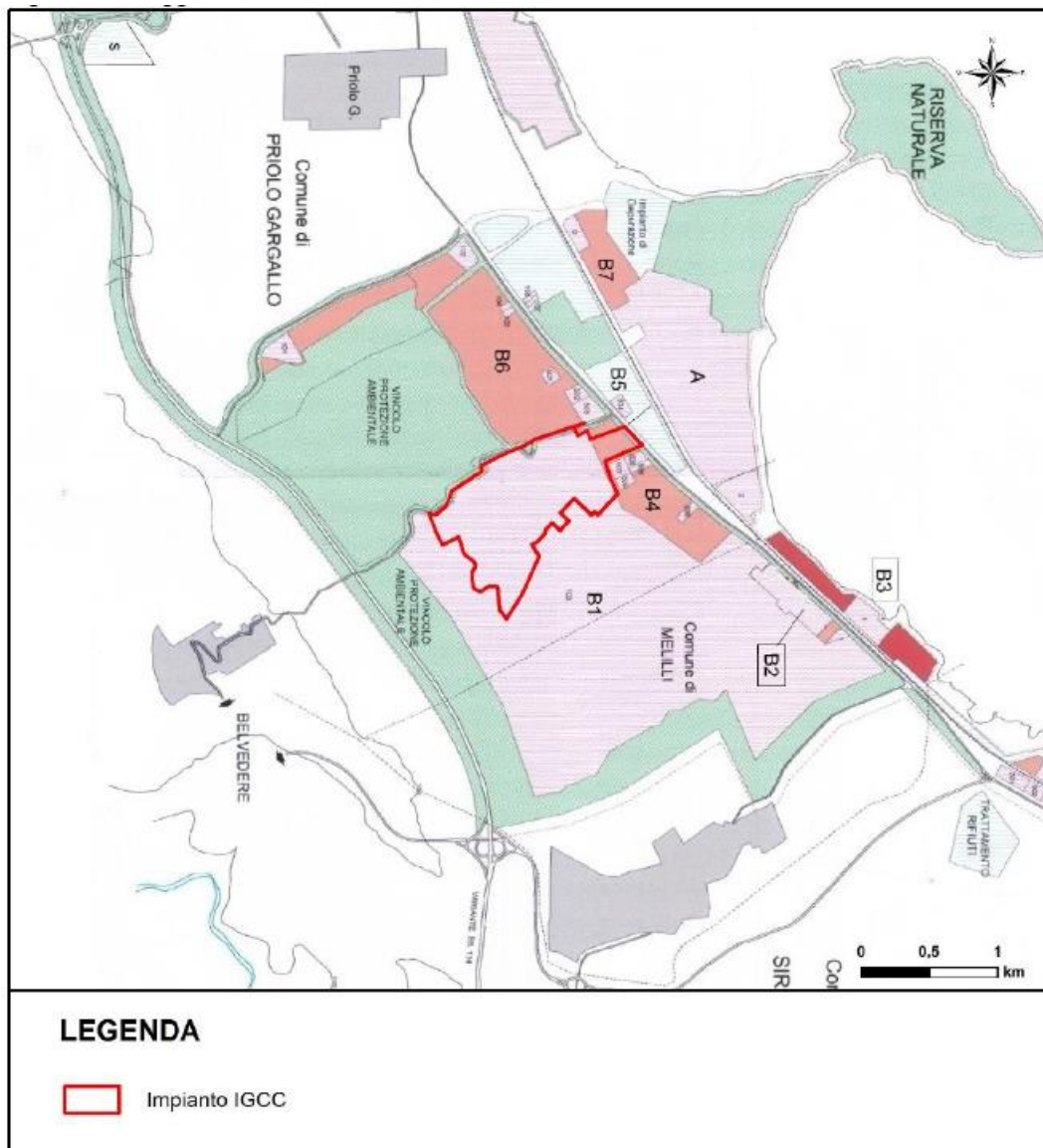
Dall’analisi della cartografia del consorzio ASI di Siracusa (si veda sfigura di seguito riportata), che individua gli agglomerati industriali presenti nei territori soggetti all’autorità consortile, emerge che l’installazione ricade per la maggior parte della sua estensione in zona B1 – destinata alla grande



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

industria e per una porzione di superficie interessa la zona B4 – destinata alle piccole e medie industrie.

Si fa presente che a Nord-Ovest rispetto all’installazione il PRG ASI prevede un’ampia area con vincolo di protezione ambientale destinata a verde per creare una zona di distacco intorno all’impianto in oggetto e all’attiguo stabilimento della Raffineria Lukoil/ISAB Impianti Sud.



Piano Paesaggistico degli Ambiti Regionali 14 e 17 ricadenti nella Provincia di Siracusa

Il Piano Paesaggistico (PP) degli Ambiti Regionali 14 e 17 ricadenti nella Provincia di Siracusa è stato definitivamente approvato con Decreto Assessoriale n.5040 del 20/10/2017 (Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana del 16 marzo 2018, S.O. n.12).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

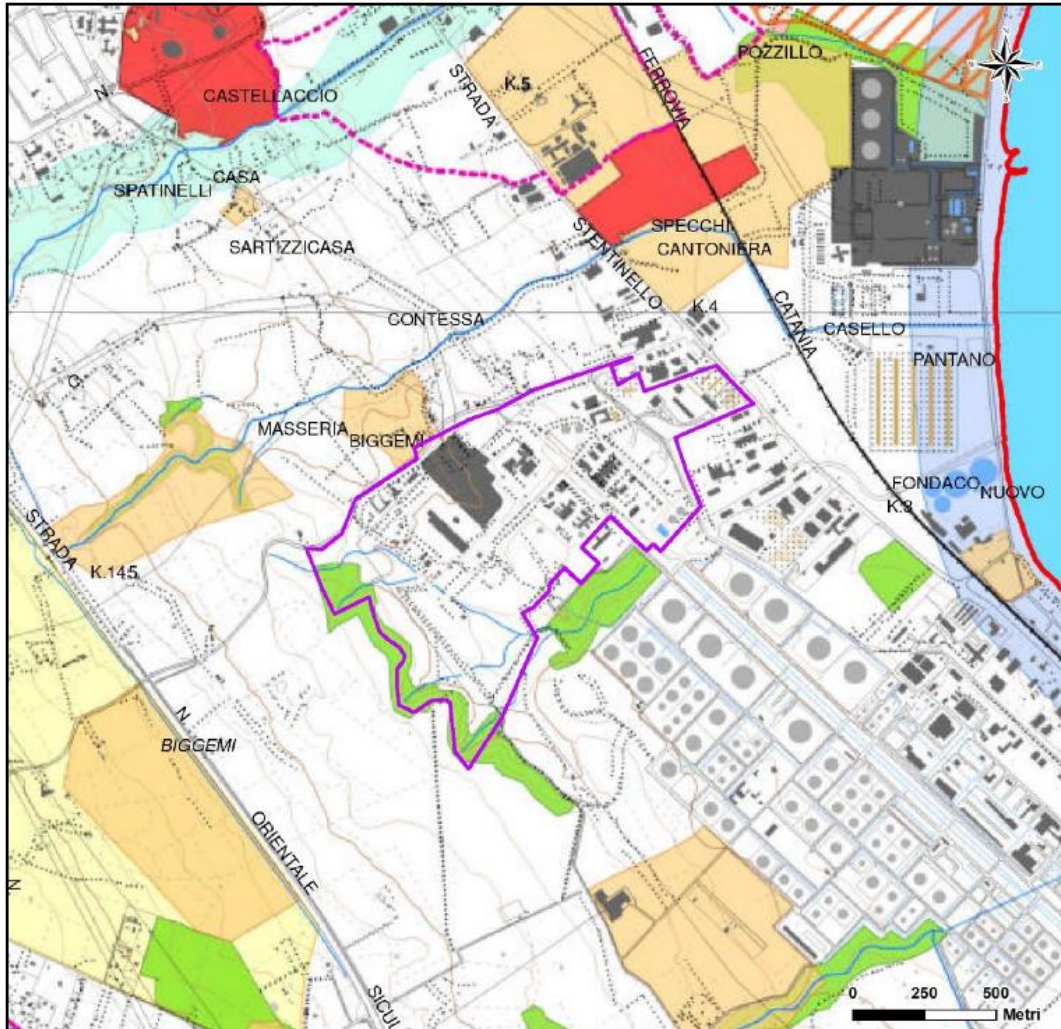
Il Piano Paesaggistico suddivide il territorio degli Ambiti 14 e 17 ricadenti nella Provincia di Siracusa in Paesaggi Locali (PL): il Paesaggio Locale di riferimento per l'impianto IGCC in esame è il PL 07 "*Pianura costiera megarese e Aree Industriali*".

La disciplina del Piano Paesaggistico esplica la sua efficacia in norme di carattere prescrittivo o di indirizzo: nei territori dichiarati di pubblico interesse, ai sensi e per gli effetti degli artt. 136 e 142 del Codice, nonché negli ulteriori immobili e aree individuati dal Piano Paesaggistico, ai sensi della lett. c. dell'art.134 del medesimo Codice, le norme del Piano Paesaggistico hanno carattere prescrittivo.

Vengono di seguito riportate, rispettivamente, un estratto della Tavola 28.3 "*Beni paesaggistici*" e della Tavola 29.3 "*Regimi normativi*".




Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)




LEGENDA

 Impianto IGCC

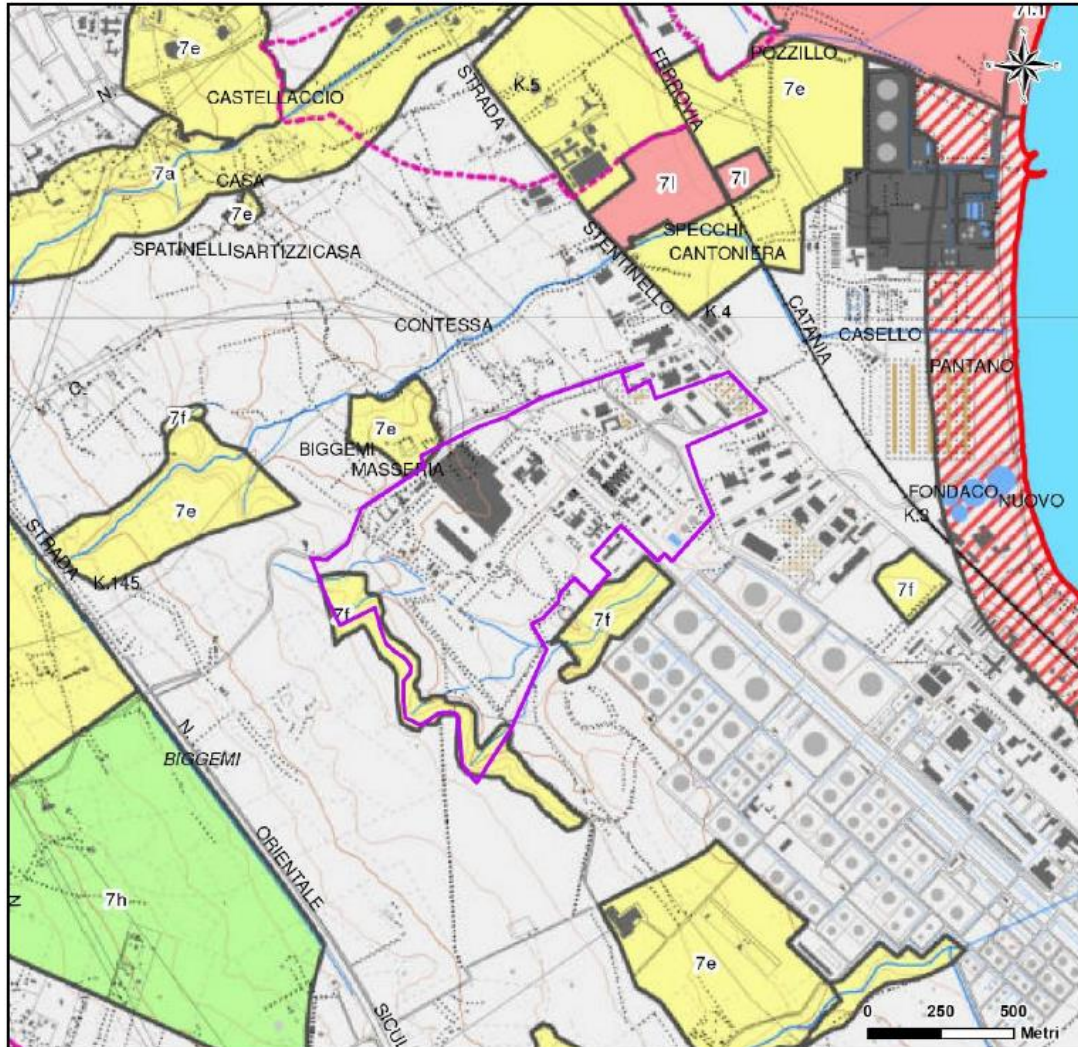
D.lgs. 42/2004 e s.m.i., art.134, lett. b) - aree di cui all'art. 142

 Territori ricoperti da boschi o sottoposti a vincolo di rimboscimento - comma 1, lett. g)

 Aree e siti di interesse archeologico - comma 1, lett. m)




Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)




LEGENDA

 Impianto IGCC


Aree soggette a prescrizioni aventi diretta efficacia nei confronti di tutti i soggetti pubblici e privati

 Aree con livello di tutela 1 - art.20 delle N.d.A.

Aree di indirizzo e conoscenza per la pianificazione territoriale urbanistica di livello regionale, provinciale e comunale e per tutti gli altri atti aventi carattere di programmazione sul territorio

 Aree con livello di tutela 1 - art.20 delle N.d.A.

Contesti Paesaggistici

 Perimetro dei contesti

1a Contesto paesaggistico - Titolo III, Paesaggi Locali delle N.d.A.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Dall'analisi delle precedenti figure emerge l'interferenza dell'impianto IGCC con un'area vincolata ai sensi del D.Lgs.42/2004: in particolare, si tratta delle aree di cui all'art. 142, lett. g. "*Territori ricoperti da boschi o sottoposti a vincolo di rimboschimento*".

Per essi, come osservabile dall'estratto della carta dei regimi normativi sopra riportata, il Piano richiede il livello di Tutela 1 di cui all'art.20 e seguenti delle NTA di Piano dell'Ambito 14 – 17. Il Piano, infatti, disciplina tre livelli di tutela a seconda della presenza e del grado di riconoscimento dei beni stessi. L'art. 20 riconosce e individua particolari aree compromesse o degradate, e prevede per esse disposizioni volte al graduale reintegro dei valori paesaggistici, sottoponendole alla disciplina del "Recupero". Nello specifico, le previsioni e le limitazioni per le aree sottoposte ai tre livelli di tutela e per le aree di recupero sono dettagliate nelle norme definite per i singoli Paesaggi Locali, contenute nel Titolo III delle NTA di Piano.

Le norme non prevedono alcuna limitazione circa la presenza dell'installazione esistente in tale area.

Piano Territoriale Provinciale della Provincia Regionale di Siracusa

Il Piano Territoriale Provinciale della Provincia Regionale di Siracusa è stato approvato con Delibera del Consiglio Provinciale n.66 del 01/08/2012.

Con riferimento al sistema delle risorse ambientali e culturali, dalle Tavole 1.6 "Elementi della rete ecologica" e 1.7 "Elementi del patrimonio culturale" risulta che l'installazione in oggetto si colloca esternamente agli elementi della rete ecologica e viene identificata come "*Elementi territoriali interferenti – aree urbanizzate*". Per quanto riguarda gli elementi del patrimonio culturale rappresentati nella Tavola 1.7, l'installazione non interferisce con alcun elemento riportato nella Tavola.

La presenza dell'impianto è confermata dalla Tavola 3.3 "*Il sistema delle aree industriali*", che lo identifica come "*Area ASP*" e come "*Area industriale e produttiva*".

Per quanto riguarda gli elementi di vulnerabilità e rischio del territorio rappresentati nelle Tavole 6.1 "*Pozzi, corpi idrici e acquedotti*" e 6.2 "*Cave e discariche*" si rileva la presenza di alcuni pozzi in prossimità del confine; l'installazione è esterna a cave e discariche.

Inoltre, come emerge dalla consultazione delle tavole della sezione 6.4 "*Elaborato Aziende Rischio d'Incidente Rilevante (RIR)*", l'impianto in esame rientra tra le aree identificate come "*Stabilimenti a Rischio di Incidente Rilevante*". L'impianto IGCC rientra infatti nella disciplina del D.Lgs.105/15.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

4.2 Inquadramento ambientale

Aria

Con DGR 268 del 18 luglio 2018 la Giunta della Regione Siciliana ha approvato il Piano Regionale di tutela della qualità dell'aria. Il documento, attraverso l'applicazione del modello Calpuff per la valutazione della qualità dell'aria, perviene alla caratterizzazione delle zone e alla classificazione del territorio regionale in 3 Agglomerati e 2 Zone (cfr. Figura 21) di seguito riportate:

IT1911 Agglomerato di Palermo - Include il territorio del comune di Palermo e dei comuni limitrofi, in continuità territoriale con Palermo,

IT1912 Agglomerato di Catania - Include il territorio del comune di Catania e dei comuni limitrofi, in continuità territoriale con Catania,

IT1913 Agglomerato di Messina - Include il comune di Messina,

IT1914 Aree Industriali - Include i comuni sul cui territorio insistono le principali aree industriali ed i comuni sul cui territorio la modellistica di dispersione degli inquinanti atmosferici individua una ricaduta delle emissioni delle stesse aree industriali,

IT1915 Altro - Include l'area del territorio regionale non inclusa nelle zone precedenti.

Acqua

Il Piano di Tutela delle Acque (di seguito PTA) della regione Siciliana è stato approvato dal Commissario Delegato per l'Emergenza bonifiche e la Tutela delle Acque della Sicilia con Ordinanza n. 333 del 24/12/2008.

Le aree interessate dall'impianto ricadono nel bacino idrografico significativo denominato "*Bacini minori fra Anapo e Lentini*" (cod. R19092), nel bacino idrogeologico dei "*Monti Iblei*" e nel corpo idrico sotterraneo significativo "*Piana Augusta-Priolo*" (cod. R19IBCS05) che presenta uno stato ambientale "scadente".

Dalla consultazione delle Tavole A.7 "*Carta delle aree sensibili*" e A.9 "*Carta delle zone vulnerabili da nitrati di origine agricola*" emerge che l'area in cui è localizzato impianto IGCC non intercetta aree sensibili ed è esterna ad aree vulnerabili.

Il Presidente del Consiglio dei Ministri, con decreto del 27/10/2016 pubblicato sulla G.U.R.I. n° 25 del 31/01/2017, ha approvato il secondo "*Piano di gestione delle acque del distretto idrografico della Sicilia*". Tale Decreto è stato successivamente pubblicato, a cura di questo Dipartimento, sulla G.U.R.S. n° 10 del 10/03/2017.

L'Allegato 1a "*Analisi delle pressioni e degli impatti*" contiene la definizione del rischio delle acque sotterranee in funzione dello stato qualitativo e quantitativo dei corpi idrici sotterranei. Da tale



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

documento risulta che corpo idrico “Siracusano nord-orientale”, dato lo stato chimico scarso, nonostante sia caratterizzato da uno stato quantitativo buono, è stato definito a rischio.

L’Allegato 4a contiene il programma delle “misure” previste per ogni corpo idrico a cui sono associate relative “azioni”. Le misure derivano dalle “*Key Type Measures*”, che sono misure “standard” della programmazione europea di settore. Non si identificano misure propriamente riferibili all’impianto esistente.

Infine, dall’analisi della Tavola C1a “*Carta delle aree designate per la protezione di habitat e specie (SIC e ZPS, Vita dei pesci e Vita dei molluschi), delle aree sensibili e delle aree vulnerabili ai nitrati*” emerge che l’impianto è esterno alle aree cartografate nella suddetta Tavola.

Suolo, sottosuolo e acque di falda

L’impianto, in quanto inserito all’interno del perimetro del Sito di Interesse Nazionale di Priolo, ha predisposto ed effettuato nel tempo diversi piani di indagine di suolo, sottosuolo ed acque sotterranee, al fine di gestire secondo la normativa vigente per le bonifiche gli eventuali superamenti di legge.

Nell’area del complesso sono state condotte le seguenti campagne di indagini:

- 1) 1993 - campagna di indagine volta a verificare le caratteristiche geotecniche del sottosuolo del sito prima della realizzazione dello stabilimento;
- 2) 1994 - indagine volta a verificare un eventuale stato di contaminazione del terreno su un’area occupata da un magazzino e da un deposito di rifiuti tossici pertinenti alle attività della limitrofa Raffineria ISAB;
- 3) 1998 - piano di indagini ambientali al fine di valutare lo stato di eventuale contaminazione del terreno e delle acque sotterranee;
- 4) 2000-2002 - monitoraggio e campionamento delle acque sotterranee;
- 5) 2003-2006 - indagini integrative, monitoraggio e campionamento delle acque sotterranee, caratterizzazione idrogeologica. In particolare, nel periodo maggio-settembre 2006, sono state eseguite le attività di caratterizzazione ambientale nell’ambito della maglia d’indagine 50x50m (per le aree industrializzate) e a maglia 100x100m (per le aree non industrializzate) recependo le prescrizioni ricevute nella Conferenza dei Servizi “decisoria” del 28 febbraio 2005.

La prima campagna di indagini, volta alla caratterizzazione geotecnica del sito, non ha fornito dati utili dal punto di vista ambientale; la seconda campagna ha evidenziato l’assenza di alcune sostanze contaminanti potenzialmente presenti nel sottosuolo (fenoli, oli minerali, solventi organici clorurati, idrocarburi aromatici e polinucleoaromatici, PCB) in corrispondenza di alcuni campioni di terreno prelevati per l’effettuazione di indagini geotecniche.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

La terza campagna di indagine ambientale ha avuto lo scopo di monitorare lo stato del sottosuolo prima dell'inizio dell'attività industriale ed i risultati delle analisi chimiche effettuate sui campioni di terreno e di acque sotterranee hanno evidenziato in tutti i casi, per tutti i parametri analizzati, concentrazioni minori del relativo VCLA (DM 471/99).

Con la quarta campagna, il Gestore ha proceduto ad un monitoraggio delle acque sotterranee presso i pozzi presenti nello stabilimento nel periodo compreso tra giugno 2000 e novembre 2002.

Il monitoraggio delle acque sotterranee è stato condotto, utilizzando la rete di monitoraggio delle acque sotterranee composta dai 10 piezometri (BH1-BH10), installati nel 1998. Per tutti i parametri considerati, in tutti i campioni prelevati, le concentrazioni rilevate sono risultate conformi ai valori limite di riferimento (VCLA) previsti dal DM 471/99.

A seguito di tali risultati e sulla base dei risultati della modellazione di trasporto dei contaminanti presenti in sito nelle acque di falda eseguita, è stato verificato che esiste il rischio di migrazione a valle. Per questo motivo il Gestore ha proposto l'installazione di un sistema di messa in sicurezza d'emergenza, costituito da un sistema di emungimento e trattamento dell'acqua emunta (*Pump & Treat*). La barriera di pozzi è stata posizionata sul confine sud-orientale di IGCC, poiché la contaminazione interessa questa porzione dell'area proprio al confine della proprietà.

La configurazione ottimale proposta viene raggiunta con l'attivazione di n.8 pozzi di emungimento per una portata media pari a circa 35-40 m³/d.

La barriera idraulica (impianto integrativo di emungimento delle acque sotterranee) è stata messa in servizio nel mese di novembre 2012; le acque emunte vengono convogliate all'Unità 3400 per essere riutilizzate nel ciclo produttivo attivo in Stabilimento.

Il sistema così configurato, è in grado di ottenere un'area di cattura che ricopre l'intera area dello stabilimento in cui è stata riscontrata la contaminazione da idrocarburi clorurati. In aggiunta ai pozzi sopra citati, è rimasto attivo, per maggiore cautela, anche il pozzo BH-5bis, installato nel febbraio 2006 per la messa in sicurezza della falda nell'area maggiormente contaminata da vanadio.

Inoltre, per rispondere alle richieste del Ministero, il Gestore sta procedendo a riattivare n. 5 piezometri e a realizzarne n. 7 nuovi; la prescrizione del Ministero da cui scaturisce tale attività è relativa alle prove di portata a gradini e a lunga durata eseguite per verificare l'efficacia della barriera stessa.

Infine, a seguito della presenza di prodotto idrocarburico in fase separata riscontrata all'interno dei pozzi di monitoraggio denominati BH1, BH7, SIE/PM65 ubicati in prossimità degli impianti 3000 e 3200 (evento incidentale ai sensi dell'art. 242 D.Lgs. 152/06 occorso in data 26 ottobre 2015), è in corso di realizzazione l'installazione di n.6 nuovi piezometri.

Dai risultati dei monitoraggi delle acque di falda effettuati da ISAB Energy dal 2007 è possibile desumere un miglioramento nel tempo della qualità delle acque di falda, sostanzialmente



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

riconducibile alle azioni messe in atto dalla Società ed in particolare agli interventi sulle reti fognarie e al potenziamento della messa in sicurezza.

Il Gestore ritiene altresì utile evidenziare che i parametri quali cloroformio e tetracloroetilene non possono essere collegati al processo produttivo né direttamente (in relazione all'assenza di tali parametri nei *chemicals* in uso) né come prodotti di decomposizione (cloroformio e tetracloroetilene si producono per riscaldamento di una miscela di cloro e metano o cloruro di metile ad una temperatura di 400-500°C).

Per quanto riguarda la presenza di contaminazione da idrocarburi, comunque riscontrati esclusivamente in fase disciolta, è da sottolineare il fatto che tale contaminazione è rimasta invariata e circoscritta nel corso degli anni.

Tutte le attività sopra descritte sono state intraprese al fine di gestire secondo la normativa vigente per le bonifiche i superamenti di legge riscontrati

Rete Natura 2000 e altre aree naturali protette

I siti della Rete Natura 2000 sono regolamentati dalla Direttiva Europea 79/409/CEE (e successive modifiche), concernente la conservazione degli uccelli selvatici, e dalla Direttiva Europea 92/43/CEE (e successive modifiche), relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali della flora e della fauna selvatiche. La direttiva 92/43/CEE (direttiva "Habitat") è stata recepita dallo stato italiano con il DPR 8 settembre 1997, n. 357, "Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche".

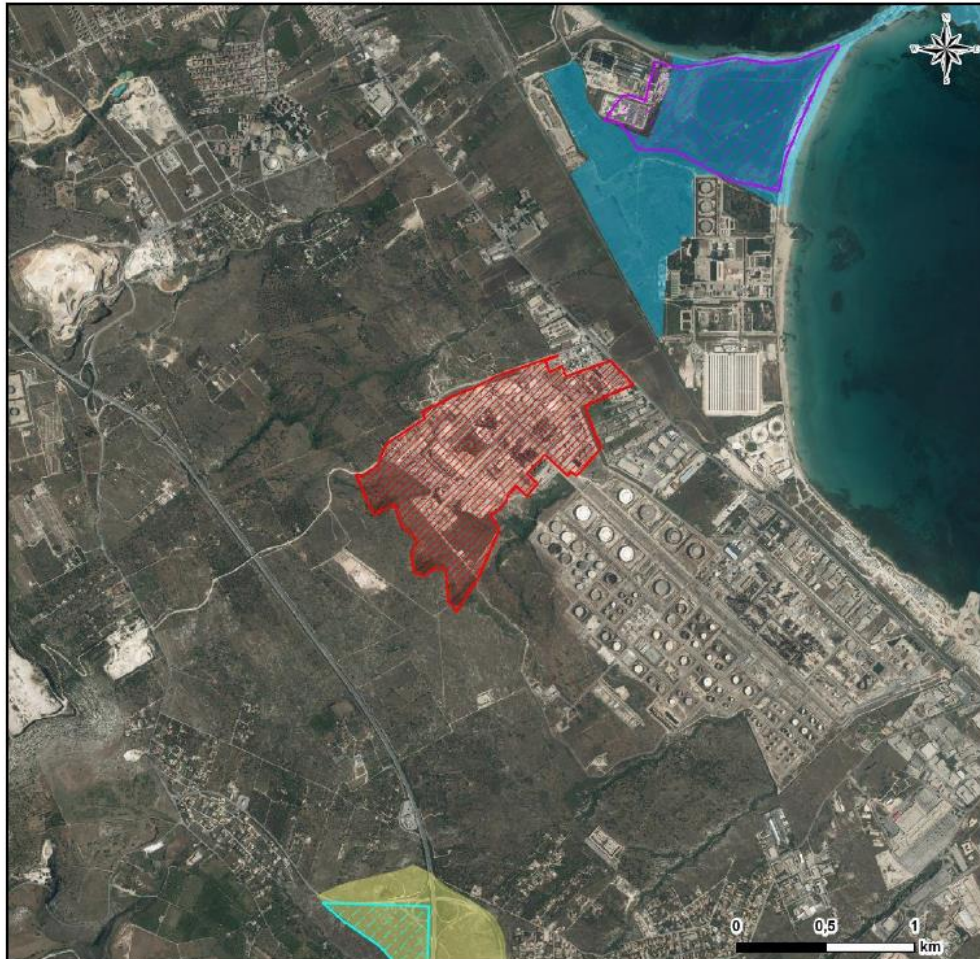
La Regione Sicilia ha approvato il Piano Regionale dei Parchi e delle Riserve Naturali con DA n. 970 10/06/1991, con cui sono state istituite 90 riserve nell'intero territorio regionale.

La seguente figura riporta un estratto della cartografia disponibile sul Portale Cartografico Nazionale all'indirizzo www.pcn.minambiente.it relativa alle aree naturali protette e del Geoportale della Regione Siciliana <http://www.sitr.regione.sicilia.it/geoportale>, dove sono contenute le informazioni relative a parchi e riserve istituite o aggiornate nell'ambito del Piano Regionale dei Parchi e delle Riserve Naturali della Regione.


In rosso sono evidenziate le aree dell'impianto IGCC di Priolo Gargallo.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)



LEGENDA

 Impianto IGCC

Aree Rete Natura 2000

 SIC-ZSC ITA090013 "Saline di Priolo"
 SIC-ZSC ITA090012 "Grotta Palombara"
 SIC-ZSC ITA090020 "Monti Climiti"

Altre aree naturali protette

 EUAP1099 "Riserva naturale orientata Saline di Priolo"
 EUAP1120 "Riserva naturale integrale Grotta Palombara"

Come visibile dalla figura l'impianto IGCC non interferisce con alcun sito appartenente a Rete Natura 2000 né con aree naturali protette.

L'impianto IGCC di Priolo Gargallo ricade nei confini del bacino idrografico n. 092 "Area territoriale tra il Bacino del Fiume San Leonardo e il Bacino del fiume Anapo" il cui PAI è stato approvato con DPR n. 313 del 26/05/2006 e successivamente aggiornato con:

- DPR n.516 del 26/10/2012, relativamente ai territori dei Comuni di Melilli e Siracusa;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- n.511/Serv.5/S.G. del 17/11/2015, relativamente ai territori dei Comuni di Augusta e Siracusa;
- DPR n.237/Serv.4/S.G. del 05/06/2017 relativamente al Comune di Melilli.

Inoltre, al fine di individuare correttamente le aree soggette al fenomeno di erosione costiera, il PAI suddivide l'intera costa siciliana in 21 Unità Fisiografiche per le quali sono state identificate le zone a diversa criticità.

Dalla cartografia allegata al PAI relativa all'area territoriale tra il Bacino del Fiume San Leonardo e il Bacino del fiume Anapo, nella quale, oltre ai tematismi relativi alla litologia e all'uso del suolo, sono rappresentate le condizioni di pericolosità e rischio idraulico e geomorfologico identificate sul territorio del bacino idrografico, emerge che l'area in cui è localizzato l'impianto IGCC non è interessata da fenomeni franosi, né da pericolosità e rischio geomorfologico né da pericolosità idraulica per fenomeni di esondazione, così come individuati dal Piano stesso.

Rumore

La zonizzazione acustica del Comune di Priolo Gargallo è stata approvata con Deliberazione comunale n. 320 del 20/08/1998. Il territorio comunale è stato suddiviso in sei classi per i quali sono applicati i valori limite di emissione, immissione, i valori di attenzione e i valori di qualità di cui al DPCM 14/11/1997.

In particolare, l'area su cui sorge l'impianto IGCC della Società Lukoil/ISAB s.r.l. è classificato in Classe VI – Aree esclusivamente industriali, per la quale valgono i limiti di seguito riportati:

Classe di destinazione d'uso del territorio	Valori limiti assoluti di emissione – Leq in dB(A)		Valori limiti assoluti di immissione – Leq in dB(A)	
	Tempo di riferimento diurno (06:00 – 22:00)	Tempo di riferimento notturno (22:00 – 06:00)	Tempo di riferimento diurno (06:00 – 22:00)	Tempo di riferimento notturno (22:00 – 06:00)
Classe VI	65	65	70	70



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

5 DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Il Complesso IGCC ha lo scopo di produrre energia elettrica, idrogeno e vapore sfruttando i residui pesanti derivanti dai processi di raffinazione condotti nella Raffineria Isab. Mediante il processo di gassificazione l'asfalto non utilizzabile tal quale come combustibile, a causa dell'elevato contenuto di zolfo, metalli pesanti e idrocarburi naftenici, viene trasformato in gas di sintesi (syngas), combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (gas costituito da CO e H₂), che viene impiegato nello stesso Complesso IGCC per alimentare le turbine a gas del ciclo combinato per la produzione di energia elettrica.

I prodotti ottenuti dal Complesso IGCC sono:

- energia elettrica, mediante cogenerazione;
- gas di sintesi ("syngas"), da cui a sua volta è possibile ottenere idrogeno;
- concentrato di vanadio;
- zolfo.

La gassificazione dell'asfalto avviene in un reattore, in presenza di ossigeno e di vapore ad alta pressione. Il vapore ha la funzione sia di atomizzazione sia di moderazione della temperatura di fiamma. Il vapore inoltre partecipa alla reazione reagendo con gli idrocarburi per formare CO e H₂.

La tecnologia utilizzata è licenziata dalla Air Products. Il syngas, purificato dalle ceneri e dal carbone, lavato dall'H₂S (idrogeno solforato) e COS (solfuro di carbonile), viene suddiviso in due frazioni inviate al ciclo combinato:

- la prima frazione (circa 85% della totalità) prima di essere inviata alle turbine a gas, dove brucia nelle camere di combustione con aria, viene saturata con acqua ad una concentrazione intorno al 37% vol (gas combustibile umido, "*wet syngas*"), raggiungendo un potere calorifico di circa 2.000 kcal/kg, allo scopo di limitare la formazione di NO_x (ossidi di azoto);
- la restante parte di syngas (gas combustibile secco, "*dry syngas*") viene inviata alla sezione di post-combustione della caldaia a recupero per un ulteriore recupero del calore disponibile attraverso la combustione. In funzione delle esigenze, una marginale quantità di syngas può essere spillata ed inviata all'impianto 3800 per la produzione di H₂ e offgas. L'offgas viene alimentato alla post combustione del ciclo combinato insieme al dry syngas.

I fumi caldi di combustione sono utilizzati per produrre vapore che espandendosi in una turbina a vapore ad estrazione e condensazione permette la produzione di ulteriore energia elettrica.

Le unità di Gassificazione e di Ciclo Combinato sono connesse termicamente mediante scambio di vapore, acqua di alimentazione caldaia e condensato al fine di migliorare l'efficienza.

L'unità a Ciclo Combinato (Unità 4000 di seguito descritta) è costituita da due treni (CCU1 e CCU2) ciascuno costituito da una turbina a gas, una caldaia a recupero e una turbina a vapore per un totale di circa 570 MWe di potenza elettrica.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

La turbina a gas e la sezione di postcombustione HRSG dei cicli combinati CCU1 e CCU2 possono essere alimentate con syngas, come sopra descritto, o con gas naturale. Tali assetti sono tra loro alternativi e reversibili e la scelta di marciare con una delle due configurazioni è dettata essenzialmente dalle esigenze del mercato elettrico e del mercato dei prodotti raffinati.

L'impianto IGCC è progettato per una carica normale di 132 t/h di asfalto, o 120 t/h di olio combustibile ad alto tenore di zolfo (ATZ). È prevista inoltre la possibilità di impiegare cariche alternative costituite da:

- residuo Vacuum Visbreaker;
- residuo atmosferico Visbreaker;
- residuo di virgin vacuum.

Viene di seguito riportata una breve descrizione delle unità di processo e delle unità ausiliarie che compongono l'installazione in esame.

5.1 Descrizione delle Unità di Processo

Unità 3100: gassificazione

L'Unità di Gassificazione (Unità 3100), costituita da due linee parallele (linee 3100-1 e 3100-2) al 50%, riceve la carica che reagisce con ossigeno (fornito dall'impianto di produzione confinante di proprietà Air Liquide) e vapore all'interno di due reattori ad ossidazione parziale ad alta pressione, producendo syngas.

La carica in ingresso è costituita da:

- asfalto dalla Raffineria Isab (Unità 3000);
- carica alternativa non commerciale dalla Raffineria Isab;
- residuo ("soot") recuperato in uscita dall'Unità 3200.

L'Unità 3100 è inoltre in grado di trattare diversi residui di Raffineria (cariche alternative):

- Vacuum Visbreaker Residue (VVR);
- Visbreaker Atmospheric Residue (VAR);
- Virgin Vacuum Residue (Virg. VR).

La carica viene in una prima fase premiscelata con il residuo (soot) proveniente dall'Unità 3200 (Unità di Recupero Carbonio) all'interno del serbatoio D101. La carica ottenuta (charge oil) viene addizionata con vapore ad alta pressione (HP) ed entra nei gassificatori R101/1 ed R101/2, in parallelo. I gassificatori sono costituiti da una sezione superiore di reazione rivestita di materiale refrattario e da una sezione inferiore di raffreddamento contenente acqua.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

La reazione di gassificazione è non catalitica e genera calore (reazione esotermica) con una temperatura in uscita dalla sezione di reazione che varia dai 1200°C ai 1450°C.

Il syngas prodotto viene lavato con un flusso di acqua all'interno di 2 torri di lavaggio T101/1 e T101/2 in un contatto a tre fasi al fine di eliminare la soot contenuta nel syngas. La soluzione di lavaggio utilizzata è recuperata dall'Unità 3200.

Il vapore di saturazione contenuto nel syngas in uscita dagli scrubbers viene condensato nell'unità a valle (3300) per recuperare calore (produzione di vapore) e la condensa così recuperata viene riciclata agli scrubbers.

In uscita dall'Unità 3100 si hanno 2 flussi:

syngas, inviato all'Unità 3300 (Recupero Termico);

acqua nera ("soot water"), contenente un residuo ("soot") a base di carbonio e metalli, inviata all'Unità 3200.

Il syngas grezzo a sua volta è costituito da:

- monossido di carbonio, idrogeno, anidride carbonica e vapore acqueo;
- idrogeno solforato e tracce di solfuro di carbonile che derivano dalla reazione dello zolfo contenuto nella carica;
- metano, che in minima parte si forma nella reazione di combustione parziale;
- argon, presente in tracce nell'ossidante che non reagisce;
- tracce di ammoniaca e cianuro, come prodotti di reazione dell'azoto presente nell'asfalto.

L'Unità 3100 è dotata di un serbatoio per la raccolta di olio D108: da qui l'olio raccolto viene inviato al D107 e successivamente inviato in Raffineria.

La portata della carica (charge oil) in ingresso all'Unità 3100 è pari a 132 t/h.

Unità 3200: recupero carbonio

L'Unità 3200 ha la funzione di recuperare il residuo (soot) dalla soot water, proveniente dal fondo del gassificatore dell'Unità 3100, mediante estrazione con nafta e successivo ricontatto con la fresh oil. La soot water viene miscelata con nafta all'interno di due serbatoi D101/1 e D101/2, posti in parallelo. Dalla miscelazione si ottengono due fasi:

- una miscela di nafta e incombusti (soot nafta);
- un flusso di acqua mista a cenere (greywater).

La soot nafta, ricontattata a valle con il fresh oil, viene inviata all'interno della torre di strippaggio T101, previo riscaldamento negli E105 con hot oil. Dalla T101 si ottengono:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- nafta, che viene recuperata in testa alla sezione, previo passaggio attraverso il serbatoio D105, in cui viene integrata una quota di nafta proveniente dai serbatoi D108 A/B;
- charge oil, costituito da soot recuperato e fresh oil, recuperato di fondo e alimentato come carica all'Unità 3100.

La grey water, che si separa nei D102, viene in parte riciclata nell'Unità 3100 ed in parte trattata come refluo per tenere sotto controllo la quantità di cenere e metalli. Il trattamento della grey water non riciclata avviene nell'Unità di Recupero Metalli (Unità 3400).

Infine, l'Unità 3200 genera un flusso di gas contenente tracce di composti acidi (sour gas) che si separa dalla soot water all'interno di due separatori (D102/1 e D102/2). Il sour gas prodotto è inviato ad una colonna di lavaggio amminico in Unità 4810 e da qui inviata come gas combustibile (offgas) al forno Hot Oil (Unità 3010).

L'Unità 3200 è in grado di funzionare per un carico compreso fra il 25% ed il 100% della capacità di progetto dell'Unità 3100.

Unità 3300: espansione e saturazione gas di sintesi

L'Unità 3300 è composta da due sezioni distinte con funzioni differenti:

- sezione di recupero termico e idrolisi, che ha lo scopo di recuperare il calore dal syngas e di rimuovere il solfuro di carbonile (COS);
- sezione di espansione e saturazione.

Le due sezioni sono fisicamente separate l'una dall'altra ed il syngas in uscita dalla prima sezione passa attraverso l'Unità 3500 prima di entrare nella seconda sezione.

Il syngas così purificato dallo zolfo ed umidificato è mandato all'Unità 4000 (Ciclo Combinato).

L'Unità 3300 tratta 754,5 t/h (100% di gas lavato) di syngas. L'Unità è in grado di funzionare fino ad una capacità minima pari al 35% della capacità nominale di progetto.

In particolare, nella sezione di recupero termico e idrolisi il syngas, proveniente dall'Unità 3100, viene suddiviso in due treni paralleli. In ciascun treno, circa il 50% del syngas saturo è sottoposto a tre stadi di raffreddamento all'interno di scambiatori calore e relativa rimozione del condensato dal syngas all'interno di separatori. Il syngas viene inviato poi al reattore R101/1 (ed R101/2 per il secondo treno) dove, per idrolisi, il COS viene allontanato dal syngas sotto forma di H₂S.

Prima della reazione, il syngas subisce i seguenti pretrattamenti:

- riscaldamento, per evitare che l'acqua di reazione condensi e danneggi in maniera irreversibile il catalizzatore a base di allumina, in due 2 serie di scambiatori;
- trattenimento di impurezze all'interno del reattore di guardia (R102/1) che protegge R101/1 da eventuali trascinalamenti di soot.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Il syngas entra in R101/1 ad una temperatura compresa tra 220°C e 245°C (a fine vita catalizzatore).

Per evitare la condensazione di acqua sul catalizzatore dei reattori R101/1 e 2 ed R102/1 e 2, è necessario riscaldarli in avviamento a 220°C con azoto; per lo stesso motivo in fermata è necessario, mentre i reattori sono caldi, inviare a torcia (Unità 4200) il syngas in essi contenuto, sostituirlo con azoto e poi raffreddarli.

Nella seconda fase il syngas idrolizzato in uscita da R101/1 viene raffreddato in 2 stadi:

- nello scambiatore E104/1 con il syngas in entrata al reattore;
- nello scambiatore E106/1 con l'acqua calda circolante pompata dal fondo dell'umidificatore T101 della sezione espansione e saturazione, fino ad una temperatura di 150°C. Il condensato che si genera viene separato nel separatore D104/1.

Da qui in poi i due treni di syngas si riuniscono in un solo treno che passa attraverso i seguenti stadi:

- recupero calore nello scambiatore con acqua demineralizzata E107, in cui il calore viene ulteriormente recuperato per scaldare l'acqua demineralizzata di reintegro all'umidificatore T101 (vedi sezione di espansione e saturazione);
- separazione del condensato dalla corrente di syngas nel separatore D105; da qui il syngas esce a 122-126°C;
- recupero calore nello scambiatore E108A/B/C, dove il syngas è raffreddato a circa 58°C cedendo calore alla condensa fredda proveniente dall'Unità 4000;
- raffreddamento finale del syngas alla temperatura di 38°C, temperatura richiesta per l'alimentazione all'Unità 3500 (Unità di Rimozione Gas Acido), mediante acqua di raffreddamento nello scambiatore E110;
- separazione del condensato nel separatore D106.

A monte dello scambiatore E108 è iniettata acqua demineralizzata proveniente dall'Unità 3100 allo scopo di impedire la deposizione di sali di ammonio e per minimizzare la quantità di ammoniaca che rimane nel syngas dopo il raffreddamento a 38 °C.

A seguito di ciascuno stadio di raffreddamento, dal syngas si separano condense calde, che seguono due flussi diversi:

- le condense dai D101, D102, D103, D104 e D105 vengono raccolte nell'accumulatore di condensa D108, nel quale arriva anche la condensa strippata di reintegro proveniente dall'Unità 4810. Da qui la condensa calda, avente una temperatura compresa tra 186°C e 197°C, viene inviata ai syngas scrubbers dell'Unità 3100 (T101/1 e 2);
- la condensa da D106, viene inviata all'Unità 4810 dove verrà strippata dall'ammoniaca e dall'idrogeno solforato.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Nella sezione di espansione e saturazione il syngas, dopo essere stato purificato da H₂S nell'Unità 3500, entra nella seconda sezione dell'Unità 3300 a circa 41°C per subire i seguenti trattamenti:

- riscaldamento a 125°C nello scambiatore E111 alimentato con vapore a bassa pressione (LP) proveniente dallo scambiatore E102/1;
- espansione a 22 bar in EX101; da qui, il syngas viene diviso in due aliquote:
- una parte viene inviata nell'umidificatore T101. Il syngas umidificato (wet syngas) è infine inviato alle turbine a gas della Unità 4000. L'acqua aggiunta al syngas ha lo scopo di minimizzare la formazione degli NO_x nella turbina a gas;
- la quota di syngas in eccedenza alla capacità delle turbine a gas viene alimentata senza essere umidificata (dry syngas) in parte al post-combustore della caldaia a recupero (HRSG) nell'Unità 4000 e, in minima parte, all'Unità 3700 per la reazione di riduzione del tail gas proveniente dalla 3600.

Il calore necessario per l'umidificazione viene recuperato raffreddando il syngas con acqua che dal fondo dell'umidificatore T101 viene inviata agli scambiatori E106 ed E103 (vedi sezione recupero termico), dove viene riscaldata da 125-132°C a 182-183°C.

Nei casi in cui il calore richiesto dall'umidificatore T101 sia inferiore a quello recuperato dal syngas è previsto l'inserimento di un ventilatore ad aria E114 che dissipa il calore in eccesso.

Come acqua di reintegro per l'umidificatore viene utilizzata acqua demineralizzata proveniente dall'Unità 4710 che arriva nel serbatoio D109 riscaldata dal syngas nello scambiatore E107.

Una piccola portata di acqua (sour water) viene spurgata in continuo dal fondo dell'umidificatore T101 ed inviata all'Unità 4810 per tenere sotto controllo l'accumulo di sali nel circuito di acqua calda dell'umidificatore.

Il wet syngas in uscita dalla testa della T101 a 167-170°C viene nell'ordine:

- inviato al D107 dove eventuali trascinalimenti di acqua vengono abbattuti;
- surriscaldato nello scambiatore E112, che utilizza vapore a media pressione;
- inviato all'Unità 4000.

Unità 3400: recupero metalli

L'Unità 3400 tratta lo spurgo proveniente dall'Unità 3200 (Recupero di Carbone e Riciclo), rimuovendo da tale affluente i metalli pesanti, i cianuri e le ceneri mediante i seguenti trattamenti:

- raffreddamento;
- correzione del pH ed addizione di reagenti chimici per la precipitazione dei cianuri e dei metalli pesanti (trattamento chimico-fisico);



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- flocculazione;
- sedimentazione;
- essiccamento meccanico del fango sedimentato con generazione di un residuo (“torta”) ricca di metalli pesanti.

L’Unità 3400 tratta 83 t/h di greywater proveniente dall’Unità 3200 (caso di marcia con carica asfalto).

La greywater proveniente dallo spurgo dell’Unità 3200 ad una temperatura di circa 141°C viene raffreddata nello scambiatore di calore E102, alimentato a condensato freddo, proveniente dall’Unità 5900, fino a circa 90°C. L’acqua di processo attraversa poi lo scambiatore di calore E103, riscaldato con vapore LP, che riscalda l’acqua fino alla temperatura richiesta.

Dopo lo scambiatore E103, l’acqua viene convogliata nel recipiente D101 in cui è miscelata con soda caustica al 10 % (proveniente dall’Unità 4800), dosata in continuo, per innalzare il pH fino a 8,5 – 9,5, valore necessario per la precipitazione dei metalli.

Dal D101 l’acqua è convogliata per gravità al recipiente D102 in cui viene addizionato un polielettrolita anionico (preparato nello stesso impianto), dosato anch’esso in continuo. Il dosaggio dei reagenti avviene tramite un controllore di rapporto tra la portata della sostanza chimica con la portata di acqua entrante in D101.

Di seguito, il contenuto del D102 viene convogliato attraverso due linee, ancora per gravità, a due sedimentatori statici D103 A/B, in cui avviene la separazione tra solido e liquido.

Per prevenire il rilascio di ammoniaca presente nell’acqua (la temperatura dell’acqua è di 90 °C), i recipienti D101, D102, D103 A e B, sono tenuti ad una pressione di azoto di 2,7 barg.

Nel caso di un’alimentazione in eccesso di greywater all’Unità 3400, una parte di essa è spurgata come sour water all’Unità 4800 (Pretrattamento acque).

Dopo sedimentazione dell’acqua di processo si separano 2 flussi:

- acqua chiarificata, contenente ammoniaca, che viene inviata all’Unità 4800 per essere ulteriormente trattata;
- fango, con una concentrazione di solidi sospesi variabile tra 1,5 – 5% in peso, che viene convogliato al serbatoio TK107 per uno stoccaggio temporaneo. La sedimentazione dei solidi nel serbatoio è evitata tenendo in agitazione il fango.

Anche il serbatoio viene leggermente pressurizzato con azoto a causa della presenza di ammoniaca.

Dal TK107 il fango viene pompato ai filtri pressa da dove si ottiene una “torta” costituita essenzialmente da vanadio, nichel e ferro. La “torta” viene quindi lavata con acqua di processo proveniente dall’Unità 4800 e quindi scaricata dal filtro operativo dentro un container posto al di sotto del filtro stesso e da qui inviata all’Unità 5100 (stoccaggio e carica fanghi compressi).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Il filtrato e l'acqua di lavaggio sono scaricati dentro al recipiente di raccolta D104, anch'esso sotto pressione di azoto, da dove vengono pompati al serbatoio TK101.

L'Unità 3400 utilizza azoto per i seguenti scopi:

- gas di polmonazione del serbatoio TK101;
- per mantenere in pressione i recipienti D101, D102, D103 A e B;
- per controllavare i filtri FIL101;
- per tenere in pressione tutte le apparecchiature contenenti ammoniacca.

Da tutte queste apparecchiature l'azoto viene convogliato alla scrubber 3400 T101 e dopo lavaggio con acqua inviato al camino.

Unità 3500: recupero gas acido

L'Unità 3500 ha la funzione di rimuovere il gas acido dal syngas raffreddato proveniente dalla sezione di recupero termico dell'Unità 3300. L'Unità 3500 è divisa a sua volta in due sezioni:

- prima sezione, ad alta pressione, in cui il syngas, dopo essere stato separato dallo zolfo sotto forma di H_2S , viene alimentato alla sezione di espansione e saturazione dell'Unità 3300. In tale sezione il syngas in entrata è alimentato al fondo della torre di assorbimento T101, in cui viene lavato in controcorrente con una soluzione in acqua al 50% in peso di MDEA. L'assorbitore è una colonna con 10 piatti a valvole. La MDEA reagisce direttamente e rapidamente con l' H_2S , mentre reagisce molto più lentamente con la CO_2 (circa il 20% della CO_2 contenuta nel syngas viene assorbita dal solvente amminico). La MDEA non è in grado di assorbire la COS (solo circa il 5-10% della COS in entrata all'assorbitore viene assorbita). Il gas purificato lascia la testa del T101, passa attraverso il serbatoio D101 da cui si separa la condensa che viene riciclata in T101 e il syngas, che viene inviato all'Unità 3300;
- seconda sezione, a bassa pressione, in cui viene rigenerata la soluzione amminica utilizzata per la rimozione di H_2S . In tale sezione la soluzione di MDEA ricca di H_2S e CO_2 in uscita da T101 viene inviata ad accumulo (nel serbatoio D102, da cui si libera una piccola quantità di gas (sour gas, costituito essenzialmente da CO_2), che viene inviata all'Unità 3600 insieme alla corrente principale di gas acidi proveniente dalla testa del rigeneratore della MDEA T102), a preriscaldamento nello scambiatore E102 A/B (riscaldato con il flusso di MDEA in uscita dai ribollitori E105 A e B), e a rigenerazione della MDEA nella colonna T102. Tale colonna è divisa in due parti: una parte inferiore in cui la H_2S e la CO_2 vengono strippate per mezzo del vapore generato in due ribollitori, E105 A/B, riscaldati con vapore a bassa pressione, e una parte superiore, in cui il vapore di strippaggio, contenente tutta la CO_2 e l' H_2S strippata dalla soluzione amminica, viene raffreddato e condensato. Il raffreddamento è ottenuto con acqua alimentata in testa alla sezione dopo essere stata raffreddata negli scambiatori E103 ed E104 A/B. Il prodotto di testa della T102 è il gas acido che costituisce l'alimentazione dell'Unità 3600. Il prodotto di coda è la MDEA che deve essere rigenerata per un suo riutilizzo. Il processo di rigenerazione prevede nell'ordine:
 - invio ai ribollitori E105 A/B;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- raffreddamento fino a circa 70°C all'interno dello scambiatore E102 A/B,
- raffreddamento fino a 38°C all'interno dello scambiatore E101 A/B filtrazione del 10% circa del solvente in tre stadi: filtro meccanico (FIL101), filtro a carboni attivi (FIL102) ed infine in un altro filtro meccanico (FIL103).

La MDEA così rigenerata è inviata al T101 per un nuovo ciclo di estrazione dei gas acidi.

L'ammoniaca presente nel syngas, dopo essere stata strippata nella colonna T102, tende ad accumularsi nella sezione alta di questa colonna in quanto la temperatura di testa è troppo bassa da permettere all'ammoniaca di uscire insieme al gas acido. Per rimuovere l'ammoniaca è presente una torre di strippaggio (T103) in cui l'acqua condensata nella sezione alta della T102 è strippata con vapore. L'off-gas di strippaggio, contenente ammoniaca, CO₂ ed H₂S, viene in parte riciclato nella sezione alta della T102 ed in parte inviato all'Unità 3700. Il condensato pompato dal fondo di T103 viene in parte inviato nuovamente alla sezione bassa del T102 ed in parte inviato all'Unità di pretrattamento dei reflui (Unità 4800, scarico non costante).

Per la rimozione dell'H₂S viene utilizzata una soluzione acquosa al 50% in peso di metildietanolammina (MDEA), in grado di assorbire selettivamente l'H₂S minimizzando l'assorbimento di CO₂. Ridurre al minimo l'assorbimento della CO₂ ha due vantaggi:

- la CO₂ che rimane nel syngas è un inerte che riduce la formazione di NO_x nella turbina a gas;
- la CO₂ che viene assorbita dal solvente viene inviata insieme all'H₂S all'Unità 3600 per il recupero dello zolfo; a una minore quantità di CO₂ assorbita corrisponde una maggiore concentrazione dell'H₂S nell'alimentazione all'Unità 3600, con un più maggiore recupero dello zolfo.

L'Unità 3500 è dotata di due serbatoi per lo stoccaggio della MDEA, TK101 A/B; ognuno di questi serbatoi è in grado di contenere l'intera quantità di solvente presente.

L'Unità 3500 tratta 313 t/h di syngas proveniente dall'Unità 3300.

L'unità è in grado di funzionare per lunghi periodi fino ad un minimo pari al 35% della capacità nominale di progetto.

Unità 3600: recupero zolfo

L'Unità 3600 tratta le seguenti correnti principali:

- sour gas proveniente dalle sezioni di rigenerazione dell'Unità 3500 (rimozione gas acido);
- off-gas proveniente dall'unità 4800 (pretrattamento reflui);
- off-gas dall'Unità 4810 (strippaggio acque reflue).

Inoltre, vengono trattate le seguenti correnti minori:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- gas acido riciclato proveniente dall'Unità 3700;
- gas acido riciclato proveniente dall'Unità 4200 (torcia).

L'Unità 3600 tratta 12 t/h di sour gas e produce da 4 a 8 t/h di zolfo liquido, in funzione del tenore di zolfo contenuto nell'asfalto.

Il sour gas da trattare attraversa i seguenti passaggi:

- serbatoio D101 di separazione del liquido residuo; il liquido raccolto viene inviato all'Unità 4810;
- riscaldamento, all'interno di E101;
- combustione, all'interno del forno F101, con quantità d'aria substechiometrica. Nel corso della combustione, l'H₂S presente nel gas acido è convertito a diossido di zolfo.

L'off-gas, attraverso due scambiatori in serie (E102 ed E104) è raffreddato per far condensare i vapori di zolfo. Il calore ceduto è utilizzato per generare vapore di media pressione saturo MS (in E102/1) e vapore di bassa pressione LS (in E104).

Il gas di processo raffreddato viene in seguito inviato ad un ciclo di 2 reattori R101 ed R102, posti in serie, in cui i composti solforati residui vengono convertiti in zolfo (reazione Claus). Tali composti si separano dalla corrente gassosa per raffreddamento all'interno dei condensatori E105 ed E107 a valle.

Il calore sottratto dai condensatori è utilizzato per produrre vapore a bassa pressione (LP) ed a bassissima pressione (LS), che viene utilizzato per riscaldare il gas in ingresso ai reattori R101/1 e 2.

La reazione Claus è essenzialmente esotermica. I reattori sono provvisti di catalizzatore a base di allumina per aumentare la conversione a zolfo elementare. Il gas di coda, privo di tutti i trascinamenti di liquido, è inviato all'Unità 3700. Lo zolfo liquido passa attraverso linee incamiciate riscaldate a vapore, che terminano con apposite estremità immerse nel liquido stesso, in un apposito serbatoio di degasaggio TK101. Da qui lo zolfo liquido è raffreddato ed inviato a stoccaggio (Unità 3900).

Unità 3700: trattamento del gas di coda ("tail gas")

Scopo dell'Unità 3700 è quello di convertire i composti dello zolfo presenti nel gas di coda (tail gas) in H₂S che viene successivamente separato e quasi totalmente riciclato all'Unità 3600. La funzione di questa unità è pertanto quella di diminuire il tenore totale di composti solforati emessi in atmosfera.

L'Unità 3700 include le seguenti sezioni:

- idrogenazione per convertire lo zolfo residuo, gli ossidi di zolfo ed il COS in H₂S;
- rimozione dell'H₂S altamente selettiva basata sull'uso di solventi selettivi, e recupero del gas all'Unità 3600;
- incenerimento dei fumi desolforati.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

L'Unità 3700 tratta 15,8 t/h di tail gas proveniente da ciascun treno di recupero zolfo.

Il tail gas viene inviato al forno F101 (tail gas heater burner), per essere riscaldato alla temperatura necessaria alla reazione che avviene nel reattore di riduzione R101. Il F101 utilizza metano come gas combustibile (eccezionalmente anche syngas). L'aria di combustione è fornita dai ventilatori dell'Unità 3600.

Da F101 il tail gas passa nel reattore di riduzione R101 dove avviene la conversione dei composti solforati in H₂S. Le reazioni (esotermiche) provocano un innalzamento della temperatura dei prodotti di reazione, ed il gas in uscita da R101 è raffreddato con acqua nello scambiatore E101 con produzione di vapore a bassa pressione che viene immesso nel collettore a bassa pressione (LS).

Il gas in uscita da E101 va in una torre di quench T101 che ha lo scopo di abbattere e rimuovere dal sistema, l'acqua di reazione che si forma nel processo che altrimenti andrebbe a diluire la soluzione amminica utilizzata nella successiva colonna di rimozione H₂S dal gas. L'acqua così rimossa dalla colonna T101 viene inviata all'unità 3200 nei D102 1/2.

Nella T102 il tail gas viene messo in contatto con una soluzione acquosa di MDEA al 50 % allo scopo di rimuovere l'H₂S. Si ottengono i seguenti prodotti:

- soluzione ricca in H₂S e CO₂ (rich solution), dal fondo;
- gas trattato (treated gas), in testa.

La rich solution viene inviata allo scambiatore di calore E107 per essere preriscaldata prima di entrare nella colonna di rigenerazione della MDEA (T103). Il riscaldamento avviene utilizzando come fluido caldo la soluzione povera (lean solution) proveniente dal fondo della T103. Alla T103 confluisce l'ammina ricca prodotta dalla 3700-T102 e l'ammina ricca prodotta dalla 4810-T201.

All'interno della T103 avviene la rimozione dell'H₂S e della CO₂ legata chimicamente alla MDEA per riscaldamento. Il calore necessario viene fornito dal ribollitore E106 che utilizza vapore a bassa pressione (LP). Dal fondo dell'E106 esce la lean solution.

Dalla T103 si ottengono i seguenti flussi:

- gas acido, dalla testa, che viene riciclato all'Unità 3600 previo raffreddamento con aria, per separare la condensa;
- lean solution, dal fondo, che viene recuperata alla 3700-T102 e alla 4810-T201 previo doppio raffreddamento in due stadi (con la rich solution in E107 e con acqua mare in E104).

L'Unità 3700 è infine dotata dei seguenti serbatoi:

- TK101 per la raccolta degli spurghi della soluzione di MDEA, collegato al collettore di torcia;
- TK102 per lo stoccaggio della soluzione di MDEA, con valvola di respirazione.

Dal treated gas vengono rimossi gli eventuali trascinalenti ed il gas addolcito viene inviato alla post combustione (F103) dove le ultime tracce di composti solforati vengono trasformati in SO₂. La



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

temperatura operativa all'interno del post combustore viene garantita dalla combustione del fuel gas alimentato dal serbatoio D105 che a sua volta lo riceve dalla rete Snam. L'aria di combustione è fornita da appositi ventilatori ad aria.

I fumi caldi risultanti dal combustore passano attraverso la caldaia E108 in cui il calore viene recuperato generando vapore ad alta pressione. Il flue gas che esce dalla caldaia è infine aspirato da ventilatori ed inviato al camino.

Unità 3800: produzione di idrogeno

L'unità ha lo scopo di produrre idrogeno ad alta purezza pari a 99,5%vol con una portata di 20.104 Nm³/h destinata a integrare la rete idrogeno della raffineria Isab. La corrente di gas lavato in uscita dall'impianto 3500 viene suddivisa in due correnti di uguale portata: una inviata direttamente all'impianto 3300 ed una inviata all'impianto idrogeno.

La corrente di syngas viene inizialmente purificata passando attraverso una batteria di membrane selettive 3800-PK102 che ne arricchiscono la concentrazione al 64%vol di idrogeno (Permeato). La rimanente corrente non filtrata (Non Permeato) si miscela alla corrente in carica all'impianto 3300.

Il permeato viene ulteriormente arricchito in idrogeno fino al 99,5%vol attraverso dei setacci molecolari contenuti nel 3800-PK103 o PSA (Pressure Swing Adsorber). Dal PK103 vengono prodotte due correnti: una di idrogeno al 99,5% ed una corrente di offgas principalmente costituita da CO e H₂ che viene alimentata alla post combustione dei cicli combinati (U4000).

Unità 3900: stoccaggio e carica dello zolfo liquido

Questa unità ha lo scopo di stoccare lo zolfo liquido prodotto nell'Unità 3600, mantenerlo liquido previo riscaldamento con vapore e trasferirlo, quando richiesto, ai bracci di caricamento delle autobotti. L'Unità 3900 consta di 2 serbatoi da 1300 m³ ciascuno.

L'unità è progettata per stoccare un volume massimo di 2.600 m³, con una portata massima in ingresso di zolfo liquido di 8 t/h.

Per evitare la solidificazione dello zolfo all'interno dei serbatoi, la linea è riscaldata con vapore; inoltre per mantenere lo zolfo stoccato alla temperatura richiesta, ogni serbatoio è provvisto di trasmettitore di temperatura e di valvola di regolazione vapore.

Il vapore a bassa pressione (LP) è erogato nelle serpentine adagiate sul fondo, nel pozzetto centrale, alle pareti dei serbatoi e sopra il tetto dei serbatoi, allo scopo di evitare incrostazioni di zolfo solido. Il mantello ed il tetto dei serbatoi sono coibentati. Per ragioni di sicurezza, i serbatoi sono dotati di 3 sfiati riscaldati con vapore e 4 dischi di rottura ingresso vapore.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Circa 15 m³/h di zolfo liquefatto sono trasferiti ai bracci di caricamento delle autobotti da 2 pompe. Sulla mandata delle pompe è previsto un ricircolo manuale dello zolfo ai serbatoi, quando il caricamento non è in corso.

Ciascun braccio di carica è provvisto di:

- messa a terra dell'autobotte, a cui è legato il consenso per l'avvio dell'operazione di caricamento;
- protezione contro il trabocco a mezzo di alto livello autobotte;
- pulsante di arresto di emergenza, locale ed a DCS;
- sensori di H₂S e SO₂ per il rilevamento di inquinamento da H₂S e SO₂.

I drenaggi di zolfo liquido dalle pompe di caricamento autobotti sono inviati ad una vasca di raccolta (S101) da cui sono ripresi e rinviati ai serbatoi di stoccaggio TK101A/B. In caso di manutenzione lo zolfo liquido è drenato dalle linee ed è raccolto in un pozzetto di slop (D101). Le linee di raccolta dei drenaggi ed il pozzetto di slop sono riscaldati con vapore.

Unità 4000: ciclo combinato

Il syngas prodotto nell'Unità 3100, purificato dalle ceneri e dal carbone (Unità 3200), lavato dall'H₂S e COS (Unità 3300 e 3500), è utilizzato per la produzione di energia elettrica e termica nell'Unità 4000 (Cogenerazione a Ciclo Combinato).

L'Unità 4000 è composta da due treni gemelli (treno 1-CCU1 e treno 2-CCU2), ciascuno composto da una turbina a gas (che può essere alimentata a gas naturale o syngas), un generatore di vapore a recupero (HRSG), alimentato dai gas di scarico della turbina a gas e munito di un sistema di post-combustione alimentato a syngas/gas naturale/offgas, da una turbina a vapore, alimentata dal vapore prodotto dalla caldaia e da un sistema SCR. La corrente di offgas proviene dall'impianto idrogeno Unità 3800.

In particolare, il syngas giunge all'Unità 4000 suddiviso in due frazioni:

- gas combustibile umido ("wet syngas"), che viene fatto espandere, previa reazione di combustione, all'interno delle turbine a gas per recuperare energia;
- gas combustibile secco ("dry syngas"), che viene inviato alla sezione di postcombustione delle due caldaie per un ulteriore recupero del calore disponibile attraverso la combustione.

I fumi caldi così ottenuti forniscono calore utilizzato per produrre vapore che, espandendosi nelle turbine a vapore ad estrazione e condensazione, permette la produzione di ulteriore energia elettrica.

A seguito della modifica non sostanziale di AIA assentita con prot. DVA-00-2015-7480 del 17/03/2015, sul treno CCU1 sono stati implementati gli interventi (consistenti sostanzialmente nella sostituzione dei 16 bruciatori della turbina) per permettere l'utilizzo di gas naturale come combustibile alternativo al syngas per l'alimentazione di turbogas e postcombustione HRSG.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Nell'ambito del presente riesame con documentazione integrativa trasmessa con nota prot. ISAB/130 del 28/02/2020 il Gestore chiede anche per il treno CCU2 la possibilità di utilizzo di gas naturale come combustibile alternativo al syngas per l'alimentazione di turbogas e postcombustione HRSG, così come già autorizzato per il treno CCU1.

Anche per il CCU2, così come avviene per il CCU1, sarà possibile passare dall'assetto con alimentazione "a gas naturale" all'assetto oggi autorizzato con alimentazione "a syngas" e viceversa essenzialmente sostituendo la tipologia dei bruciatori della turbina a gas. In ciascun assetto l'alimentazione sarà, alternativamente, 100% gas naturale o 100% syngas; non è possibile un'alimentazione "mista". La scelta di marciare con una delle due configurazioni sarà dettata essenzialmente dagli scenari di mercato.

Gli interventi da attuare al CCU2 dell'Unità 4000 per permettere l'utilizzo di gas naturale come combustibile alternativo al syngas per l'alimentazione di turbogas e postcombustione HRSG consistono sostanzialmente nella sostituzione dei bruciatori attualmente installati con altri bruciatori in grado di bruciare gas naturale all'interno della turbina a gas. Gli attuali 16 elementi bruciatori a syngas della turbina a gas, durante la fase di marcia con alimentazione a gas naturale, saranno sostituiti con altrettanti nuovi elementi, idonei al nuovo combustibile. Tali elementi bruciatori sono del tipo AdLowNOx, appositamente progettati per la combustione di gas naturale.

Il passaggio da una configurazione all'altra comporterà inevitabilmente una fermata del modulo 2, per procedere con la sostituzione dei bruciatori e con le opportune implementazioni sul sistema di controllo distribuito. Si prevedono circa 45 giorni lavorativi per l'esecuzione di tali attività.

Quando i cicli combinati sono alimentati a gas naturale invece che a syngas gli avviamenti e le fermate della relativa turbina a gas verranno effettuati utilizzando gas naturale invece che gasolio con tenore di zolfo inferiore allo 0,05%.

Le caldaie HRSG sono a corpo cilindrico orizzontale, con tubi a circolazione di acqua, con recupero di calore e combustione supplementare. Ciascuna caldaia è composta dalle seguenti sezioni di generazione del vapore:

- sezione di vapore ad alta pressione, inviato in parte a rete (gassificazione) ed in parte alla turbina a vapore (primo stadio);
- sezione di vapore a media pressione, inviato alla turbina a vapore (secondo stadio) o alla PPU;
- sezione di vapore a bassa pressione inviato alla turbina a vapore (secondo stadio) o alla PPU;

In più è presente una sezione di surriscaldamento del vapore espanso dalla turbina a vapore nella sezione ad alta pressione e, del vapore proveniente dall'area di gassificazione (U3300 e U3700). Il vapore proveniente dalla caldaia a recupero e dalla sezione postcombustione alimenta la turbina a vapore che la utilizza per produrre energia elettrica e per ulteriore generazione di vapore da utilizzare all'impianto di gassificazione.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Ogni turbina a vapore è costituita da 2 sezioni:

1. sezione ad alta pressione (HP), in cui il vapore ad alta pressione proveniente dalla caldaia a recupero si espande per poi ritornare in caldaia;
2. sezione a media/bassa/bassissima pressione (MP/BP/VLP), in cui il vapore a media pressione si espande per generare vapore a bassa e bassissima pressione da inviare in rete.

Dopo aver attraversato l'intera sezione di espansione della turbina a vapore, il vapore giunge al condensatore.

La potenza elettrica complessiva massima dell'impianto è di circa 560 MWe, così ottenuta:

- 332 MWe dalle due turbine a gas;
- 228 MWe dalle due turbine a vapore.

L'energia elettrica prodotta è completamente ceduta al GRTN. Una piccola quota dell'energia totale prodotta, è utilizzata per gli autoconsumi della centrale stessa. I consumi elettrici delle altre unità del Complesso IGCC sono soddisfatti tramite fornitura esterna (vedi Unità 4100).

L'energia termica necessaria per i processi industriali che avvengono all'interno del Complesso IGCC è in parte assicurata dal vapore prodotto dall'Unità 4000 sotto forma di:

- vapore ad alta pressione (HP), a media pressione (MP) e bassa pressione (LP) prodotti nelle caldaie a recupero attraverso i fumi di combustione,
- vapore a bassissima pressione VLP spillato dalla turbina a vapore.

Le condense che si generano a seguito dell'utilizzo del vapore negli impianti di processo vengono recuperate alla Unità 4740. Una parte del vapore prodotto viene anche esportata alla vicina Raffineria.

Unità 4800: pretrattamento delle acque di scarico

L'Unità 4800 è stata progettata per rimuovere, mediante vapore, l'ammoniaca contenuta nelle acque chiarificate uscenti dall'Unità 3400 al fine di poter scaricare le acque nel collettore fognario IAS (impianto di trattamento acqua consortile).

L'Unità 4800 esegue i seguenti trattamenti:

- correzione del pH con l'aggiunta di soda al 10% per favorire lo strippaggio della ammoniaca;
- filtrazione con filtri a sabbia/antracite;
- rimozione dell'ammoniaca;
- raffreddamento;
- correzione finale del pH.

L'Unità 4800 tratta 125,2 t/h di acqua (caso asfalto).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

L'acqua chiarificata proveniente dall'Unità 3400 è convogliata per gravità nel recipiente D101 in cui il pH viene innalzato con soda caustica (proveniente dal serbatoio TK103) continuamente dosata fino ad un valore di 10-11 per favorire lo stripping della ammoniaca.

Il recipiente D101 è tenuto ad una pressione di azoto di 2,7 barg per ridurre la possibilità di rilasci di ammoniaca presente nell'acqua alla temperatura di 90 °C.

L'acqua resa molto basica viene inviata ai filtri a sabbia e antracite FIL101 per abbattere eventuali trascinalamenti dall' Unità 3400. Dal serbatoio D102 l'acqua viene inviata alla torre di stripping T101, per lo stripping dell'ammoniaca dall'acqua. I prodotti in uscita dalla T101 sono:

- ammoniaca, in testa colonna, che viene raffreddata e condensata attraverso il ventilatore E105, e raccolta nel recipiente D103, dove avviene la separazione tra:
 - ammoniaca, in fase gassosa, che può essere inviata all'Unità 3600 (Recupero zolfo) o all'Unità 4000 (Ciclo Combinato);
 - acqua, in fase liquida, viene ricircolata in T101;
- acqua (stripped water), in fondo colonna, con un contenuto di ammoniaca tale da poter essere inviata all'unità 5000 e quindi scaricata ad IAS.

Il vapore utilizzato per stripping viene, in condizioni normali, generato nel ribollitore E101 A/B che utilizza come fluido riscaldante il vapore di bassa pressione. Per evitare la formazione di depositi incrostanti (carbonati) che potrebbero causare intasamenti dei filtri, delle pompe e dei piatti della colonna T 101, viene dosato un disperdente.

La colonna T101 è in grado di ricevere, oltre l'acqua filtrata proveniente dall'Unità 3400, l'acqua di scarico dall'Unità 3500.

L'acqua strippata è convogliata in un treno di scambiatori per ottenere una temperatura finale di 35°C. Il treno di scambiatori è costituito da:

- uno scambiatore E102, che scalda il condensato per raffreddare l'acqua fino a circa 90°C;
- un ventilatore E103, che raffredda ulteriormente l'acqua fino ad una temperatura di 58°C;
- uno scambiatore E104 A/B, che utilizza acqua di raffreddamento per ottenere la temperatura finale.

Infine l'acqua viene raccolta nel serbatoio TK101, e da qui convogliata all'Unità 5000 e da questa all'impianto IAS. Prelievi discontinui di acqua vengono effettuati per lavare il residuo contenente metalli pesanti nell'Unità 3400.

Unità 4810: stripping inquinanti dalle acque di scarico

L'Unità 4810 è stata progettata per rimuovere, mediante vapore, l'idrogeno solforato (H₂S) contenuto nelle acque acide (sour water) provenienti dalle seguenti Unità:

- Unità 3600 (Recupero Zolfo);



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- Unità 4200 (Blowdown e Torcia);
- Unità 3300 (Recupero Termico);
- Unità 3000 (Solvent Deasphalting),

e rimuovere mediante lavaggio amminico l'H₂S proveniente dal gas acido prodotto dall'impianto 3200.

La sour water proveniente dal complesso IGCC/SDA è costituita da acqua ammoniacale che deriva dalle guardie idrauliche dalle torce del sistema 4200, dall'Unità 3000 e dalle restanti unità del complesso IGCC.

L'acqua, dopo stripping dei vapori acidi, viene utilizzata come acqua di processo nell'Unità 3300.

L'impianto di stripping delle acque acide si compone principalmente di:

- torre di stripping T101 dell'acqua acida proveniente dall'impianto SDA;
- torre di stripping T102 dell'acqua acida proveniente dalle Unità IGCC incluse le guardie idrauliche del sistema 4200;
- serbatoio di raccolta delle acque acide di carica al T101 (D101);
- serbatoio di raccolta delle acque acide in carica al T102 (D104).

L'Unità 4810 tratta 16 t/h di sour water (acqua ammoniacale) dall'impianto SDA della Raffineria Isab più sour water dalle altre unità del Complesso IGCC.

L'unità riceve sour water dalla raffineria (Solvent Deasphalting Unit) all'interno del D101 che separa lo slop dall'acqua. Il D101 è dotato di un sistema interno per la separazione di idrocarburi che possono essere trascinati all'interno dell'acqua. Gli idrocarburi raccolti sono inviati alla Raffineria.

L'acqua priva di olio è inviata alla torre T101, costituita al suo interno da un letto di riempimento, in cui avviene lo stripping dell'H₂S mediante una corrente di vapore a bassa pressione iniettato sul fondo. Come prodotti si ottengono:

- una corrente di gas acido contenente H₂S e ammoniaca in testa alla colonna (off-gas) che, dopo raffreddamento e condensazione dell'acqua nel condensatore E101, viene inviato all'Unità 3600;
- acqua dal fondo colonna, con un contenuto di H₂S disciolto tale da poter essere inviata sul fondo della colonna T102; oppure scaricata in fognatura dopo raffreddamento in E105.

La colonna T102 ha lo scopo di strappare l'idrogeno solforato e l'ammoniaca contenuti nella corrente di hot condensate proveniente dall'Unità 3300 (questo flusso è quello che ha il maggior contenuto di H₂S tra tutte quelle del complesso IGCC) e l'idrogeno solforato e l'ammoniaca presente nelle restanti acque acide principalmente costituite dalle acque provenienti dalle guardie idrauliche dell' U4200. Eventualmente può riprocessare l'acqua dal fondo della T101.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Lo strippaggio dell'acqua in colonna avviene per mezzo del calore fornito dal ribollitore di fondo E103, che funziona con vapore di bassa pressione. Come prodotti si ottengono:

- il prodotto di testa, che viene raffreddato e condensato attraverso il condensatore ad aria E104 e raccolto nel recipiente D102, dove avviene la separazione tra:
 - una corrente gassosa ricca in H₂S e ammoniaca, che viene unita con la corrente di gas acido proveniente dalla testa del T101 ed inviata all'Unità 3600;
 - acqua, in fase liquida, che viene ricircolata in testa alla colonna T102 come riflusso;
- l'acqua, strippata in uscita dal fondo della T102 è inviata all'Unità 3300.

La T102 può essere alimentata inoltre da una corrente di acqua condensata calda (hot condensate) ad una temperatura di 100°C, proveniente dal ciclo combinato sotto controllo di livello.

La corrente di sour gas proveniente dall'impianto 3200 è inviata in una colonna di lavaggio amminico 4810-T201 insieme ad una soluzione di ammina povera proveniente dall'impianto 3700. In questa colonna il gas viene lavato per poi essere inviato all'impianto 3010 come combustibile ausiliario (Offgas). L'ammina ricca di H₂S viene inviata all'impianto 3700 dove verrà rigenerata nella 3700-T103.

5.2 Descrizione delle Unità Ausiliarie

Unità 3010: Hot Oil

L'Unità 3010 è progettata per fornire olio caldo (Hot Oil) a 343°C di riscaldamento alle utenze. Il forno può bruciare sia a combustibile liquido (olio combustibile BTZ) sia a combustibile gassoso (gas naturale, fuel gas, o GPL, corrente gassosa proveniente dall'Unità 3200, dopo trattamento nella colonna di lavaggio e assorbimento con MDEA installata nell'unità 4810.

Il fluido riscaldato all'interno dell'Unità 3010 è l'olio diatermico, utilizzato quale vettore termico per l'impianto SDA della Raffineria Isab e per l'impianto IGCC.

Il fluido da riscaldare è stoccato nel serbatoio TK101. Da qui, l'olio effettua il seguente percorso:

- polmone di aspirazione D101. Per evitare il contatto con l'aria, il D01 è polmonato con azoto;
- forno F101 in controllo di portata (la quantità di combustibile da inviare ai bruciatori è controllata dalla temperatura dell'olio caldo in uscita dal forno);
- invio alle utenze (olio caldo);
- ritorno al D101 (olio freddo).

Un controllore di pressione differenziale posto tra l'uscita di F101 ed il polmone di aspirazione mantiene costante la differenza di pressione dell'olio in alimentazione e dell'olio di ritorno, permettendo così al forno di lavorare con portata costante anche quando varia il carico termico.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

La zona convettiva del forno viene utilizzata per surriscaldare vapore prelevato dal collettore del vapore a media pressione e inviato alle Unità 3200 ed all'impianto SDA della Raffineria Isab. L'aria comburente è preriscaldata in uno scambiatore di calore a spese dei fumi stessi di combustione che vengono successivamente convogliati al camino comune servizi ausiliari. Quando si deve svuotare il circuito, l'olio contenuto nel D101 è raffreddato nello scambiatore ad aria E101 ed inviato al serbatoio dell'olio esausto TK102.

L'Unità 3010 consuma circa 9,8 t/h di BTZ e 1 t/h di fuel gas per riscaldare 1278 t/h di olio diatermico che viene inviato alle Unità 3100/3200 e all'Unità 3000.

Unità 4100: Riduzione e distribuzione dell'elettricità

L'Unità 4100 ha lo scopo di ridurre/innalzare e distribuire l'elettricità prelevata dall'esterno e prodotta da IGCC per le unità (di processo e ausiliarie) del Complesso IGCC stesso.

L'energia prodotta a 15 kV è elevata a 380 kV e distribuita verso la rete esterna. È presente una stazione AT a 380 kV è composta da:

- una linea di uscita verso Enel a Chiaromonte Gulfi;
- un doppio sistema di sbarre in GIS con interruttore congiuntore di sbarra; il sistema è isolato in gas SF₆;
- due uscite (C e D) in condotto GIS verso i trasformatori;
- quattro trasformatori che innalzano la tensione da 15kV a 380kV;
- una sala quadri (EHVS-SB-01);
- una rete di distribuzione.

L'energia prelevata dalla rete a 150 kV è trasformata a 15 kV. È presente una stazione AT a 150 kV è composta da:

- due linee di arrivo Enel in aria a 150 kV provenienti dalla stazione Enel di Melilli;
- una sbarra in Gas Insulated Station ("GIS") con interruttore congiuntore di sbarra;
- due uscite (A e B) con cavo di potenza di collegamento tra il GIS ed i trasformatori;
- due trasformatori che riducono la tensione da 150 kV a 15 kV; il raffreddamento avviene con circolazione naturale di olio minerale raffreddato sia a circolazione naturale d'aria (ONAN) sia ad aria forzata (ONAF);
- una sala quadri (HVS-SB01);
- una rete di distribuzione.

In assenza delle alimentazioni del sistema 150 kV dell' Unità 4100, la rete di emergenza alimenta la rete elettrica del Complesso IGCC e della Raffineria Isab.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

È presente inoltre la linea (Cavo C) da 150kV proveniente dagli impianti Sud della raffineria.

Unità 4200: Sistema di scarico a torcia

Scopo di questa unità è la raccolta, in condizioni di sicurezza, di tutti gli scarichi gassosi del Complesso IGCC prodotti durante il normale esercizio o scaricati in condizioni di emergenza. Sono presenti due sistemi di raccolta, in base alla tipologia di gas da trattare:

- Torcia acida (ST101), che riceve tutti gli scarichi di emergenza ricchi di H₂S e tutti gli scarichi in condizioni normali, fino ad una portata di circa 5 t/h;
- Torcia principale (ST102), che riceve tutti gli altri scarichi che eccedono la portata di 5 t/h.

Le due torce (ST101 e ST102) sono montate su strutture separate, ad una distanza calcolata in modo tale da permettere la manutenzione in sicurezza della torcia acida (fuori servizio) quando la torcia principale (in servizio) sta ricevendo il massimo scarico previsto e viceversa.

Le torce sono progettate per il funzionamento esente da fumo (*smokeless*). A tale scopo è previsto l'uso di vapore di media pressione, controllato da un segnale di fiamma. I sub-collettori e i collettori alle torce sono purgati in continuo con azoto.

Per evitare la formazione di vuoto quando il sistema si raffredda dopo lo scarico di gas caldo viene iniettato azoto (circa 300 kg/h, per bassa pressione del collettore della ST102 e circa 150 kg/h per bassa pressione del collettore della ST101).

È presente un sistema per l'iniezione di fuel gas, fino a circa 5 t/h, in caso di bassissima pressione del collettore del blowdown principale.

Le due torce sono dotate di guardia idraulica alimentata da acqua servizi, o in alternativa, da acqua antincendio.

Il gas viene raccolto nel collettore di blow-down principale che, per valori di portata del gas inferiori a 5 t/h (condizioni normali), è composto da:

- separatori di liquido D106A/B;
- guardia idraulica D108;
- torcia acida ST101.

In condizioni di emergenza, con portata di gas superiore a circa 5 t/h, il gas fluisce attraverso la guardia idraulica principale D107 ed infine alla torcia principale ST102. Il gas di sintesi umido, che scarica alla torcia principale in condizioni di emergenza, ha potere calorifico non sufficiente a bruciare adeguatamente: per alzare il potere calorifico fino a raggiungere un valore sufficiente, viene aggiunto fuel gas in quantità proporzionale al gas scaricato.

Il blowdown acido invece convoglia gli off gas contenenti alte percentuali di H₂S ed è costituito da:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- separatore di liquido D103;
- guardia idraulica D104;
- torcia acida ST101.

Il sistema di raccolta e di scarico è progettato per la massima portata di scarico del complesso IGCC.

La torcia principale è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata massima di gas pari a 412 t/h, ad una temperatura in ingresso di 244°C. La torcia acida è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata di 54 t/h di gas acidi, ad una temperatura in ingresso di 172°C. Inoltre la torcia acida è progettata per bruciare gas dal blow-down principale, durante l'esercizio normale, fino ad una portata di 5 t/h.

In aggiunta a quanto sin qui descritto, a seguito della modifica di AIA assentita con prot. DVA-2013-0011348 del 16/05/2013, per minimizzare gli scarichi acidi bruciati in torcia sono state realizzate due modifiche:

- una ulteriore colonna di lavaggio e assorbimento con etalonammina (MDEA) dei gas acidi derivanti dall'Unità 3200, per l'abbattimento dell'acido solfidrico presente nei gas e collocata in U4810 a i cui gas lavati vengono combusti in Unità 3010;
- un compressore di riciclo che preleva i gas in arrivo al sistema torcia acida e li convoglia in carica alle esistenti linee zolfo (Unità 3600).

Unità 4300: Aria strumenti

L'Unità 4300 ha lo scopo di fornire l'aria strumenti e l'aria servizi all'impianto di gassificazione IGCC. Le apparecchiature principali che costituiscono l'Unità 4300 sono:

- due compressori di aria rotativi a secco, di cui uno in marcia (C101 A/B) e l'altro di riserva;
- un essiccatore aria con rigenerazione a vapore di media pressione (X101);
- due reti di distribuzione aria strumenti.

Unità 4400: Gas Combustibile

L'Unità 4400 ha lo scopo di fornire il gas combustibile (fuel gas) alle seguenti utenze del Complesso IGCC:

- forno hot oil (Unità 3010);
- gassificatore (Unità 3100);
- recupero zolfo (Unità 3600/3700);
- torcia (Unità 4200).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

In condizioni di esercizio normale, con il forno di Hot Oil alimentato con olio combustibile, come gas combustibile si utilizza gas naturale fornito dalla rete di distribuzione nazionale.

Nel caso in cui il forno di Hot Oil sia alimentato con fuel gas, o in caso di mancanza di gas naturale, viene utilizzato GPL vaporizzato.

Il sistema è progettato per ricevere fino a 12.500 Sm³/h di gas naturale e per vaporizzare fino a 23.000 kg/h di GPL.

L'Unità 4400 è inoltre dotata di un sistema di ricezione e fornitura di Gas Naturale dedicato al treno 1 del ciclo combinato quando in funzionamento a gas naturale.

Unità 4500: Raffreddamento acqua mare

L'Unità 4500 fornisce il Complesso IGCC di:

- acqua di mare di raffreddamento;
- acqua di alimentazione dell'unità di dissalazione (Unità 4600).

L'unità è costituita da un circuito chiuso di acqua di mare con torri evaporative. La salinità dell'acqua in circolazione è mantenuta sotto controllo mediante sostituzione di una parte dell'acqua in circolazione con acqua fresca (6.400 t/h).

Il circuito di raffreddamento per l'impianto IGCC usa acqua mare in circuito chiuso e refrigerata per evaporazione in torri di raffreddamento a celle multiple.

La presa a mare è costituita da una camera di aspirazione sommersa collocata sul fondo del mare e collegata, a mezzo di una condotta sommersa di circa 380 m, al bacino di calcestruzzo S103, a terra. Nel bacino S103 viene iniettata una soluzione di ipoclorito di sodio per evitare la crescita di organismi marini nel sistema.

La clorazione avviene in continuo per l'acqua di reintegro ed in discontinuo per l'acqua in circolazione.

Un secondo sistema è utilizzato per la clorazione dell'acqua nel bacino piezometrico e nelle torri di raffreddamento. Dai serbatoi di stoccaggio l'ipoclorito viene aspirato ed iniettato, in discontinuo, nelle torri di raffreddamento e nel bacino piezometrico.

L'acqua di mare è trasferita dalla vasca S103 al sistema di raffreddamento del Complesso IGCC, costituito da due polmoni (D104 A/B), con un volume di 100 m³ ciascuno, collegati alla mandata delle pompe di trasferimento, aventi la funzione di assorbire pulsazioni di pressione nella condotta. I D104 A/B sono pressurizzati con aria, mantenuta ad una pressione che continuamente si adegua al livello dell'acqua nei polmoni stessi, fornita dall'Unità 4300.

La condotta è inoltre collegata ad una vasca piezometrica (S102) che provvede a mantenere costante la pressione della condotta di trasferimento.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Le torri di raffreddamento sono a tiraggio indotto in controcorrente. Il reintegro di acqua è dimensionato per sostituire le perdite e lo spurgo, determinato dalla necessità di non superare una determinata salinità.

L'acqua raffreddata nelle torri di raffreddamento si raccoglie nel bacino sottostante (S105) che alimenta il collettore di aspirazione delle pompe di circolazione.

L'Unità 4500 è progettata per fornire 61.800 t/h di acqua di raffreddamento in circuito chiuso, di cui 45.320 t/h vengono inviati all'Unità 4000 e all'Unità 5900.

8.026 t/h di acqua mare fresca vengono prelevati per reintegro, di questi 4.340 t/h sono inviati all'impianto di dissalazione.

Unità 4600: Dissalazione acqua mare

Il principio di base dell'Unità di dissalazione consiste nella evaporizzazione sotto vuoto, a bassa temperatura, dell'acqua mare prelevata dall'Unità 4500.

L'Unità 4600 utilizza una serie di 2 evaporatori del tipo ad "effetto multiplo a bassa temperatura" con "fasci tubieri spruzzanti orizzontali". Ciascun evaporatore è costituito da 6 moduli, ogni modulo consta di due celle, tranne l'ultimo, che è costituito da un'unica cella ed un condensatore del distillato.

Gli evaporatori producono acqua dissalata da inviare alle seguenti unità:

- unità di demineralizzazione (Unità 4710);
- rete acqua di raffreddamento (Unità 4750);
- rete acqua servizi (Unità 4720).

L'Unità 4600 è costituita da 2 unità di dissalazione in grado di produrre 300 t/h ciascuna di acqua dissalata.

Unità 4710: Demineralizzazione acqua

L'Unità 4710 fornisce acqua demineralizzata l'impianto di gassificazione IGCC. L'impianto di demineralizzazione si compone di:

- sistema di letti misti con resine a scambio ionico (resine anioniche e cationiche);
- due serbatoi di stoccaggio;
- serbatoio acido solforico (denominato 4710 D101);
- 7 pompe di mandata alle utenze.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

L'Unità 4710 esegue la demineralizzazione sia di acqua dissalata proveniente dall'Unità 4600 (dissalazione), sia di condensato disoleato proveniente dall'Unità 4740 (impianti di recupero condensato).

L'acqua demineralizzata proveniente dai letti misti viene stoccata in due serbatoi, TK101A e B, ciascuno di capacità sufficiente per 24 ore al consumo massimo di acqua (pari a 620 m³/h). I serbatoi sono polmonati con azoto per mantenere basso il contenuto di ossigeno nell'acqua.

Dai serbatoi l'acqua demineralizzata viene inviata alle seguenti utenze:

- Unità 3100 (gassificazione);
- Unità 3200 (recupero carbonio);
- Unità 3300 (recupero termico e saturazione);
- Unità 3400 (recupero metalli);
- Unità 3500 (rimozione gas acido);
- Unità 3600 (recupero zolfo);
- Unità 5400 (preparazione soda caustica);
- Unità 4000 (cicli combinati).

Una parte dell'acqua demineralizzata viene inviata alla Raffineria Isab.

Unità 4720: Rete acqua servizi

L'Unità 4720 ha lo scopo di distribuire acqua servizi alle unità del Complesso IGCC. L'acqua servizi è normalmente costituita da acqua dissalata proveniente dall'Unità 4600 e/o dal condensato dall'Unità 4740.

L'acqua servizi è stoccata in due serbatoi TK101A e B, ciascuno di capacità equivalente a 24 ore di consumo. Da qui l'acqua viene pompata alle utenze del Complesso IGCC.

L'impianto è progettato per fornire acqua servizi con una portata all'utenza di 17 t/h.

Unità 4730: Rete acqua potabile

L'Unità 4730 ha lo scopo di distribuire l'acqua potabile fornita da un pozzo esterno alle unità del Complesso IGCC. L'Unità si compone dei seguenti sistemi:

- filtrazione (X101) su due filtri a sabbia/antracite per eliminare le particelle solide in sospensione;
- sterilizzazione (X102 A e B) in due stazioni a ultravioletti (UV);
- un serbatoio di stoccaggio (TK101);
- due pompe di invio alle utenze (P101 A e B).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

La rigenerazione dei filtri a sabbia/antracite avviene insufflando aria da due soffianti.

L'Unità è progettata per fornire acqua potabile con una portata di 12 t/h, anche in assenza di rifornimento dall'esterno, per un periodo di 24 ore.

Unità 4740: Rete acqua condense

L'Unità 4740 ha lo scopo di:

- recuperare le condense prodotte negli impianti a seguito della condensazione del vapore;
- disoleare e raffreddare le condense fino ad una temperatura compatibile con il funzionamento delle resine dell'impianto di demineralizzazione a letti misti (Unità 4710). La sezione di disoleazione è costituita da due filtri a coalescenza a resine olefiniche e da due filtri a carbone attivo. Il trattamento su filtri è in grado di rimuovere l'olio presente nel condensato fino ad una concentrazione di olio di 1 ppm.

L'utilizzo dell'Unità 4740 consente di ridurre il fabbisogno di acqua di reintegro del sistema, i consumi energetici e di reagenti.

L'Unità 4740 è progettata per inviare 306 t/h di acqua all'impianto di demineralizzazione. L'Unità produce anche 2 t/h di vapore.

Unità 4750: Rete acqua di raffreddamento macchine

L'unità ha lo scopo di fornire acqua addolcita di raffreddamento alle macchine delle varie unità del Complesso IGCC. L'acqua di raffreddamento è acqua di mare dissalata in circuito chiuso.

Il calore asportato dall'acqua di raffreddamento ai macchinari viene a sua volta sottratto all'acqua in appositi scambiatori. Il sistema è costituito da:

- un serbatoio polmone al sistema (TK101);
- tre pompe di circolazione (P101A/B/C) dal TK101 alla rete;
- due refrigeranti (E101A e B);
- un dispositivo di iniezione dell'inibitore di corrosione (D101).

L'impianto è progettato per fornire 1280 t/h di acqua di raffreddamento macchinari (ciclo chiuso). Una minima parte di acqua dissalata è reintegrata nel ciclo per compensare le eventuali perdite del ciclo.

Unità 4900: Sistema Antincendio

L'Unità 4900 è costituita da una rete antincendio operante alla pressione di regime di 8 atmosfere collegata con 2 collettori all'estremità nord della rete antincendio della Raffineria Isab. Il sistema è alimentato dal serbatoio di accumulo della Raffineria Isab.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Non sono presenti sistemi di pompaggio e pressurizzazione.

Oltre all'acqua, il sistema antincendio utilizza i seguenti agenti estinguenti: schiuma, vapore, CO₂ e argonite, polvere.

Unità 5000: Raccolta e scarico acque

L'Unità 5000 è provvista dei seguenti sistemi fognari separati:

- fognatura acque oleose (OSW);
- fognatura acque grigie;
- fognatura acqua nere;
- fognatura acque chiare (recuperate come acqua servizi, l'eventuale eccesso viene scaricato tramite S1).

I punti di scarico autorizzati per il Complesso IGCC sono:

- S1 che recapita nel Canale Alpina (acque chiare);
- S2 che recapita in fognatura consortile collegata all'impianto di trattamento consortile IAS (acque oleose, acque grigie ed acque nere).

Parte dei reflui trattati viene inviata all'Unità 3400 ed alla Raffineria Isab. Le acque oleose, le acque di processo già trattate (acqua grigia) e l'acqua sanitaria, miscelate insieme, vengono inviate a una portata massima di 170 t/h all'impianto di trattamento consortile (IAS).

La **fognatura delle acque oleose** raccoglie separatamente i seguenti effluenti:

- gli scarichi continui e discontinui di acqua di processo di:
 - stripped water dalle Unità 4810 e 4800;
 - acqua di lavaggio dissalatori (da Unità 4600).
- gli scarichi discontinui dalle aree di processo e servizi:
 - drenaggi;
 - acque di lavaggio, acque piovane ed antincendio da aree pavimentate di unità di processo;
 - acque oleose dalle vie tubi;
 - acque oleose dai bacini di contenimento dei serbatoi e dall'area di caricamento dello zolfo liquido.

Le acque oleose provenienti dalle Unità 3500 e 4800 sono raccolte per gravità nei serbatoi di equalizzazione TK101 A e B.

Dai serbatoi TK101 l'acqua può seguire due percorsi alternativi:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- in condizioni normali l'acqua oleosa è inviata verso un separatore a due canali tipo API, da dove l'eventuale olio separato è raccolto nel serbatoio TK102, e da qui inviato al D101 ed infine al serbatoio di partenza (TK101), mentre l'acqua disoleata è inviata alla vasca S113 in cui confluiscono i drenaggi di fondo dei serbatoi e dell'area pavimentata del sistema OSW;
- per reflui ad elevato carico organico l'acqua dal separatore olio può essere inviata al serbatoio D101, da 10 m³. Il D101 è munito di setti che favoriscono l'ulteriore separazione dell'olio dall'acqua. Se il contenuto di olio nell'acqua è pari o superiore al 5%, l'acqua viene inviata alla Raffineria. Se il contenuto è inferiore, l'acqua viene rinviata ai serbatoi TK-101A/B.

La **fognatura delle acque grigie** raccoglie il flusso continuo di stripped water delle unità di processo Unità 4800 e 4810.

Le acque vengono raccolte nella vasca S113 e da qui inviate all'impianto di trattamento consortile IAS. Se IAS non può ricevere l'acqua di scarico del Complesso IGCC (per un tempo massimo di 48 ore) l'acqua grigia viene deviata ai serbatoi di equalizzazione TK101 A/B.

Gli effluenti convogliati alla **fognatura acque nere** provengono dai fabbricati area impianti e dagli edifici dell'amministrazione. Il sistema di raccolta acque sanitarie confluisce nella vasca S111, della capacità nominale di 60 m³, provvista di miscelatore che evita la sedimentazione dei residui solidi.

Due pompe sommerse con coltelli di triturazione, P111A/B, inviano l'acqua sanitaria dalla vasca S111 alla vasca S113 e da qui, attraverso tubazione di adduzione dell'acqua grigia e dell'acqua oleosa pretrattata al trattamento consortile IAS.

La **fognatura delle acque chiare** raccoglie le acque piovane da aree non pavimentate di tutte le unità e strade. Inoltre la fognatura raccoglie anche l'acqua proveniente da:

- bacino di neutralizzazione degli scarichi di rigenerazione dei letti misti (Unità 4710);
- spurghi delle caldaie dell'Unità 4000.

L'acqua viene raccolta nella vasca di calcestruzzo da 6.000 m³ S108. La vasca ha un primo settore (pre-vasca) che separa l'olio accidentalmente presente nell'acqua chiara. L'acqua oleosa eventualmente proveniente dalla "trappola olio" del primo settore (pre-vasca) del bacino S108 viene raccolta nel serbatoio ricevitore D102, e quindi inviata ai serbatoi di equalizzazione TK101 A e B.

L'acqua chiara viene scaricata insieme allo spurgo delle torri e la salamoia dalle Unità di Dissalazione (4600) al canale di **scarico S1** "Alpina".

Unità 5100: Stoccaggio e carica fanghi compressi

L'Unità 5100 è costituita da due aree distinte:

- area S102 di stoccaggio provvisorio dei fanghi compressi ("torta") prodotti dalla filtropressa FIL101 A/B dell'Unità 3400; tale torta è destinata al mercato di recupero del vanadio;
- area S104 di stoccaggio provvisorio dei residui dell'intero Complesso IGCC.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

L'estensione superficiale dell'area S102 è pari a circa 2200 m², pari alla quantità massima di torta di filtrazione ottenibile in tre mesi di produzione. La superficie dell'area S104 è di circa 140 m².

Unità 5300: Sistema olio combustibile e di avviamento

L'Unità 5300 ha lo scopo di stoccare, filtrare, riscaldare alla temperatura stabilita ed inviare alle utenze l'olio combustibile pesante BTZ proveniente dalla Raffineria Isab per le esigenze delle unità del Complesso IGCC.

L'Unità 5300 si compone di due sezioni:

- Sistema fuel oil a forno hot oil (Unità 3010) e di avviamento gassificatore (Unità 3100) - l'olio proveniente dalla Raffineria alla temperatura di 50-90°C viene stoccato nei serbatoi coibentati TK101A/B aventi ciascuno la capacità di 2500 m³. Questa capacità è tale da soddisfare le seguenti esigenze: permette l'esercizio di un gassificatore al 50% della potenzialità per 8 giorni, senza trasferimenti dalla Raffineria e soddisfa anche la richiesta di fuel oil da parte del riscaldatore di Hot Oil durante l'avviamento di un gassificatore. I serbatoi TK101A/B sono polmonati con azoto. L'olio è mantenuto a temperatura costante con serpentine adagiate sul fondo. Le serpentine sono alimentate con vapore a bassa pressione in regolazione automatica. Dai TK101A/B il fuel oil può essere pompato a:

- Unità 3010;
- avviamento dell'Unità 3100.

Il fuel oil in mandata all'Unità 3010 viene filtrato, riscaldato in E101, alimentato con vapore di bassa pressione, in modo da avere una viscosità idonea. Dall'Unità 3010 parte del fuel oil ritorna ai serbatoi in modo da costituire un anello riscaldato. La temperatura e la pressione in ogni punto dell'anello sono tenute costantemente sotto controllo. La seconda stazione di pompaggio invia il fuel oil di avviamento all'Unità 3100. Un controllore di portata provvede a ricircolare parte della portata delle pompe in base alle esigenze dell'utilizzatore.

- Sistema gasolio ai turbogas (Unità 4000) - il gasolio inviato dalla Raffineria è stoccato nei serbatoi TK201A/B aventi ciascuno la capacità di 3000 m³ polmonati con azoto. Il gasolio può essere riscaldato in modo da mantenerne la temperatura intorno a 50°C a mezzo di serpentine adagiate sul fondo alimentate con vapore di bassa pressione, con controllore di temperatura a DCS. Il sistema comprende 2 stazioni di filtrazione (FIL201 e FIL 202) i cui filtri possono essere riscaldati con vapore a bassa pressione. Il gasolio filtrato viene quindi inviato all'Unità 4000 a mezzo delle pompe centrifughe P201A/B (di cui una di riserva) in servizio discontinuo, entrambe azionate da motore elettrico. Attraverso un controllo di portata si provvede a regolare la portata di riciclo a seconda delle variazioni di consumo. L'Unità 5300 ha una capacità massima di:

- 90 t/h di gasolio alimentato all'Unità 4000;
- 9,8 t/h di fuel oil alimentato all'Unità 3010;
- 30 t/h di fuel oil alimentato all'Unità 3100.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Unità 5400: Stoccaggio e preparazione soda caustica

L'Unità 5400 ha lo scopo di provvedere allo stoccaggio della soda concentrata (soluzione di soda caustica al 45% in peso), di diluirla alla concentrazione idonea all'utilizzo e di distribuirla alle unità che la utilizzano.

La soda caustica al 45% viene scaricata dall'autobotte e pompata nei serbatoi TK101 A/B aventi ciascuno la capacità nominale di 37 m³, pari ad una riserva di circa 7 giorni per il massimo consumo di soda al 10%.

I serbatoi TK101 A/B sono dotati di serpentine di riscaldamento con vapore di bassa pressione che mantiene la soluzione ad una temperatura non inferiore a 10°C. La diluizione della soda caustica viene fatta in linea dosando acqua demineralizzata in un miscelatore statico. Un dispositivo di controllo a rapporto di portate permette di dosare acqua demineralizzata mantenendo un rapporto costante con la portata della soluzione di soda caustica concentrata.

La soda caustica diluita al 10% viene immagazzinata nel serbatoio di stoccaggio TK102 avente una capacità di 80 m³. La soluzione di soda caustica al 10% viene trasferita da TK102 alle utenze a mezzo di due pompe, P102A/B, una di riserva, ciascuna della capacità di 24 m³/h.

Unità 5900: Sistema di interconnessione

L'unità è costituita da un sistema di linee e di oleodotti che collegano tutti i flussi di processo ed ausiliari tra le unità interne al sito e tra le unità di gassificazione e cogenerazione del Complesso IGCC e la Raffineria Isab.

Le principali linee di collegamento trasportano:

- Virgin nafta, utilizzata come solvente di estrazione nell'Unità 3200;
- Gasolio desolfurato, per l'avviamento delle turbogas (Unità 4000);
- Olio di flussaggio, per le utenze della gassificazione;
- Slop, per ricevere in Raffineria i prodotti da rilavorare;
- Vapore a media pressione;
- Hot Oil di alimentazione del forno dell'Unità 3010;
- carica alternativa in gassificazione (carica alternativa non commerciale, Residuo Vacuum Visbreaker, Residuo Atmosferico Visbreaking, Residuo Vacuum).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

5.3 Capacità produttiva

La seguente tabella riporta i dati relativi alla capacità di produzione dell'impianto IGCC e i dati relativi alla produzione effettiva negli anni 2015-2017 e nell'anno di riferimento 2012.

Prodotto	MCP autorizzata	Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	Anno riferimento 2012
Energia elettrica	1.325 MWt ⁽¹⁾ 570 MWe	2.707.262,5 MWh/anno ⁽²⁾	3.390.081,0 MWh/anno ⁽²⁾	2.637.682,0 MWh/anno ⁽²⁾	5.157.400,0 MWh/anno ⁽²⁾

(1) Potenza termica nominale considerando anche il processo di gassificazione. Non considerando la gassificazione la potenza termica nominale è pari a 1.186 MWt.

(2) Energia lorda generata complessivamente dai gruppi CCU1, CCU2 ed Expander relativa all'anno indicato.

5.4 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime

L'impianto IGCC della Società ISAB utilizza materie prime ed ausiliari costituiti principalmente da asfalto liquido e altri semilavorati, additivi e gas tecnici. 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 2012 e alla capacità produttiva.

Descrizione	Tipologia	Stato fisico	Consumo anno di riferimento 2012 (t/anno)	Consumo alla capacità produttiva (t/anno)
Asfalto	Materia prima	Liquido	910.344	1.252.680
VVR	Materia prima	Liquido	0	1.138.800
ATZ	Materia prima	Liquido	51.902	1.138.800
Ossigeno HP	Ausiliario	Gas	1.086.302	1.414.331
Ossigeno LP	Ausiliario	Gas	9.778	25.176
Azoto LP	Ausiliario	Gas	28.367,27 kNm ³	30.537 kNm ³
Fuel Oil Start up Gassificazione	Ausiliario	Liquido	3.254	33 t/h per avviamento
LCO ⁽¹⁾	Ausiliario	Liquido	19.511	39525 m ³
Nafta	Ausiliario	Liquido	9.113	10512



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Descrizione	Tipologia	Stato fisico	Consumo anno di riferimento 2012 (t/anno)	Consumo alla capacità produttiva (t/anno)
Olio Diatermico	Ausiliario	Liquido	96.624 kg	96624
Acido solforico	Ausiliario	Liquido	203.525	203525
Soda caustica 50%	Ausiliario	Liquido	5.516	5516
Soluzione ammoniacca 25%	Ausiliario	Liquido	5.670	5670
Ipoclorito	Ausiliario	Liquido	710	710
Antischiuma	Ausiliario	Liquido	33	33
Deossigenante	Ausiliario	Liquido	25	25
Antiscale	Ausiliario	Liquido	16	16
Fosfati	Ausiliario	Liquido	43,8	43,8
Polielettrolita	Ausiliario	Liquido	4	4
Antincrostante	Ausiliario	Liquido	69,2	69,2
Inibitore di corrosione	Ausiliario	Liquido	17,2	17,2
Alcalinizzante	Ausiliario	Liquido	64,9	64,9
Declorante	Ausiliario	Liquido	24,4	24,4
MDEA	Ausiliario	Liquido	210,8	210,8
Antifouling	Ausiliario	Liquido	13,2	13,2
Propano	Ausiliario	Liquido	4,4	4,4 m3
Glicole etilenico	Ausiliario	Liquido	1	1
Refrigerante	Ausiliario	Gas	7	7
Lubrificanti	Ausiliario	Liquido	187	187

(1) Il consumo include quello dell'unità 3000 (SDA). Include consumi spot per le attività manutentive.

5.5 Consumi di combustibile

I principali combustibili utilizzati presso l'Impianto IGCC sono costituiti da *syngas*, *off gas* e gas naturale, oltre agli altri combustibili di seguito descritti.

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 2012 e alla capacità produttiva.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Combustibile	Unità	Anno 2012			Capacità produttiva		
		% S	PCI (kJ/kg)	Consumo annuo (t)	% S	PCI (kJ/kg)	Consumo annuo (t)
Gasolio	4000	0,003	43.272	12.752	0,3 max	42.287	45 t/h per start up spot di una turbine a gas
FO BTZ ⁽¹⁾	3010	0,561	40.779	12.197	1 max	40.193	67.452 all'Hot Oil + 33 t/h per avviamento start up gassificazione
GPL ⁽²⁾	4400	60 ppm	45.427	19,2	60 ppm max	50.241	201.480
Gas naturale ⁽³⁾	3010	-	45.428	47.419	-	45.217	101.704
	3600						
	3700						
Gas naturale CCU1 ⁽⁴⁾	4000	-	45.186	180.595	-	45.217	359.195
Wet Syngas	4000	0,0065	8.146	2.821.852	0,00168 %	8.630	3.332.374
Dry Syngas ⁽⁵⁾	4000	0,0114	13.961	218.398	0,00236 %	13.056	355.612
Off Gas da U3800	4000	0,0126	11.485	94.232	dato non fornito	dato non fornito	dato non fornito
Off Gas da U4810 ⁽⁶⁾	3010	-	12.221	2.252	dato non fornito	dato non fornito	dato non fornito
Propano ⁽⁷⁾	Avvia mento piloti U4000	-	46.350	4.4	dato non fornito	dato non fornito	dato non fornito

- (1) Il consumo include quello necessario alla fornitura di calore dall'unità 3010 (Hot Oil) all'unità 3000 (SDA) e quello necessario agli avviamenti della unità 3100 (Gassificazione).
- (2) Il GPL è alternativo al metano e pertanto il fluido utilizzato è principalmente quest'ultimo.
- (3) Consumo annuo pari a 59.273.400 Sm³. Il consumo include quello necessario alla fornitura di calore dall'unità 3010 (Hot Oil) all'unità 3000 (SDA).
- (4) Il consumo si riferisce alle quantità del 2017 andate al modulo 1 della CCU post conversione del 2015. Consumo annuo pari a 227.305.384 Sm³. Per il dato alla MCP il consumo è riferito alla post-conversione del 2015.
- (5) Non include l'off gas da unità 3800 (Produzione H2). Per il dato alla MCP, il valore indicato può ricomprendere fino a 178.336 t di off gas da unità 3800 (%S = 0.0126%).
- (6) Il consumo si riferisce alle quantità del 2017 andate al forno F101 della U3010.
- (7) Dato espresso in metri cubi.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

5.6 Stoccaggio materie prime ed ausiliarie

La seguente tabella, tratta dalla Scheda B.13 *Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi*, riporta l'elenco dei serbatoi e delle aree di stoccaggio presenti presso l'Impianto IGCC, con indicazione delle caratteristiche costruttive, delle capacità di stoccaggio e dei materiali stoccati. Si evidenzia che il Gestore non ha compilato la Scheda B13.1, pertanto non sono al momento disponibili informazioni in merito alle caratteristiche dei serbatoi di stoccaggio di stabilimento né alle frequenze e tipologie di controlli effettuati.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° area ⁽¹⁾	Nome identificativo area	Georeferenziazione (UTM33N-WGS84)	Capacità di stoccaggio	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
1	A	E: 517682 N: 4109140	60 m ³	35	-	Ipoclorito di sodio	30	4500-D-102A
							30	4500-D-102B
2	B	E: 518203 N: 4109206	2.080 m ³	234	-	LCO	1.040	3020-TK-201
							1.040	3020-TK-202
3	C	E: 518104 N: 4109193	128,1 m ³	49	-	Butano	128,1	3000-D-102
4	D	E: 518022 N: 4109258	223 m ³	16	-	Virgin nafta	111,5	3200-D-108A
							111,5	3200-D-108B
5	E	E: 517936 N: 4109348	1.160 m ³	92	-	Hot Oil	580	3010-TK-101
							580	3010-TK-102
6	F	E: 517943 N: 4109466	342 m ³	26	-	Ammoniaca	108	4000-K91-0-TK105
							108	4000-K91-0-TK106
							16,9	4000-K91-0-TK107
							1,1	4000-K91-0-TK108
							108	4000-K91-0-TK119
7	G	E: 517878 N: 4109554	6 m ³	7	-	Propano	3	1 MBQ10BB001
							3	2 MBQ10BB001
8	H	E: 517876 N: 4109475	57,8 m ³	26,5	-	Acido solforico	0,5	4000-N24-0-TK103
							57,3	4710-D-101
10	K	E: 517823 N: 4109508	72 m ³	17	-	Gasolio	36	4000-F83-1-TK102
							36	4000-F83-2-TK102
11	L	E: 517783 N: 4109507	226.700 kg	-	-	Olio	54.000 kg	Trafo 15/380KV ST1
							54.000 kg	Trafo 15/380KV ST2
							54.000 kg	Trafo 15/380KV GT1
							54.000 kg	Trafo 15/380KV GT2
							5.350 kg	Trafo 15/6KV GT1-AUX
							5.350 kg	Trafo 15/6KV GT2-AUX
12	M	E: 518274 N: 4109272	82,2 m ³	38	-	GPL	82,2	4400-D-104
13	N	E: 518321 N: 4109337	13.476 m ³	1.052	-	Gasolio Olio combustibile	2.888	5300-TK-101A
							2.888	5300-TK-101B
							3.850	5300-TK-201A
							3.850	5300-TK-201B
14	O	E: 518246 N: 4109337	2,7 m ³	3,5	-	Inibitore di corrosione	2,7	4750-D-101
15	P	E: 518255 N: 4109393	80 m ³	15	-	Soda caustica	40	5400-TK-101A
							40	5400-TK-101B
16	Q	E: 518249 N: 4109386 E: 518224 N: 4109438	90 m ³	16,5	-	Soda caustica	90	5400-TK-102
17	R	E: 518193 N: 4109439	296 m ³	44	-	Solfato ferroso	296	3400-TK-106
18	S	E: 518182	486 m ³	88	-	MDEA	243	3500-TK-101A



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° area ⁽¹⁾	Nome identificativo area	Georeferenziazione (UTM33N-WGS84)	Capacità di stoccaggio	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione e, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ³)	Modalità di stoccaggio
		N: 4109502 E: 518205 N: 4109484					243	3500-TK-101B
19	T	E: 518170 N: 4109469 E: 518157 N: 4109454 E: 518143 N: 4109439	2.600 m ³	356	-	Zolfo liquido	1.300 1.300	3900-TK-101A 3900-TK-101B
20	U	E: 518327 N: 4109489	-	2.093	-	Concentrato di Vanadio	-	-
Note: -								

La tabella riportata deve essere integrata con l'indicazione dei seguenti serbatoi: 3700TK101 (MDEA), 3700TK102 (MDEA), 4800TK103 (soda caustica), 4800D105 (acido solforico), come segnalato dal Gestore nella nota di osservazioni prot. 274 del 14/09/2021.

5.7 Impianti di trattamento acque e gas

5.7.1. Bilancio idrico

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 dell'Impianto IGCC sono costituiti da:

- ◆ acqua mare per utilizzi industriali (processo e raffreddamento) - l'acqua di mare è impiegata per alimentare il dissalatore e in parte come acqua di raffreddamento. Il sistema di raffreddamento funziona solo in circuito chiuso quindi necessita solo di reintegri per compensare le perdite e gli spurghi necessari per mantenere costante la salinità. La concessione all'utilizzo di acqua è stata rilasciata dall'Amministrazione Marittima – Regione Siciliana - Assessorato del Territorio e dell'Ambiente con atto n.02/97 rep. 98 del 24/04/1997, per il prelievo di 8.400 m³/h di acqua,
- ◆ acqua da Pozzo n. 8 per utilizzo igienico sanitario - l'acqua prelevata dal pozzo 8 è utilizzata per gli usi igienico-sanitari non connessi all'attività produttiva dell'installazione. L'autorizzazione all'utilizzo ad uso potabile e igienico sanitario delle acque provenienti dal pozzo 8 (ex Cutrale) è stata rilasciata dalla regione Siciliana Sez. 2/1 Prot. 10329/01/A.R. del 19/09/2001). L'autorizzazione prevede un consumo annuo di 115.106 m³ complessivi, un consumo massimo di 40 m³/h tra le ore 8 e le ore 17 e un consumo medio giornaliero di 13,3 m³/h (il valore giornaliero è determinato considerando il valore orario di 13,3 m³/h per 24 ore),

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.2.1 *Consumo di risorse idriche (parte*



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

storica) e B.2.2 *Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)*, si riportano i consumi reali di acqua dell'IGCC per l'anno di riferimento 2012 e il consumo stimato alla capacità produttiva, con indicazione delle fasi nelle quali vengono utilizzate le acque in attingimento.

Approvvigionamento	Fase utilizzo	Consumi anno 2012			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)	
Acqua mare (uso industriale – processo e raffreddamento)	Tutte le fasi del processo	43.691.032	-	-	73.584.000	201.600	8.400	Sì
Acqua da pozzo (n. 8) (uso igienico sanitario)	Tutte le fasi del processo	113.818	-	-	115.106	319,2	40	No

Come descritto ai precedenti paragrafi, l'impianto è dotato di una sezione di dissalazione dell'acqua mare utilizzata ad uso industriale (processo e raffreddamento) e di un impianto di demineralizzazione.

5.7.2. Bilancio energetico

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** dall'Impianto IGCC nell'anno di riferimento 2012 e la stima dell'energia prodotta alla capacità produttiva.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Fase	Apparecchiatura	Potenza termica (MW)	Combustibile utilizzato	Energia termica prodotta (MWh)		Energia elettrica prodotta (MWh)	
				Anno 2012	MCP	Anno 2012	MCP
U4000(*)	TG1+TV1+HRSG1	593	Gas naturale e off-gas	1.069.621	Dato non fornito	992.930 di cui ceduta a terzi 965.240,451	Dato non fornito
U4000	TV1+TG1+HRSG1	593	Wet syngas, dry syngas, off-gas, gasolio	4.172.098	2.611.429,6	4.164.470 di cui ceduta a terzi 4.077.162	2.474.700 di cui ceduta a terzi 2.434.404
	TV2+TG2+HRSG2	593	Wet syngas, dry syngas, off-gas, gasolio		2.616.144		2.474.700 di cui ceduta a terzi 2.524.632
U3300	Expander	-	Salto entalpico del syngas	0	0	0	90.228
U3010	Hot oil	85	FO BTZ, gas naturale, gasolio, GPL	-	676.475	-	-
Altre fasi	Forni di processo/ bruciatori preriscaldamento/ servizi generali	52,9	Gas naturale, GPL	-	463.404	-	-

(*) Produzione di energia elettrica relativa al modulo 1 alimentato a metano anno 2017

Sempre dalle Schede B.3.1 e B.3.2, risulta che non viene ceduta a terzi nessuna frazione dell'energia termica prodotta, mentre una quota parte dell'energia elettrica è ceduta.

5.7.3. Consumo di energia

L'energia elettrica consumata dall'Impianto IGCC è in parte acquistata dalla rete Enel e in parte generata dagli impianti di sito.

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 2012, i consumi stimati alla capacità produttiva nonché i consumi specifici per unità di carica alla singola fase dell'impianto.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Fase o gruppo di fasi	Prodotto principale	Consumi anno 2012 (MWh)		Consumi specifici anno 2012 (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
3010 – Hot Oil	Hot Oil	5.641,44	11.545,68	0,0014	0,0028
4000 – Ciclo combinato(*)	EE + vapore	0	32.035,32	0,0000	0,0079
3300 - Expander	Syngas	85.909,32	9.171,72	0,0211	0,0022
3100 - Gassification	Syngas	405.500,4	12.623,16	0,0995	0,0031
3200 – Carbon rec.	Soot	74.092,08	21900	0,0182	0,0054
3400 - Heavy metal rec.	Metalli	5.343,6	2.969,64	0,0013	0,0007
3500 – Acid gas rem.	Syngas lavato	197.459,16	5.772,84	0,0484	0,0014
3600 – sulphur rec. / 3700 – Tail gas treat.	Zolfo/Acid gas	124.365,72	6.675,12	0,0305	0,0016
3800 – H2 purif.	H2	8.584,8	1.611,84	0,0021	0,0004
3900 – liquid sulphur stor.	Zolfo liquido	3.836,88	131,4	0,0009	0,0000
4200 – Flare & Blowdown	Gas blowdown	12.299,04	0	0,0030	0,0000
4300 – Instrument and utility air	Aria	1.664,4	4.213,56	0,0004	0,0010
4400 – fuel gas	Gpl / Natural gas	2.733,12	0	0,0007	0,0000
4500 – cooling water	Acqua mare	0	113.582,16	0,0000	0,0279
4600 – Sea water desal.	Acqua demi	377.039,16	4563,96	0,0925	0,0011
4710 – demi water syst.	Acqua demi	0	2540,4	0,0000	0,0006
4720 – utility water	Acqua	0	78,84	0,0000	0,0000
4730 – potable water system	Acqua	0	61,32	0,0000	0,0000
4740 – condensate rec.	Condensa	0	1.173,84	0,0000	0,0003
4750 – machinery cooling water	Acqua	0	2.557,92	0,0000	0,0006
4800 – waste water pretreatment	Acqua di scarico	94.905,84	2.146,2	0,0233	0,0005
4810 – sour water stripping	Acqua acida	47.382,84	2.172,48	0,0116	0,0005
4900 – fire fighting system	Acqua antincendio	0	70,08	0,0000	0,0000
5000 – sewage water system	Acqua scura	0	411,72	0,0000	0,0001
5100 - Cake storage and loading	Metal Cake	0	0	0,0000	0,0000



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Fase o gruppo di fasi	Prodotto principale	Consumi anno 2012 (MWh)		Consumi specifici anno 2012 (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
5300 - Fuel oil and start up oil	Fuel oil	4.721,64	245,28	0,0012	0,0001
5400 - Soda system	Soda caustica	0	70,08	0,0000	0,0000
5900 – intercon.	-	0	0	0,0000	0,0000
Seawater intake	Acqua mare	0	0	0,0000	0,0000
TOTALE		1.590.430,56	238.324,56	-	-

(*) Consumo elettrico totale al netto degli ausiliari compensati dalla produzione dell'expander.

Unità / gruppi di unità	Prodotto principale	Consumi alla MCP (MWh)		Consumi alla MCP (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
3010 – Hot Oil	Hot Oil	49.056	14.235	0,0099	0,0029
4000 – Ciclo combinato(*)	EE + vapore	0	80.592	0	0,0163
3300 - Expander	Syngas	90.228	11.309,16	0,0182	0,0023
3100 - Gassification	Syngas	569.400	15.557,76	0,1148	0,0031
3200 – Carbon rec.	Soot	122.202	26.963,28	0,0246	0,0054
3400 - Heavy metal rec.	Metalli	69.992,4	3.652,92	0,0141	0,0007
3500 – Acid gas rem.	Syngas lavato	288.204	7.104,36	0,0581	0,0014
3600 – sulphur rec. / 3700 – Tail gas treat.	Zolfo/Acid gas	176.952	8.216,88	0,0357	0,0016
3800 – H2 purif.	H2	29.784	1.752	0,0060	0,0004
3900 – liquid sulphur stor.	Zolfo liquido	14.016	157,68	0,0028	0
4200 – Flare & Blowdown	Gas blowdown	17.607,6	1.366,56	0,0036	0,0003
4300 – Instrument and utility air	Aria	1.664,4	5.194,68	0,0003	0,0010
4400 – fuel gas	Gpl / Natural gas	33.200,4	0	0,0067	0
4500 – cooling water	Acqua mare	0	113.582,16	0	0,0220
4600 – Sea water desal.	Acqua demi	425.744,76	8.374,56	0,0000	0,0017
4710 – demi water syst.	Acqua demi	43,8	3.127,32	0	0,0006



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Unità / gruppi di unità	Prodotto principale	Consumi alla MCP (MWh)		Consumi alla MCP (kWh/unità)	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
4720 – utility water	Acqua	0	96,36	0	0
4730 – potable water system	Acqua	0	70,08	0	0
4740 – condensate rec.	Condensa	0	1.445,4	0	0,0003
4750 – machinery cooling water	Acqua	0	3.162,36	0	0,0006
4800 – waste water pretreatment	Acqua di scarico	137.978,76	2.645,52	0,0278	0,0005
4810 – sour water stripping	Acqua acida	91.279,2	2.671,8	0,0184	0,0005
4900 – fire fighting system	Acqua antincendio	0	87,6	0	0
5000 – sewage water system	Acqua scura	0	508,08	0	0,0001
5100 - Cake storage and loading	Metal Cake	0	52,56	0	0
5300 - Fuel oil and start up oil	Fuel oil	15.102,24	289,08	0,0030	0,0001
5400 - Soda system	Soda caustica	0	87,6	0	0
5900 – intercon.	-	0	0	0	0
Seawater intake	Acqua mare	0	30.905,28	0	0,0062
TOTALE		1.590.430,56	343.208	-	-

(*) Consumo elettrico totale inclusivo degli ausiliari normalmente compensati dalla produzione dell'expander

5.8 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

L'impianto IGCC è dotato di un camino (EA1) che comprende tre canne distinte:

- due canne per l'espulsione in atmosfera dei fumi dei cicli combinati denominati CCU1 e CCU2;
- una canna per l'espulsione in atmosfera dei fumi della PPU.

Alla canna Hot Oil sono inviati gli effluenti gassosi provenienti dal forno di riscaldamento dell'Hot Oil, dai forni di processo, dall'inceneritore dei gas di coda.

Su tutte e tre le canne è installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per il controllo dei seguenti parametri: temperatura, pressione, vapore acqueo, tenore di O₂, portata fumi, CO, NO_x, SO₂, polveri.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Con riferimento ai limiti emissivi prescritti per la canna afferente i fumi provenienti da forno Hot Oil, postcombustore e inceneritore gas di coda, gli stessi non si applicano durante le operazioni di “Burning delle linee zolfo dell’unità Claus”, che consistono in una combustione controllata dei residui di zolfo presenti all’interno delle apparecchiature dell’unità Claus, attraverso la combustione di fuel gas (evitando in tal modo la formazione di fuliggine e un eccesso d’aria) e mantenendo sotto controllo la temperatura del letto del catalizzatore. Tali operazioni hanno una durata stimata di non più di 15 giorni ogni due mesi, sono tipiche di tutti i processi “Claus”, vengono eseguite in fase di fermata dell’unità anche ai fini di eventuali attività di manutenzione, e hanno le seguenti finalità: eliminazione dello zolfo da tutti i punti morti delle linee, al fine di evitare la formazione di ostruzioni causate dalla solidificazione dello zolfo, in assenza di flusso caldo; in caso di attività manutentive, che comportano l’apertura delle apparecchiature con esposizione all’atmosfera, il *burning*, oltre ad evitare la formazione di ostruzioni, serve a mettere in sicurezza la linea scongiurando la formazione di composti piroforici e il rilascio incontrollato di SO₂ in atmosfera.

Le seguenti tabelle riportano i dati emissivi, trasmessi dal Gestore nella documentazione integrativa, per gli anni 2018, 2019 e 2020, con indicazione delle medie orarie massime su base mensile per le 3 unità CCU1, CCU2 e forno Hot Oil.

Il Gestore ha specificato che il gruppo CCU1 ha lavorato a metano dal secondo trimestre del 2015 al quarto trimestre del 2019. Nel 2020 il CCU1 è stato alimentato a syngas.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

2018		Concentrazioni massime orarie (mg/Nm ³)											
Punto di emissione	Parametro	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Canna CCU1	SO ₂ (15% O ₂)	F	F	5,23	4,41	9,22	4,65	6,70	4,80	4,29	10,68	1,65	4,24
	NO _x (15% O ₂)	F	F	28,75	19,45	25,21	26,23	19,25	16,84	16,72	18,72	15,35	19,87
	CO (15% O ₂)	F	F	1,96	3,74	3,53	6,71	4,22	4,06	3,76	2,02	3,78	4,51
	PTS	F	F	0,23	0,13	0,15	0,15	0,17	0,14	0,13	0,12	0,12	0,14
Canna CCU2	SO ₂ (15% O ₂)	45,4	26,5	26,88	26,51	29,00	34,33	27,48	21,52	35,74	29,32	12,63	20,23
	NO _x (15% O ₂)	45,8	52,4	51,75	42,54	47,22	52,05	52,31	44,33	45,34	54,45	41,46	41,11
	CO (15% O ₂)	24,17	13,74	57,16	17,04	12,93	45,10	53,12	54,21	37,18	36,33	9,46	27,09
	PTS	1,33	0,91	1,31	1,42	1,22	1,23	1,25	1,16	0,72	1,04	0,19	0,18
Hot Oil	SO ₂ (15% O ₂)	730,72	884,98	886,94	632,64	381,74	237,32	677,58	787,44	846,99	619,51	272,51	456,01
	NO _x (15% O ₂)	216,37	257,32	260,47	142,77	187,24	88,22	97,82	83,17	94,64	94,11	122,10	126,50
	CO (15% O ₂)	65,65	109,93	189,14	17,81	80,40	124,45	172,13	99,25	108,93	54,35	221,64	67,23
	PTS	30,03	21,97	25,87	26,38	29,85	23,06	27,48	21,64	20,78	19,69	20,66	24,32



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

2019		Concentrazioni massime orarie (mg/Nm ³)											
Punto di emissione	Parametro	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Canna CCU1	SO ₂ (15%O ₂)	4,57	6,90	26,79	5,55	9,20	8,18	5,84	5,83	5,15	5,57	F	F
	NO _x (15%O ₂)	20,97	21,82	22,58	18,08	27,52	17,23	20,67	17,14	45,56	28,57	F	F
	CO (15%O ₂)	4,33	4,17	6,75	4,06	4,89	5,19	5,05	4,71	4,74	4,90	F	F
	PTS	0,30	0,08	0,17	0,11	0,10	0,21	0,13	0,16	0,20	0,13	F	F
Canna CCU2	SO ₂ (15%O ₂)	18,78	27,80	17,16	14,52	9,95	22,76	10,67	27,84	47,39	21,92	36,50	32,68
	NO _x (15%O ₂)	48,95	47,16	47,52	48,68	50,75	42,54	48,58	42,36	44,41	45,60	44,65	45,13
	CO (15%O ₂)	13,88	25,71	33,97	38,52	41,56	6,07	11,88	38,99	41,09	56,63	11,74	8,70
	PTS	0,19	0,18	0,20	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18	0,18	1,00	0,16	0,35
Hot Oil	SO ₂ (15%O ₂)	655,34	858,77	635,89	562,22	275,42	707,36	288,51	629,70	239,25	487,20	611,47	758,74
	NO _x (15%O ₂)	135,49	131,98	121,32	119,01	103,66	107,67	110,76	115,99	105,32	100,16	132,48	135,55
	CO (15%O ₂)	27,56	21,33	19,29	35,26	26,83	207,30	188,13	196,17	149,23	71,61	106,23	197,51
	PTS	32,16	22,66	20,48	4,35	3,87	4,37	4,70	5,12	5,36	5,66	7,54	13,20



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

2020		Concentrazioni massime orarie (mg/Nm ³)											
Punto di emissione	Parametro	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Canna CCU1	SO ₂ (15% O ₂)	F	33,9	33,9	33,9	33,9	47,80	32,21	24,86	32,12	27,42	F	F
	NO _x (15% O ₂)	F	44,1	44,1	44,1	44,1	44,37	44,50	43,82	43,89	43,98	F	F
	CO (15% O ₂)	F	<5	<5	<5	<5	1,49	6,50	1,30	3,26	1,64	F	F
	PTS	F	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	2,50	0,73	3,56	9,63	0,16	F	F
Canna CCU2	SO ₂ (15% O ₂)	26,90	39,75	41,67	49,49	41,20	42,94	24,21	39,22	29,30	12,98	F	F
	NO _x (15% O ₂)	46,25	44,30	41,41	42,14	44,44	46,32	45,26	49,74	51,54	44,27	F	F
	CO (15% O ₂)	32,60	47,81	49,86	48,23	17,94	7,08	7,41	7,68	61,18	41,07	F	F
	PTS	0,26	0,52	0,49	0,65	0,52	0,44	0,19	0,17	0,23	0,15	F	F
Hot Oil	SO ₂ (15% O ₂)	883,88	515,65	749,68	699,20	808,43	872,35	460,26	309,73	633,53	503,14	F	F
	NO _x (15% O ₂)	125,46	204,55	210,26	245,60	237,36	208,47	99,05	107,90	207,07	173,73	F	F
	CO (15% O ₂)	213,71	300,27	292,20	302,24	253,77	260,34	148,93	221,70	309,19	182,98	F	F
	PTS	6,84	7,32	6,07	5,96	6,50	4,80	5,56	5,14	7,01	5,88	F	F



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

5.9 Torcia d'emergenza

Come già detto l'impianto IGCC è dotato di due sistemi di raccolta differenti, suddivisi in base alla tipologia di gas da trattare:

- Blow-down acido (ST101), che raccoglie gli scarichi di emergenza ricchi di H₂S e tutti gli scarichi in condizioni normali fino ad una portata di circa 5 t/h;
- Blow-down principale (ST102), che raccoglie tutti gli altri scarichi di emergenza (syngas durante l'avviamento).

Le due torce (ST101 e ST102) sono montate su strutture separate, ad una distanza calcolata in modo tale da permettere la manutenzione in sicurezza della torcia acida (fuori servizio) quando la torcia principale (in servizio) sta ricevendo il massimo scarico previsto e viceversa.

La torcia principale ST102 ha una capacità di progetto di 412.000 kg/h, mentre la torcia acida ST101 è progettata per una portata massima di 54.186 kg/h di gas da blow-down acido e fino a 5.000 kg/h da blow-down principale. Tutto il gas proveniente dal blow-down acido va alla torcia ST101, quello proveniente dal blow-down principale va alla torcia ST101 fino ad una portata pari a 5.000 kg/h e alla torcia ST102 per portate superiori.

Condizioni di esercizio del sistema blow down e torce

Sigla	Descrizione	Unità e dispositivi collegati	Sistema di recupero gas	Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza	Campionamento (manuale / automatico)
ST101	Torcia acida (1)	Stream acidi	Sì	3 Nm ³ /h	54 t/h	Manuale
ST102	Torcia principale (2)	Tutti gli scarichi gassosi del complesso IGCC	No	3 Nm ³ /h	412 t/h	Manuale

(1) La torcia acida è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata di 54 t/h di gas acidi, ad una temperatura in ingresso di 172°C. Inoltre la torcia acida è progettata per bruciare gas dal blow-down principale, durante l'esercizio normale, fino ad una portata di 5 t/h.

(2) La torcia principale è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata massima di gas pari a 412 t/h ad una temperatura in ingresso di 244°C. Alla torcia principale sono collettati gli effluenti: syngas, aria, azoto e fuel gas provenienti dagli scarichi gassosi del complesso IGCC.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

5.10 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

Le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato possono essere di due tipi:

- emissioni fuggitive, attribuibili all'evaporazione di prodotti 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, ecc.;
- emissioni diffuse, prevalentemente costituite da Composti Organici Volatili (COV) provenienti da sorgenti non associate con uno specifico processo ma diffuse attraverso tutto l'impianto, quali ad esempio le vasche dell'impianto di trattamento acque di processo e le tenute dei tetti flottanti dei serbatoi di stoccaggio.

Presso il l'impianto in esame il Gestore dichiara la presenza di sole emissioni fuggitive di COV, derivanti dalle seguenti attività:

1. stoccaggio delle materie prime e dei prodotti,
2. carico e scarico delle materie prime e dei prodotti dal pontile,
3. carico dei prodotti in autobotti,
4. esercizio degli impianti di processo,
5. esercizio dell'impianto di trattamento delle acque di scarico (Impianti Sud).

La seguente tabella, tratta dalla Scheda B.8.1 *Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica)* riporta i quantitativi annui di emissioni fuggitive generate dall'IGCC. Si precisa che il Gestore non ha compilato la Scheda B.8.2 relativa alle emissioni fuggitive alla capacità produttiva, non ritenendole direttamente correlate alla capacità di esercizio degli impianti.

Origine	Topologia	Inquinanti presenti	Quantità (kg/anno)	
			Anno 2012	Capacità produttiva
Intero impianto IGCC	Fuggitive	COV	8.170	Dato non fornito

Dall'Allegato E.9.2, recante l'elaborazione dei dati raccolti durante la campagna di monitoraggio effettuata nel mese di febbraio 2017 sulle sorgenti intercettanti COV, inoltre, risulta che ai fini della valutazione delle emissioni fuggitive i componenti oggetto di monitoraggio, sono stati inventariati ed aggregati in sette gruppi principali:

- 1) Agitatori;
- 2) Compressori;
- 3) Pompe;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- 4) Valvole;
- 5) Valvole di sicurezza;
- 6) Flange;
- 7) Fine linea,

ed ulteriormente suddivisi in sottogruppi GAS o LIGHT LIQUID (LL), a seconda della fase dello Stream. Durante la campagna di Febbraio 2017 sono state accumulate 4.903 letture e l'inventario emissivo, risulta composto come segue:

Zona	CMP	END	FLG	PMP	PSV	VLV	Isolati	Non accessibili	Monitorabili	Totale
UNITA' 3000	2	2	1.194	12	4	424	155	196	1.287	1.638
UNITA' 3010		6	61			27		1	93	94
UNITA' 3020			125	4		46			175	175
UNITA' 3100_3200		29	375	12	11	133	23	5	532	560
UNITA' 3600		47	278			139	34	20	410	464
UNITA' 3700		55	252		2	156	6	3	456	465
UNITA' 4000		121	623	3	6	268	37	12	972	1.021
UNITA' 4400		235	414		7	213			869	869
UNITA' 5300			83	2		30			115	115
Totale	2	495	3.405	33	30	1.436	255	237	4.909	5.401

Le sorgenti monitorabili, in stato di effettivo servizio, interessate da COVNM sono complessivamente 2.784 rispondenti alla Leak Definition di 10.000 ppmv. Le sorgenti monitorabili interessate da Metano (fuel gas) sono complessivamente 2.125 rispondenti alla Leak Definition di 10.000 ppmv.

Presso gli Impianti sono state inventariate 1.390 sorgenti classificate R451/H3502 delle quali 1.154 monitorabili, 1.795 sono, invece, le sorgenti inventariate come No R45/H350, delle quali 1.630 monitorabili.

Le sorgenti classificate non monitorabili perché non accessibili. sono state oggetto di ispezione con sistema OGI.

L'elaborazione delle letture (componenti monitorabili) ha rilasciato, per i composti organici volatili non metanici 2 superamenti rispetto alla Leak Definition di 10.000 ppmv per una Leak frequency relativa dello 0,07% (2 vs 2.784 monitorabili).

Per quanto riguarda lo stream metano (fuel gas), sono state riscontrate 2 divergenze rispetto alla Leak Definition di 10.000 ppmv per una Leak frequency relativa dello 0,09% (2 vs 2.125 monitorabili interessate da metano).

Le indagini con tecnologia OGI, eseguite sulle 237 sorgenti non accessibili, non hanno evidenziato alcuna criticità (perdita).

La stima emissiva per la sostanza metano è stata calcolata in circa 0,3306 Kg/h per un'emissione annua (proiezione su 8.760 ore di servizio) pari a circa 2,8959 Tonnellate (Mg).

L'emissione oraria di COVNM è stata calcolata in circa 0,0453 Kg/h, quella complessiva (proiezione su 8.760 ore di servizio) in circa 0,3972 Tonnellate (Mg)/anno di COVNM.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

5.11 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Presso l'Impianto IGCC sono presenti i seguenti flussi acquosi:

- ◆ **acque oleose e acque meteoriche contaminate**, costituite dalle acque di processo, dalle acque di lavaggio dei dissalatori, dai drenaggi e dalle acque di dilavamento delle aree produttive - sono coltate alla fogna oleosa di stabilimento e inviate, previo passaggio in appositi sistemi di pre-trattamento allo scarico finale S2 recapitante all'impianto di trattamento consortile IAS;
- ◆ **acque grigie**, costituite da acque di processo derivanti dalle unità 4800 e 4810 – sono inviate, tramite lo scarico S2, all'impianto di trattamento consortile IAS;
- ◆ **acqua mare di raffreddamento e acque meteoriche pulite** – sono inviate, tramite lo scarico finale S1, al mare;
- ◆ **acque igienico sanitarie** – sono scaricate in fognatura consortile e inviate a trattamento presso l'impianto consortile esterno IAS (scarico S2).

Nelle tabelle seguenti, redatte sulla base delle Schede B.9.1 *Emissioni in acqua (parte storica)*, B.9.2 *Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)*, B.10.1 *Emissioni in acqua (parte storica)* e B.10.2 *Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)*, si riportano le caratteristiche degli scarichi S1 ed S2 sopra citati.

Denominazione scarico	S1 (scarico finale)
Corpo recettore	Mare tramite il canale Alpina
Tipologia acque	acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento, acque di dilavamento non contaminate, spurghi dalle caldaie, scarichi rigenerazione letti misti, salamoia
Tipologia scarico	attivo
Volume scaricato	31.840.228 m ³ /anno 2012 61.320.000 m ³ /anno alla MCP (stimata come la portata massima oraria autorizzata (7.000 m ³ /h) per 8.760 ore)
Misuratore portata	Sì
Coordinate	E: 520166 N: 4108279



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Denominazione scarico	S2 (scarico finale)
Corpo recettore	Impianto Trattamento Acque consortile (IAS)
Tipologia acque	acque di processo, acque meteoriche di dilavamento aree di impianto, stripped water delle unità di processo unità 4800 e 4810, acque nere
Tipologia scarico	attivo
Volume scaricato	1.383.889 m ³ /anno 2012 1.752.000 m ³ /anno alla MCP (stimata come la portata giornaliera di 4.800 m ³ /giorno (indicata nel disciplinare con IAS) per 365 giorni)
Misuratore portata	Sì
Coordinate	E: 520166 N: 4108279

Lo scarico S1 del Complesso IGCC, convoglia verso il mare, attraverso il Canale Alpina, le seguenti acque reflue non contaminate:

- acque piovane da zone non industrializzate;
- acque da soluzioni neutralizzate;
- spurgo delle torri di raffreddamento e salamoia (acqua mare).

Il maggiore contributo allo scarico è dato dall'acqua mare di ritorno dalle torri di raffreddamento e lo *stream* è quindi fortemente caratterizzato da tutti quei parametri tipici dell'acqua mare in ingresso allo stabilimento. Dall'analisi dei valori rilevati negli ultimi anni per tutti i parametri monitorati il Gestore evidenzia come alcuni parametri non siano caratterizzanti lo scarico S1.

Nella tabella sottostante per lo scarico S1, per ciascun parametro monitorato con la relativa frequenza di verifica, sono riportati i valori medi rilevati negli ultimi anni confrontati con il valore limite di riferimento. Laddove il risultato delle analisi sia risultato inferiore al limite di rilevabilità, è riportato il simbolo "<".



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Parametro	Frequenza di verifica	Valore medio	Valore limite
pH	Continua	8,2	5,5-9,5
Piombo	Giornaliera	0,014 (mg/l)	0,2 (mg/l)
Solfiti	Giornaliera	<	1 (mg/l)
Solfuri	Giornaliera	<	1 (mg/l)
Solidi Sospesi Totali (SST)	Giornaliera	28,76 (mg/l)	80 (mg/l)
Tensioattivi totali	Giornaliera	<	2 (mg/l)
COD	Giornaliera	46,78 (mg/l)	160 (mg/l)
Azoto ammoniacale	Giornaliera	<1 (mg/l)	15 (mg/l)
Azoto nitrico	Giornaliera	0,46 (mg/l)	20 (mg/l)
Azoto nitroso	Giornaliera	<0,3 (mg/l)	0,6 (mg/l)
Cloro attivo libero	Giornaliera	<0,06 (mg/l)	0,2 (mg/l)
*Nichel	Trimestrale	<	2 (mg/l)
*Rame	Trimestrale	0,0046 (mg/l)	0,1 (mg/l)
BOD5	Semestrale	21,6 (mg/l)	40 (mg/l)
Alluminio	Semestrale	<	1 (mg/l)
Arsenico	Semestrale	0,0054 (mg/l)	0,5 (mg/l)
Bario	Semestrale	0,008 (mg/l)	20 (mg/l)
Boro	Semestrale	<	2 (mg/l)
Cadmio	Semestrale	<	0,02 (mg/l)
Cromo totale	Semestrale	<	2 (mg/l)
Cromo VI	Semestrale	<	0,2 (mg/l)
Ferro	Semestrale	0,279 (mg/l)	2 (mg/l)
Manganese	Semestrale	0,006 (mg/l)	2 (mg/l)
*Mercurio	Semestrale	<	0,005 (mg/l)
Selenio	Semestrale	<	0,03 (mg/l)
Stagno	Semestrale	<	10 (mg/l)
Zinco	Semestrale	0,07 (mg/l)	0,5 (mg/l)
*Cianuri totali	Semestrale	<	0,5 (mg/l)
Solfati (rif. nota 3)	Semestrale	n.a.	n.a.
Cloruri (rif. nota 3)	Semestrale	n.a.	n.a.
Fluoruri	Semestrale	<	6 (mg/l)
Fosforo totale	Semestrale	<	10 (mg/l)
Grassi e olii animali e vegetali	Semestrale	<	20 (mg/l)
Idrocarburi totali	Semestrale	<	5 (mg/l)
*Fenoli	Semestrale	<	0,5 (mg/l)



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Aldeidi	Semestrale	<	1 (mg/l)
*Solventi organici aromatici	Semestrale	<	0,2 (mg/l)
solventi organici azotati	Semestrale	<	0,1 (mg/l)
Pesticidi fosforati	Semestrale	<	0,1 (mg/l)
Pesticidi totali	Semestrale	<	0,05 (mg/l)
Solventi clorurati	Semestrale	<	1 (mg/l)
Escherichia coli	Semestrale		
Saggio di tossicità acuta	Semestrale		
<p><u>Nota 3</u> alla tab 3 dell'All. V alla parte III del D. Lgs. 152/06: Tali limiti non valgono per lo scarico in mare, in tal senso [...]</p> <p>* per i primi 12 mesi dovranno essere misurati i seguenti parametri inquinanti [...] secondo le frequenze e le modalità indicate nel PMC. Successivamente al primo anno, l'Autorità di controllo potrà rivedere, sulla base degli esiti dei controlli effettuati, la frequenza ed i parametri monitorati (Pag.42/47 del PIC).</p>			

5.12 Rifiuti

I dati relativi alle tipologie e ai quantitativi di rifiuti prodotti nell'anno di riferimento 2012 sono desunti dalla Scheda B.11.1 *Produzione di rifiuti (parte storica)*, di seguito riportata. Relativamente alla produzione di rifiuti alla massima capacità produttiva, il Gestore ha dichiarato che *“Non si ritiene possibile stimare in modo attendibile la quantità di rifiuti potenzialmente prodotti alla massima capacità produttiva autorizzata dell'IGCC: i rifiuti prodotti in impianto derivano generalmente dalle attività di manutenzione, ovvero sono indipendenti dall'esercizio dell'installazione. Si può assumere, in prima approssimazione, che la qualità dei rifiuti rimanga analoga a quella dell'anno di riferimento, mentre la quantità potrebbe aumentare, anche se in modo non direttamente proporzionale.”*

CER	Descrizione	Stato fisico	t/a	N° area	Modalità	Destinazione
05 01 06*	Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	Solido polverulento, solido non polverulento, fangoso palabile, liquido	30,88	11	Fusti	Smaltimento
05 01 08*	Catrame (asfalto)	Solido non polverulento	8,28	11	Fusti	Smaltimento
06 06 02*	Rifiuti contenenti zolfo	Solido non polverulento	42,82	11	fusti	Recupero/smaltimento
07 01 08*	Fondi e residui di reazione	Solido non polverulento, fangoso palabile	609,26	11	Fusti	Smaltimento



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

CER	Descrizione	Stato fisico	t/a	N° area	Modalità	Destinazione
08 01 11*	Pitture e vernici di scarto	Liquido	0,18	11	Fusti	Smaltimento
08 03 17*	Toner per stampa esauriti	Solido polverulento	0,16	11	Big bags	Recupero/smaltimento
10 01 14*	Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte dal coincenerimento, contenenti sostanze pericolose	Solido polverulento	1,62	11	Fusti/big bags	Smaltimento
10 01 22*	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia apparecchiature	Fangoso palabile	56,84	11	Cisternette/fusti	Smaltimento
11 01 11*	Soluzioni acquose di lavaggio	Liquido	1,9	11	Cisternette/ATB	Smaltimento
12 01 12*	Grasso lubrificante esausto	Fangoso palabile	0,08	11	Fusti	Smaltimento
12 01 16*	Materiale abrasivo di scarto	Solido polverulento	0	11	Fusti/big bags	Smaltimento
13 02 05*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	Liquido	34,86	11	Cisternette/fusti	recupero
13 02 08*	Olio esausto lubrificante	Liquido	0,68	11	Cisternette/fusti	recupero
13 05 07*	Acque oleose	Liquido	1,44	11	Cisternette/fusti	Smaltimento
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non polverulento	16,68	11	Fusti/big bags	Smaltimento
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	43,5	11	Fusti/big bags	Smaltimento
16 02 11*	Apparecchiature elettriche fuori uso (condizionatori)	Solido non polverulento	0,22	11	Big bags/sfuso	Recupero/smaltimento
16 02 13*	Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 16 02 09 e 16 02 12	Solido non polverulento	0,3	11	Big bags/sfuso	Recupero/smaltimento
16 03 03*	Rifiuti inorganici (Sali igroscopici)	Solido non polverulento	0,1	11	Fusti/contenitori	Smaltimento
16 05 08*	Sostanze chimiche organiche di scarto contenenti o costituite da sostanze pericolose	Liquido	0	11	Fusti/contenitori	Smaltimento
16 07 08*	Rifiuti contenenti olio	Liquido Fangoso palabile	9,32	11	Fusti/big bags	Smaltimento
16 07 09*	Rifiuti contenenti altre sostanze pericolose	Solido polverulento, solido non polverulento, fangoso palabile, liquido	15,36	11	Fusti/big bags	Smaltimento
16 08 02*	Catalizzatore esausto	Solido non polverulento	2,16	11	fusti	Recupero/smaltimento



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

CER	Descrizione	Stato fisico	t/a	N° area	Modalità	Destinazione
16 10 01*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquido	111,62	11	Cisternette/ATB	Smaltimento
16 11 05*	Materiale refrattario	Solido non polverulento	0,3	11	Big bags/cassoni	Smaltimento
17 01 06*	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, contenenti sostanze pericolose	Solido non polverulento	0	11	Big bags/cassoni	Smaltimento
17 02 04*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	Solido non polverulento	0,74	11	Big bags	Smaltimento
17 03 01*	Miscele bituminose contenenti catrame di carbone	Solido non polverulento	34,94	11	Big bags/cassoni	Smaltimento
17 04 09*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	4,06	11,12	Big bags/cassoni	Recupero/smaltimento
17 05 03*	Terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido polverulento, solido non polverulento, fangoso palabile	11,94	11	Fusti/bigbags/cassoni	recupero/smaltimento
17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido polverulento, solido non polverulento	33	11	Big bags	Smaltimento
17 09 03*	Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	Solido polverulento, solido non polverulento	28,48	11	Big bags/cassoni	Recupero/smaltimento
20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	0,18	11	Big bags	Recupero/smaltimento
20 01 33*	Batterie ed accumulatori	Solido non polverulento	0,06	11	Fusti/sfuso	Recupero/smaltimento
06 03 14	Sali disidratanti	Solido non polverulento	0,42	11	Big bags	Recupero/smaltimento
06 03 16	Sfere inerti esauste	Solido non polverulento	16,44	11	Big bags	Recupero/smaltimento
10 01 23	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia apparecchiature diversi da quelli di cui alla voce 10 01 22	Fangoso palabile	1,32	11	Fusti	Smaltimento
10 01 26	Fanghi prodotti dal trattamento delle acque di raffreddamento	Fangoso palabile	1,72	11	fusti	Smaltimento
15 01 01	imballaggi in carta e cartone	Solido non polverulento	5,67	11	Big bags/cassoni	Recupero
15 01 02	Imballaggi in plastica	Solido non polverulento	1,24	11	Big bags/cassoni	Recupero
15 01 03	Imballaggi in legno	Solido non polverulento	45,82	11	Sfuso/cassoni	Recupero
15 01 04	Imballaggi metallici	Solido non polverulento	8,66	12	Sfuso/cassoni	Recupero
15 01 05	Imballaggi in materiali compositi	Solido non polverulento	0,06	11	Big bags/sfuso	Recupero/smaltimento



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

CER	Descrizione	Stato fisico	t/a	N° area	Modalità	Destinazione
15 01 06	Imballaggi in materiali misti	Solido non polverulento	3,6	11	Big bags/sfusi	Recupero/smaltimento
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02	Solido non polverulento	6,02	11	Fusti/big bags	Smaltimento
16 02 14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16 02 09 a 16 02 13	Solido non polverulento	1,96	11	Big bags/sfuso	Recupero
16 02 16	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16 02 15	Solido non polverulento	0,23	11	Big bags/sfuso	Recupero
16 03 04	Rifiuti inorganici	Solido non polverulento	0,28	11	Fusti/big bags	Smaltimento
16 08 04	Catalizzatore esausto	Solido non polverulento	11,34	11	Fusti/big bags	Recupero/smaltimento
16 10 02	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 16 10 01	Liquido	65,58	11	Cisternette/ATB	Smaltimento
16 11 06	Materiale refrattario	Solido non polverulento	7,94	11	Big bags/cassoni	Recupero/Smaltimento
17 01 07	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 17 01 06	Solido non polverulento	106,76	11	Big bags/cassoni	Recupero/smaltimento
17 02 03	Plastica	Solido non polverulento	2,18	11	Big bags	Recupero/smaltimento
17 04 02	Alluminio	Solido non polverulento	7,65	12	cassone	Recupero
17 04 03	Piombo	Solido non polverulento	0	12	Big bags	Recupero
17 04 05	Ferro e acciaio	Solido non polverulento	253,72	12	Cassone/Sfusi	Recupero
17 04 11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17 04 10	Solido non polverulento	2,56	12	Big bags/cassoni	Recupero
17 05 04	Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03	Solido polverulento, solido non polverulento, fangoso palabile	371,08	11	Big bags/cassoni	Recupero/smaltimento
17 06 04	Materiale isolante	Solido non polverulento	0,02	11	Big bags	Smaltimento
17 09 04	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 09 02 e 17 09 03	Solido non polverulento	66,59	11	Big bags/cassoni	Recupero/smaltimento
20 01 01	Carta e cartone	Solido non polverulento	8,02	11	Big bags/cassoni	Recupero
20 01 02	Vetro	Solido non polverulento	0,3	11	Big bags	Recupero
20 01 39	Plastica	Solido non polverulento	0,4	11	Big bags	Recupero



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

CER	Descrizione	Stato fisico	t/a	N° area	Modalità	Destinazione
20 01 40	Alluminio (lattine)	Solido non polverulento	0,19	12	Big bags	Recupero
20 02 01	Rifiuti biodegradabili	Solido non polverulento	28,18	11	Cassoni/sfuso	Recupero
20 03 07	Rifiuti ingombranti	Solido non polverulento	1,6	11	Big bags/sfuso	Recupero/smaltimento

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 temporaneo di rifiuti:

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (UTM33N WGS84)	Superficie (m ²)	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento / recupero (criterio Temporale T / Quantitativo Q)
11	Deposito temporaneo rifiuti	E: 518337, N: 4109463	2.117	Deposito temporaneo, pavimentato, cordolato e recintato, per i rifiuti pericolosi e non, provenienti esclusivamente da attività IGCC, con raccolta delle acque meteoriche in appositi pozzetti collegati al sistema di fogna oleosa	Rifiuti pericolosi e non pericolosi	T
2	Deposito Temporaneo lungo strada "Ovest 22" (lato monte) ⁽¹⁾	E: 518582 N: 4108103	480	Deposito temporaneo, pavimentato, cordolato e recintato, per i rifiuti pericolosi e non, provenienti esclusivamente da attività IGCC, con raccolta delle acque meteoriche in appositi pozzetti stagni	Rifiuti pericolosi e non pericolosi da impianto IGCC (tra loro separati). Tutti i rifiuti sono confezionati in colli (big bags, fusti, cisternette) posizionati su pedane o stoccati alla rinfusa all'interno di scarrabili coperti	T
4	Deposito Temporaneo lungo strada "Ovest 16 bis" ⁽¹⁾	E: 518691 N: 4108224	480	Deposito temporaneo, pavimentato, cordolato e recintato, per i rifiuti pericolosi provenienti esclusivamente da attività IGCC. Raccolta e collettamento acque meteoriche a impianto TAS attraverso rete fognaria oleosa di stabilimento.	Rifiuti pericolosi (da impianto IGCC) Tutti i rifiuti sono confezionati in colli (big bags, fusti, cisternette) posizionati su pedane	T



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (UTM33N WGS84)	Superficie (m ²)	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento / recupero (criterio Temporale T / Quantitativo Q)
5	Deposito Temporaneo Materiali ferrosi lungo strada Ovest 23 (lato monte) (1)	E: 518487 N: 4108197	5.000	Area pavimentata, cordolata e recintata, adibita a deposito temporaneo di materiali ferrosi non contaminati destinati a recupero, stoccati in scarrabili coperti e divisi per categorie omogenee con indicazione del codice CER. Raccolta delle acque meteoriche in appositi pozzetti stagni.	Materiali ferrosi non pericolosi provenienti da attività Raffineria Impianti Sud e da impianto IGCC (gestiti separatamente)	T

Nota:
(1) Aree di deposito temporaneo rifiuti ubicate presso la Raffineria Isab Impianti Sud già dichiarate nell'AIA della Raffineria stessa.

5.13 Rumore

Dall'Allegato B24 risulta che la verifica dei limiti di emissione dei confini della proprietà dell'Impianto IGCC è stata effettuata mediante la determinazione dei livelli di Leq orari espressi in dB(A). Le misurazioni sono state effettuate nel mese di maggio 2016.

Le fasi operative attraverso le quali si è proceduto alla verifica dei limiti di emissione sono state le seguenti:

1. individuazione dell'ubicazione dei punti di misura al confine della proprietà in modo da avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente;
2. individuazione delle attività di competenza del Complesso IGCC della ISAB significative ai fini dello studio e di eventuali potenziali sorgenti limitrofe di proprietà di altre società;
3. individuazione del tempo di misura (come definito dal DM 16/03/98) in funzione delle caratteristiche di variabilità del rumore ed in modo tale che la misura sia rappresentativa del fenomeno;
4. programmazione della campagna di misurazioni allo scopo di svolgere le misure nel corso di una giornata lavorativa tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e in condizioni di potenza minima erogata superiore all'80%;
5. effettuazione dei campionamenti con specifico riferimento a quanto richiesto dal DM 16/03/98 e nel rispetto delle prescrizioni dell'autorizzazione integrata ambientale;
6. verifica a posteriori che le misurazioni siano state effettuate nelle condizioni previste e descritte al precedente punto 4);



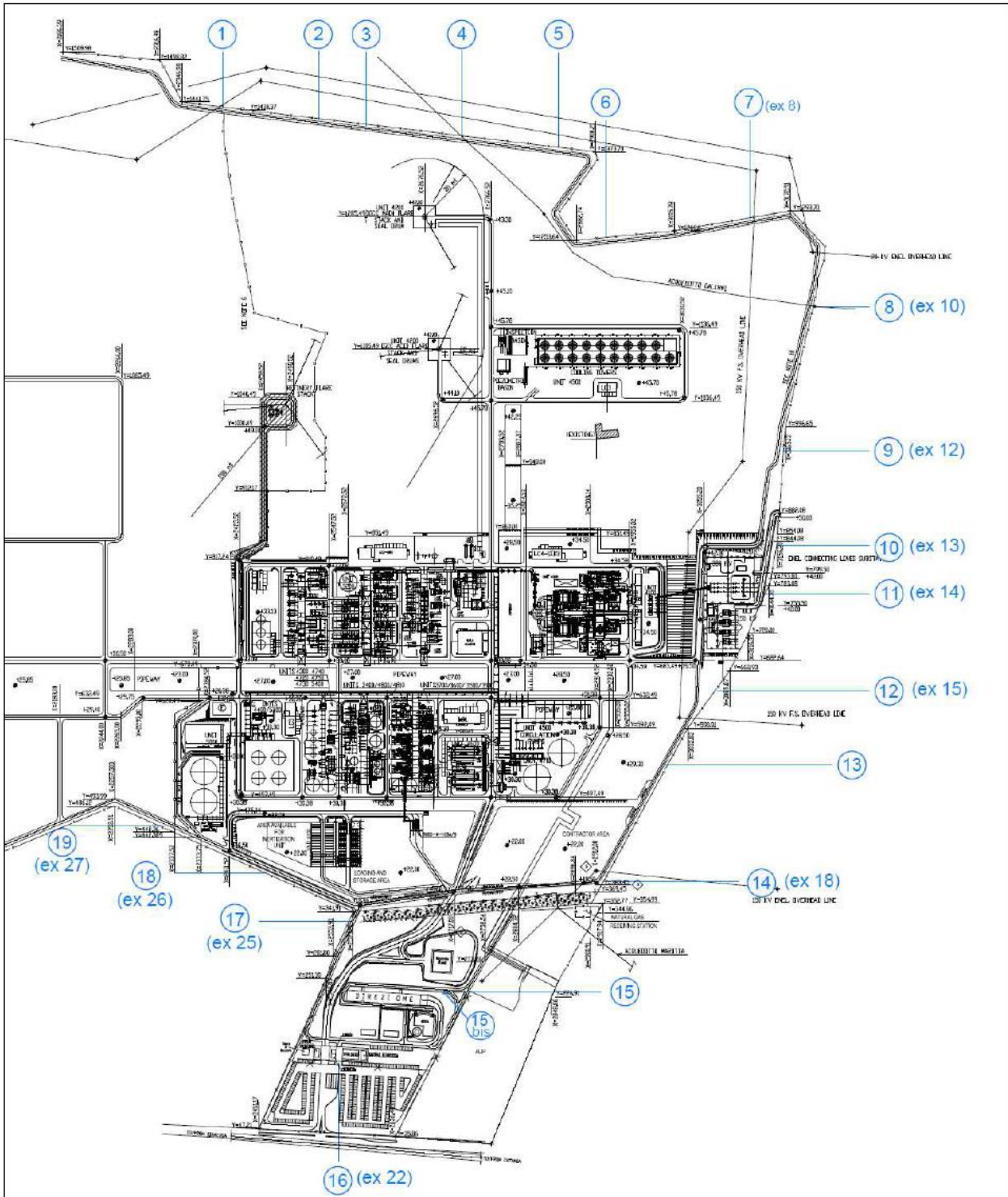
Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

7. indicazione dei livelli di rumorosità misurati (con determinazione ed eventuale applicazione dei fattori correttivi per le componenti tonali e impulsive);
8. confronto dei livelli di rumorosità misurati con i limiti previsti dalla normativa riferimento;
9. analisi dei risultati ottenuti.

L'ubicazione delle postazioni di rilievo è indicata nella figura sottostante.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)



Le misurazioni fonometriche sono state eseguite verificando, preliminarmente, l'assetto impianti previsto in concomitanza delle misure. In particolare l'assetto impiantistico ritenuto rappresentativo delle misurazioni da effettuare e verificato prima dell'effettuazione dei rilievi è stato il seguente:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Area	Assetto impianti verificato durante le misure
Complesso IGCC/SDA	Impianti in marcia in normale funzionamento (rif. § 2.0) con potenza minima erogata in rete superiore all'80%

Le tabelle seguenti riportano i valori di LAeq misurati nel periodo di riferimento diurno (06:00 – 22:00) e notturno (22:00 – 06:00). In particolare sono indicati: il numero della postazione di misura e la relativa georeferenziazione, la data di rilevamento, il LAeq orario (arrotondato a 0,5 dB), l'incertezza strumentale del fonometro, la presenza di eventuale componente impulsiva e/o della componente tonale, l'eventuale livello di rumore corretto considerando l'incertezza strumentale (+ 0,2 dB) e le componenti tonali e impulsive, la direzione e la velocità del vento.

RILIEVI DIURNI									
Nr postazione	Coordinate UTM	Data di Rilevamento	Velocità del vento (m/sec)	LAeq,orario (arrotondato a 0,5 dBA)	Incertezza strumentale in dBA	Presenza componenti impulsive (KI)	Presenza componenti tonali (KT)	Livello di rumore corretto (LC)	Valore limite di riferimento
1	N: 4108654 E: 517740	09/05/2016	< 5	53,5 dBA	± 0,2	NO	NO	53,7 dBA	65 dB
2	N: 4108715 E: 517685	16/05/2016	< 5	52,0 dBA	± 0,2	NO	NO	52,2 dBA	65 dB
3	N: 4108757 E: 517647	16/05/2016	< 5	53,0 dBA	± 0,2	NO	SI	56,2 dBA	65 dB
4	N: 4108885 E: 517539	16/05/2016	< 5	54,0 dBA	± 0,2	NO	NO	54,2 dBA	65 dB
5	N: 4108989 E: 517458	16/05/2016	< 5	56,0 dBA	± 0,2	NO	NO	56,2 dBA	65 dB
6	N: 4109131 E: 517480	16/05/2016	< 5	62,0 dBA	± 0,2	NO	NO	62,2 dBA	65 dB
7 (ex 8)	N: 4109246 E: 517318	10/06/2016 ¹	< 5	59,0 dBA	± 0,2	NO	NO	59,2 dBA	65 dB
8 (ex 10)	N: 4109394 E: 517355	06/05/2016	< 5	53,5 dBA	± 0,2	NO	NO	53,7 dBA	65 dB
9 (ex 12)	N: 4109506 E: 517512	06/05/2016	< 5	58,5 dBA	± 0,2	NO	NO	58,7 dBA	65 dB
10 (ex 13)	N: 4109592 E: 517603	06/05/2016	< 5	59,5 dBA	± 0,2	NO	NO	59,7 dBA	65 dB
11 (ex 14)	N: 4109634 E: 517662	06/05/2016	< 5	58,5 dBA	± 0,2	NO	NO	58,7 dBA	65 dB



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

RILIEVI DIURNI									
Nr postazione	Coordinate UTM	Data di Rilevamento	Velocità del vento (m/sec)	LAeq _{orario} (arrotondato a 0,5 dBA)	Incertezza strumentale in dBA	Presenza componenti impulsive (KI)	Presenza componenti tonali (KT)	Livello di rumore corretto (LC)	Valore limite di riferimento
12 (ex 15)	N: 4109672 E: 517768	06/05/2016	< 5	52,5 dBA	± 0,2	SI	NO	55,7 dBA	65 dB
13	N: 4109720 E: 517960	06/05/2016	< 5	58,5 dBA	± 0,2	NO	NO	58,7 dBA	65 dB
14 (ex18)	N: 4109769 E: 518098	06/05/2016	< 5	54,0 dBA	± 0,2	SI	NO	57,2 dBA	65 dB
15	N: 4109475 E: 518317	10/06/2016 ²	< 5	63,0 dBA	± 0,2	NO	NO	63,2 dBA	65 dB
15 bis	N: 4109736 E: 518345	10/06/2016	< 5	61,0 dBA	± 0,2	NO	NO	61,2 dBA	/
16 (ex 22)	N: 4109698 E: 518524	09/05/2016	< 5	59,0 dBA	± 0,2	SI	NO	62,2 dBA	65 dB
17 (ex 25)	N: 4109565 E: 518376	09/05/2016	< 5	55,0 dBA	± 0,2	NO	NO	55,2 dBA	65 dB
18 (ex 26)	N: 4109424 E: 518415	10/06/2016 ²	< 5	56,0 dBA	± 0,2	SI	NO	59,2 dBA	65 dB
19 (ex 27)	N: 4109299 E: 518469	09/05/2016	< 5	53,5 dBA	± 0,2	NO	NO	56,5 dBA	65 dB

RILIEVI NOTTURNI									
Nr postazione	Coordinate UTM	Data di Rilevamento	Velocità del vento (m/sec)	LAeq _{orario} (arrotondato a 0,5 dBA)	Incertezza strumentale in dBA	Presenza componenti impulsive (KI)	Presenza componenti tonali (KT)	Livello di rumore corretto (LC)	Valore limite di riferimento
1	N: 4108654 E: 517740	04/05/2016	< 5	57,0 dBA	± 0,2	SI	NO	60,2 dBA	65 dB
2	N: 4108715 E: 517685	04/05/2016	< 5	57,0 dBA	± 0,2	NO	NO	57,2 dBA	65 dB
3	N: 4108757 E: 517647	04/05/2016	< 5	55,5 dBA	± 0,2	NO	NO	55,7 dBA	65 dB
4	N: 4108885 E: 517539	04/05/2016	< 5	55,0 dBA	± 0,2	NO	NO	55,2 dBA	65 dB
5	N: 4108989 E: 517458	04/05/2016	< 5	57,0 dBA	± 0,2	SI	NO	60,2 dBA	65 dB
6	N: 4109131 E: 517480	04/05/2016	< 5	56,0 dBA	± 0,2	NO	NO	56,2 dBA	65 dB
7 (ex 8)	N: 4109246 E: 517318	04/05/2016	< 5	54,5 dBA	± 0,2	NO	NO	54,7 dBA	65 dB
8 (ex 10)	N: 4109394 E: 517355	12/05/2016	< 5	53,0 dBA	± 0,2	SI	NO	56,2 dBA	65 dB
9 (ex 12)	N: 4109506 E: 517512	12/05/2016	< 5	56,0 dBA	± 0,2	SI	NO	59,2 dBA	65 dB
10 (ex 13)	N: 4109592 E: 517603	12/05/2016	< 5	55,5 dBA	± 0,2	SI	NO	58,7 dBA	65 dB
11 (ex 14)	N: 4109634 E: 517662	12/05/2016	< 5	57,5 dBA	± 0,2	SI	NO	60,7 dBA	65 dB
12 (ex 15)	N: 4109672 E: 517768	12/05/2016	< 5	54,0 dBA	± 0,2	NO	NO	54,2 dBA	65 dB



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

RILIEVI NOTTURNI									
Nr postazione	Coordinate UTM	Data di Rilevamento	Velocità del vento (m/sec)	LAeq _{orario} (arrotondato a 0,5 dBA)	Incertezza strumentale in dBA	Presenza componenti impulsive (KI)	Presenza componenti tonali (KT)	Livello di rumore corretto (LC)	Valore limite di riferimento
13	N: 4109720 E: 517960	12/05/2016	< 5	58,5 dBA	± 0,2	NO	NO	58,7 dBA	65 dB
14 (ex 18)	N: 4109769 E: 518098	17/05/2016	< 5	52,0 dBA	± 0,2	NO	NO	52,2 dBA	65 dB
15	N: 4109475 E: 518317	17/05/2016	< 5	63,0 dBA	± 0,2	NO	NO	63,2 dBA	65 dB
16 (ex 22)	N: 4109698 E: 518524	17/05/2016	< 5	55,5 dBA	± 0,2	NO	NO	55,7 dBA	65 dB
17 (ex 25)	N: 4109565 E: 518376	17/05/2016	< 5	57,0 dBA	± 0,2	NO	NO	57,2 dBA	65 dB
18 (ex 26)	N: 4109424 E: 518415	17/05/2016	< 5	56,5 dBA	± 0,2	SI	NO	59,7 dBA	65 dB
19 (ex 27)	N: 4109299 E: 518469	17/05/2016	< 5	56,5 dBA	± 0,2	NO	NO	56,7 dBA	65 dB

Le aree oggetto di valutazione ricadono nel comprensorio del Comune di Priolo Gargallo (SR), che ha provveduto ad effettuare la zonizzazione acustica. Pertanto si applica il limite di emissione di cui all'art. 2, comma 2, Tabella B del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 14 novembre 1997, che per le zone esclusivamente industriali è di 65 dB(A) sia per il periodo di riferimento diurno che notturno.

Per le suddette aree, dal confronto con il limite indicato, si evince che in tutte le postazioni analizzate i livelli di rumorosità misurati **rientrano nei limiti previsti dalla normativa vigente** sia per il periodo di riferimento diurno che notturno.

5.14 Emissioni odorigene

Dall'Allegato B29 "*Relazione sulle emissioni odorigene nell'area circostante l'installazione*" risulta che il Gestore ha provveduto ad effettuare una valutazione dell'esposizione olfattiva sul territorio mediante applicazione di un modello di dispersione atmosferica, che simula la concentrazione degli inquinanti nell'aria ambiente al suolo, elaborando i dati di emissione, i dati meteorologici e i dati di profilo del terreno.

Lo scenario emissivo alimentato alle simulazioni di dispersione è parzialmente definito sulla base dei risultati delle determinazioni olfattometriche eseguite da Progress S.r.l. su campioni aeriformi odorigeni prelevati da CHIMEC S.p.A. presso l'impianto in esame nei mesi di giugno e settembre 2016.

In particolare, le sorgenti considerate nell'ambito dello studio sono state le seguenti:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Sorgente	Descrizione e informazioni sull'emissione
U5000 (vasche API)	Entrambe le concentrazioni di odore dei campioni olfattometrici prelevati presso l'emissione sono risultate inferiori a 80 ou _E /m ³ ; dunque non vi è evidenza che l'area dell'impianto abbia una propria emissione di odore ⁽²⁾ . Pertanto la sorgente non è inclusa nello scenario emissivo.
U3600	I campioni 160621ZZA02 e 160928ZZB02 sono stati prelevati in aria ambiente entro il perimetro dell'area occupata dall'unità U3600, precisamente in posizione intermedia fra le due linee in marcia. I campioni prelevati quindi non rappresentano alcuna specifica emissione convogliata, diffusa o fuggitiva e non è possibile associare propriamente a tale sorgente una portata volumetrica per ottenere la portata di odore per le simulazioni di dispersione. Per inserire questa sorgente nello scenario emissivo sono quindi necessarie delle assunzioni che potrebbero condurre ad approssimazioni indeterminate in eccesso o in difetto circa la portata di odore. Si immagini di collocare in corrispondenza delle due linee di processo dell'unità una sorgente volumetrica, avente area in pianta di 54 m x 32 m, ossia 1730 m ² , e altezza pari al doppio dell'altezza (circa 2 m) alla quale in campione è stato prelevato. L'area in pianta è equivalente a quella di un quadrato avente lato di 41,6 m e diagonale di 59 m. Il vento superficiale quindi, quale che sia la sua direzione, attraverserebbe, diluirebbe e trasporterebbe con sé l'emissione di odore come se essa fosse espulsa, alla medesima velocità del vento o dei moti atmosferici turbolenti, da una sezione verticale di dimensioni 59 m x 4 m, ossia 236 m ² . La portata di odore sarebbe data quindi dal prodotto fra la concentrazione di odore media dei due campioni in esame (70 ou _E /m ³) e una portata volumetrica variabile in funzione della velocità dell'aria che attraversa la sezione descritta; tale portata volumetrica, in corrispondenza di una velocità dell'aria unitaria (1 m/s), sarebbe pari a 236 m ³ /s.
U4000, carico da autobotte a serbatoio TK105 o TK106	Il piano di monitoraggio trasmesso dal committente, a proposito della U4000, menziona specificamente il "travaso ammoniacale da autobotte a serbatoio". Purtroppo i campionamenti presso la U4000 sono stati eseguiti in momenti nei quali non erano in corso operazioni di scarico della soluzione acqua/ammoniaca dall'autobotte ad uno dei serbatoi TK105 o TK106. La portata di odore di tale operazione di scarico è stata così stimata come segue. Secondo le informazioni trasmesse dal committente, la soluzione acqua/ammoniaca scaricata ha un tenore del 25% w/w. Assumendo per la costante di Henry H^{cp} (vedasi R. Sander, <i>Atmos. Chem. Phys.</i> , 15, 4399–4981, 2015) un valore pari a 0,59 mol/(m ³ Pa), l'aria in equilibrio con tale soluzione acquosa ha una concentrazione di ammoniaca pari a 0,2 mol/mol. Assumendo poi per l'ammoniaca una soglia olfattiva pari a 200 ppb (vedasi l'Allegato 4 della D.G.R. Lombardia n. IX/3018 già citata nelle note), la concentrazione di odore dello spazio di testa aeriforme nell'autobotte sarebbe pari a circa 1'000'000 ou _E /m ³ . Per stimare la dimensione caratteristica del punto di rilascio in atmosfera dell'aeriforme odorigeno dall'autobotte disponiamo del diametro della sezione di ingresso della soluzione acqua/ammoniaca nei serbatoi TK105-TK106: essa è di 8 cm. Assumiamo quindi che la sezione di rilascio in atmosfera dell'aeriforme odorigeno dall'autobotte abbia area di 0,005 m ² . La portata di odore sarebbe data quindi dal prodotto fra la concentrazione di odore di 1'000'000 ou _E /m ³ e una portata volumetrica variabile in funzione della velocità dell'aria che attraversa la sezione descritta; tale portata volumetrica, in corrispondenza di una velocità dell'aria unitaria (1 m/s), sarebbe pari a 0,005 m ³ /s. Il committente ha trasmesso i livelli giornalieri dei serbatoi TK105 e TK 106 nell'anno 2015, da cui è possibile stimare in quali giorni del 2015 sia avvenuto il caricamento da autobotte di uno dei due serbatoi: si definiscono giorni di caricamento quelli nei quali il livello del serbatoio è aumentato (rispetto al giorno precedente) di almeno 500 mm. Nelle simulazioni l'emissione in esame è considerata nulla in tutti i giorni di non caricamento.
U3500	Entrambe le concentrazioni di odore dei campioni olfattometrici prelevati presso l'emissione sono risultate inferiori a 80 ou _E /m ³ , dunque non vi è evidenza che l'area dell'impianto abbia una propria emissione di odore ⁽²⁾ . Pertanto la sorgente non è inclusa nello scenario emissivo.

(1) Informazioni trasmesse dal gestore dell'installazione, salvo ove diversamente specificato.

(2) Vedasi il § 3.1 dei "Requisiti degli studi di impatto olfattivo mediante simulazione di dispersione" costituenti l'Allegato 1 dell'Allegato A della D.G.R. Lombardia n. IX/3018 del 15/02/2012 pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia, Serie Ordinaria n. 8 del 20/02/2012, recante "Determinazioni generali in merito alla caratterizzazione delle emissioni gassose in atmosfera derivanti da attività a forte impatto odorigeno".

Le simulazioni sono state effettuate utilizzando il modello di dispersione CALPUFF e considerando i seguenti parametri di emissione delle sorgenti

Sorgente	Portata volumetrica (m ³ /s @ 20 °C)
U3600	236 ⁽¹⁾
U4000	0,005 ⁽¹⁾

A ciascuna sorgente sopra elencata sono state assegnate le seguenti concentrazioni di odore:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Sorgente	Media geometrica delle concentrazioni di odore (ou_e/m^3)	Media dei logaritmi decimali delle concentrazioni di odore	Scarto tipo dei logaritmi decimali delle concentrazioni di odore	Intervallo di fluttuazione delle concentrazioni di odore orarie nelle simulazioni (ou_e/m^3)
U3600	70 ⁽²⁾	1,837 ⁽³⁾	0,29 ⁽⁵⁾	16+315
U4000	1'000'000 ⁽¹⁾	6,0 ⁽⁴⁾	0	costante

I dati meteorologici utilizzati per il modello sono stati i seguenti:

<i>Fornitore dei dati</i>	Committente
<i>Tipo di dati</i>	Dati meteorologici misurati da una stazione della rete di monitoraggio della Provincia Regionale di Siracusa
<i>Coordinate della stazione</i>	37°06'08.83"N, 15°15'56.41"E; ossia 721631 m E, 4998743 m N, nel sistema di coordinate indicato nel § 4.1; il punto è in Largo Luigi Grazioso / Viale Scala Greca, Siracusa (SR)
<i>Distanza fra il centro della cella e la stazione</i>	6,1 km
<i>Quota effettiva della base della stazione</i>	52 m s.l.m.
<i>Altezza dei sensori di vento rispetto al suolo</i>	10 m
<i>Passo temporale dei dati meteo</i>	Orario (3600 secondi)
<i>Fuso orario (time zone) apparente dei dati meteo</i>	UTC+0100
<i>Periodo</i>	Intero anno 2015, dal 01/01/2015 al 31/12/2015
<i>Formato dei dati</i>	File in formato Microsoft Excel™, con un record per ogni ora

Sono inoltre stati considerati i seguenti ricettori sensibili:

n.	Coord. X (m) ⁽¹⁾	Coord. Y (m) ⁽¹⁾	Ubicazione toponimica	Tipo di località ⁽²⁾	Zonizz. acustica (ZAC) ⁽²⁾	Classe ricettore ⁽³⁾	Distanza dalle sorgenti di emissione (m) ⁽⁴⁾	Posizione rispetto alle sorgenti
1	516000	4107800	Contrada Biggeni, Priolo Gargallo (SR)	nucleo abitato normale	non disponibile	4	2600	SW
2	516200	4109800	C. S. Stefano, Priolo Gargallo (SR)	non censita	non disp.	5	1800	WNW
3	516400	4110600	Via Papa Giovanni XXIII, loc. Castellaccio / Spatinelli, Priolo Gargallo (SR)	centro abitato base	non disponibile	3	2000	NW
4	514800	4112200	Via Alcide De Gasperi, Priolo Gargallo (SR)	centro abitato base	II	1	4300	NW
5	516400	4112200	Via Alfieri / Via dell'Immacolata, Priolo Gargallo (SR)	centro abitato base	IV	3	3200	NNW
6	517800	4110600	SP ex SS 114 presso civico 30 (Hotel La Bussola), Priolo Gargallo (SR)	località produttiva	VI	6	1200	N
7	519600	4111000	Stabilimenti balneari presso Riserva Naturale Orientata Saline di Priolo, Priolo Gargallo (SR)	non censita	I	2	2300	NE
8	519400	4106800	Via Parma presso civico 5, Città Giardino, Melilli (SR)	centro abitato base	non disponibile	1	3000	SSE
9	518200	4106400	Via Caltanissetta presso civico 20, Città Giardino, Melilli (SR)	centro abitato base	non disponibile	1	3000	S
10	516600	4107000	Via Mario Francese presso civico 42, loc. Biggeni, Siracusa (SR)	non censita	non disponibile	4	2800	SSW

Per la concentrazione di odore in aria ambiente non sono note disposizioni legislative né nazionali né locali che fissino valori limite di qualità dell'aria. Per valutare l'esposizione olfattiva sul territorio conseguente alle emissioni di odore del sito in esame si possono considerare i seguenti riferimenti:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- la D.G.R. Lombardia n. IX/3018 del 15/02/2012 pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia, Serie Ordinaria n. 8 del 20/02/2012, recante "Determinazioni generali in merito alla caratterizzazione delle emissioni gassose in atmosfera derivanti da attività a forte impatto odorigeno"; mediante la D.G.R. le linee guida sono state emanate "in via sperimentale" (punto 1 della delibera) e dunque i criteri di valutazione in essa definiti non sono immediatamente cogenti; infatti il punto 2 della delibera medesima rinvia ad un futuro provvedimento della Giunta l'individuazione dei limiti di tollerabilità;
- le linee guida dell'Agenzia Ambientale del Regno Unito (UK-EA) "H4. Odour Management" (Environment Agency, United Kingdom, Bristol, marzo 2011).

Le linee guida UK-EA assumono come livello indicativo di riferimento per "moderately offensive odours" la concentrazione di odore di 3 ouE/m³, espressa come 98° percentile.

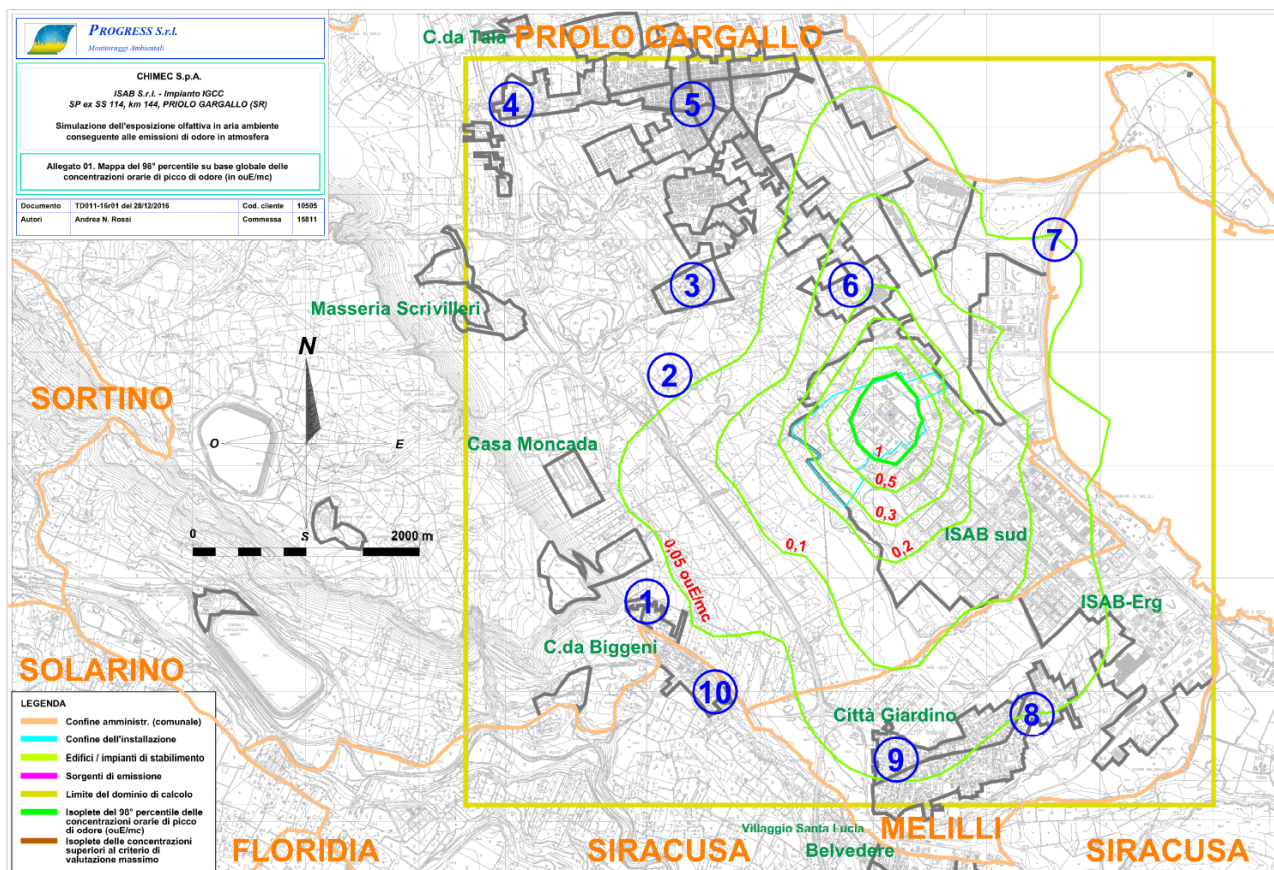
Le linee guida emanate con la D.G.R. Lombardia, invece, non fissano un valore limite unico per l'esposizione olfattiva, ma richiedono (nel § 5 dell'Allegato A) che i risultati delle simulazioni di dispersione siano confrontati con tre livelli di esposizione: 1 ouE/m³, 3 ouE/m³ e 5 ouE/m³, espressi come 98° percentile delle concentrazioni orarie di picco di odore. Per induzione si considera allora che:

- per livelli di esposizione olfattiva inferiori ad 1 ouE/m³ come 98° percentile delle concentrazioni orarie di picco di odore, l'impatto olfattivo è da giudicare accettabile (o trascurabile);
- per livelli di esposizione olfattiva superiori a 5 ouE/m³ come 98° percentile delle concentrazioni orarie di picco di odore, l'impatto olfattivo è da giudicare non accettabile o non tollerabile;
- i livelli di esposizione olfattiva intermedi (1÷5 ouE/m³) costituiscono una "fascia di valutazione" all'interno della quale l'accettabilità dell'impatto deve essere valutata caso per caso, in relazione, per esempio, alla numerosità della popolazione esposta (in termini di densità abitativa) e alla destinazione d'uso prevalente (agricola, industriale, commerciale, residenziale) del territorio.

Tali criteri sono stati adottati per la valutazione dei risultati ottenuti dalle simulazioni, riassunti nella figura seguente recante le mappe al 98° percentile delle concentrazioni orarie di picco di odore espresse in ouE/m³ ottenute dal modello:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)



Sulla base dei risultati ottenuti, è emerso che:

- l'aspetto delle isoplete di concentrazione nella mappa di esposizione è compatibile con quanto emerge dalla rosa dei venti: le aree di maggiore impatto sono a S e SSE rispetto all'installazione. Tale regime dei venti prevalenti, tuttavia, se è conciliabile con la posizione geografica in cui è ubicata la stazione, appare meno conciliabile con la posizione geografica in cui è ubicata l'installazione in esame. E' cioè probabile che l'orientamento nord-sud dei venti riscontrabile ove è posizionata la stazione meteo non sia estendibile alla posizione dell'installazione, a causa del diverso orientamento della linea di costa più prossima.
- all'interno dell'isopleta della concentrazione di odore pari al più restrittivo dei criteri di valutazione della D.G.R. Lombardia (1 ouE/m³ come 98° percentile, vedasi § 5.5.1) non vi è alcuna località abitata censita.

Il documento riportato in Allegato B29 conclude come di seguito riportato:

“...omissis... In particolare, lo scenario emissivo alimentato alle simulazioni include solo le unità U.3600 e U.4000 (limitatamente all'operazione di scarico da autobotte). Inoltre l'emissione dello scarico da autobotte è stata simulata sulla base di assunzioni teoriche, poiché i campionamenti eseguiti non hanno fornito risultati utili.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

...omissis...

I risultati delle simulazioni di dispersione mostrano, con riferimento ai criteri di valutazione adottati (§ 5.5.1), che presso tutte le località abitate censite l'esposizione olfattiva simulata è conforme al criterio di valutazione inferiore, ossia più restrittivo (1 ouE/m³), della D.G.R. Lombardia n. IX/3018.”

6 VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

L'analisi dell'applicazione è stata fatta sulla base della documentazione integrativa trasmessa dal Gestore con nota prot. ISAB/2021/88 del 28/02/2021.

Il confronto condotto dal Gestore è stato attuato sulla base delle BAT applicabili all'installazione di cui alla 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, pubblicata in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (BATC LCP).

A tale proposito, anche se il Gestore ha evidenziato che l'impianto IGCC rientra tra le esclusioni previste nella parte introduttiva delle conclusioni sulle BATC LCP sopra citate, dato che nel campo di applicazione riportano: *“Le presenti conclusioni sulle BAT non riguardano le seguenti attività: [...] la gassificazione dei combustibili e la successiva combustione dei gas di sintesi, quando tali attività sono direttamente associate alla raffinazione di petrolio e di gas”*, di fatto la richiesta presentata dal Gestore con nota prot. n. ISAB/2020/130 del 28/02/2020, di funzionamento mediante utilizzo di gas naturale come combustibile in alternativa al syngas per entrambi i cicli combinati CCU1 e CCU2, riconduce l'esercizio dei gruppi in tale assetto, nell'ambito delle BATC LCP.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
<u>Conclusioni generali sulle BAT</u>			
<u>Sistemi di gestione ambientale</u>			
BAT 1	<p>Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche:</p> <ul style="list-style-type: none">i. impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado;ii. definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione;iii. pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti;iv. attuazione delle procedure [omissis];v. controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive [omissis]vi. riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace;vii. attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite;viii. attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita [omissis];ix – xvi. [omissis]	Applicata	L'impianto IGCC di Priolo Gargallo è già oggi dotato di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) strutturato secondo i requisiti della norma UNI EN ISO 14001, che risponde alle caratteristiche elencate nella BAT in oggetto.
<u>Monitoraggio</u>			



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti												
BAT 2	<p>La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità.</p> <p>Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</p>	Applicata	<p>Nell'Unità 4000 (cicli combinati) di produzione di energia elettrica dell'impianto IGCC sono stati effettuati i performance test in modo da verificare il rendimento elettrico netto degli impianti.</p> <p>Isab mensilmente verifica mediante controlli interni il rendimento elettrico dei cicli combinati sulla base delle specifiche tecniche fornite dal fornitore delle macchine e sulla base di un modello di calcolo.</p>												
BAT 3	<p>La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Flusso</th> <th>Parametro/i</th> <th>Monitoraggio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Effluente gassoso</td> <td>Portata</td> <td>Determinazione periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td>Tenore di ossigeno, temperatura e pressione</td> <td rowspan="2">Misurazione periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td>Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾</td> </tr> <tr> <td>Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi</td> <td>Portata, pH e temperatura</td> <td>Misurazione in continuo</td> </tr> </tbody> </table>	Flusso	Parametro/i	Monitoraggio	Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo	Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾	Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo	<p>Applicata</p> <p>Non applicabile per le acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi</p>	<p>Le due canne CCU1 e CCU2 relative ai cicli combinati sono dotate di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme alla Norma UNI EN 14181:2015 (Assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione automatici) che monitora in continuo portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione, tenore vapore acqueo.</p> <p>I cicli combinati non sono dotati di sistemi di trattamento degli effluenti gassosi ad umido.</p>
Flusso	Parametro/i	Monitoraggio													
Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo													
	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo													
	Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾														
Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo													



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
	(1) La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi.		
BAT 4	<p>La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</p> <p>Per le turbine alimentate a gas naturale la BAT prevede il monitoraggio in continuo di NOx (monitoraggio associato alla BAT 42) e CO (monitoraggio associato alla BAT 44).</p>	Applicata	Le canne CCU1 e CCU2 dei cicli combinati sono dotate di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme alla Norma UNI EN 14181:2015 (Assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione automatici) che monitora in continuo le concentrazioni di NOx e CO contenute nei fumi.
BAT 5	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito (omissis Tabella) e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.	Non applicabile	La BAT non è applicabile in quanto i cicli combinati CCU1 e CCU2 non sono dotati di sistemi di trattamento fumi a umido.
Prestazioni ambientali generali e di combustione			
BAT 6	<p>Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche elencate di seguito:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. dosaggio e miscela dei combustibili; b. manutenzione del sistema di combustione; c. sistema di controllo avanzato; 	Applicata	<p>Per ridurre le emissioni di CO nei cicli combinati CCU1 e CCU2 viene utilizzata un'adeguata combinazione delle seguenti tecniche:</p> <ol style="list-style-type: none"> b. il sistema di combustione è soggetto a regolare manutenzione; c. il sistema di combustione è dotato di sistema di controllo avanzato, che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO e incombusti;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
	d. buona progettazione delle apparecchiature di combustione; e. scelta del combustibile.		d. le apparecchiature di combustione sono state progettate in modo ottimale.
BAT 7	<p>Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO_x, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR. (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NO_x, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente).</p> <p><i>Livelli di emissioni associati alla BAT</i> Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH₃ risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è < 3–10 mg/Nm³ come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR, mentre il limite superiore utilizzando l'SNCR, senza ricorrere a tecniche di abbattimento a umido.</p>	Non applicabile	Per minimizzare le emissioni di NO _x , nei cicli combinati CCU1 e CCU2 con TG alimentate a gas naturale sono installati bruciatori del tipo LowNO _x .
<u>Livelli di emissioni associati alla BAT</u>			
BAT 8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Applicata	<p>Per minimizzare le emissioni di NO_x, nei cicli combinati CCU1 e CCU2 con TG alimentate a gas naturale sono installati bruciatori del tipo LowNO_x.</p> <p>I sistemi di abbattimento installati sono progettati secondo i migliori standard di ingegneria e sono eserciti e mantenuti in modo da garantirne la loro piena efficienza di funzionamento.</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
BAT 9	<p>Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale:</p> <ul style="list-style-type: none">i. caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati appresso e in conformità alle norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente;ii. prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato);iii. successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità (ad esempio, integrazione della caratterizzazione del combustibile e controllo del combustibile nel sistema di controllo avanzato). <p>La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile possono essere eseguite dal gestore e/o dal fornitore del combustibile. Se eseguite dal fornitore, i risultati completi sono forniti al gestore</p>	Applicata	<p>Il gas naturale in alimentazione alle TG e alla post-combustione HRSG di CCU1 e CCU2 è prelevato dalla rete Snam, che garantisce controlli regolari della qualità del combustibile.</p> <p>La caratterizzazione del gas naturale viene fornita da Snam con bollettini periodici. Le caratteristiche qualitative del gas naturale sono conformi a quelle previste dal Codice di rete.</p> <p>Sull'off-gas e sul Syngas inviati alla post combustione vengono eseguiti controlli con cadenza regolare al fine di verificarne la qualità.</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
	<p>sotto forma di specifica di prodotto (combustibile) e/o di garanzia del fornitore.</p> <p>Per il gas naturale le sostanze/parametri sottoposti a caratterizzazione sono Potere Calorifico Inferiore, CH₄, C₂H₆, C₃, C₄₊, CO₂, N₂, indice di Wobbe.</p>		
BAT 10	<p>Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:</p> <ul style="list-style-type: none">• adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo;• elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;• rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive;• valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali ed eventuale attuazione di azioni correttive.	Applicata	<p>I cicli combinati sono progettati con i più elevati standard di ingegneria e sono sottoposti a manutenzione regolare in modo da garantire un'elevata affidabilità di funzionamento nel rispetto della normativa e delle prescrizioni autorizzative.</p> <p>Le emissioni gassose e gli scarichi idrici sono gestiti e monitorati in conformità alle prescrizioni dell'AIA vigente.</p> <p>Sono adottati tutti i presidi impiantistici e sono implementate procedure gestionali per rendere trascurabile il rischio di inquinamento del suolo.</p> <p>Le condizioni di non normale funzionamento sono trattate in accordo alle prescrizioni dell'AIA vigente.</p>
BAT 11	<p>La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.</p>	Applicata	<p>I punti di emissione associati ai cicli combinati (Canne CCU1 e CCU2) sono dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni gassose.</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
	<p>Il monitoraggio può essere eseguito misurando direttamente le emissioni o monitorando parametri sostitutivi, se di comprovata qualità scientifica equivalente o migliore rispetto alla misurazione diretta delle emissioni. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto (SU/SD) possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzando i risultati della misurazione per stimare le emissioni di ogni periodo di avvio e arresto durante l'anno.</p>		<p>Le emissioni gassose, durante i transitori di avvio e fermata, sono registrate in conformità alle prescrizioni già presenti nell'AIA vigente.</p> <p>I punti di scarico in acqua sono monitorati secondo le prescrizioni dell'AIA vigente.</p>
<u>Efficienza energetica</u>			
BAT 12	<p>Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1.500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito (<i>laddove applicabili; per dettagli si rimanda al testo delle Conclusioni sulle BAT</i>).</p> <ul style="list-style-type: none">a. Ottimizzazione della combustione;b. Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro;c. Ottimizzazione del ciclo del vapore;d. Riduzione al minimo del consumo di energia;e. Preriscaldamento dell'aria di combustione;f. Preriscaldamento del combustibile;g. Sistema di controllo avanzato;h. Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato;i. Recupero di calore da cogenerazione (CHP);j. Disponibilità della CHP;	Applicata	<p>Per aumentare l'efficienza energetica dei cicli combinati, è previsto l'impiego di una adeguata combinazione delle seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none">(a) ottimizzazione della combustione;(b) ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro;(c) ottimizzazione del ciclo del vapore;(d) riduzione al minimo del consumo di energia;(g) sistema di controllo avanzato;(h) preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato;(i) Recupero di calore da cogenerazione;(p) riduzione al minimo delle perdite di calore.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
	k. Condensatore degli effluenti gassosi; l. Accumulo termico; m. Camino umido; n. Scarico attraverso torre di raffreddamento; o. Pre-essiccamento del combustibile; p. Riduzione al minimo delle perdite di calore; q. Materiali avanzati; r. Potenziamento delle turbine a vapore; s. Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche.		
<u>Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua</u>			
BAT 13	Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito. a) riciclo dell'acqua; b) movimentazione a secco delle ceneri pesanti (relativa a impianti che bruciano combustibili solidi).	Applicata per il punto a) Non applicabile per b)	Nell'impianto IGCC ci sono diverse sezioni in cui vengono applicate le indicazioni della BAT in merito alla minimizzazione dei consumi di acqua: Più in particolare: Acqua meteorica: tale stream, previo controllo qualitativo, viene riutilizzato come acqua servizi; Circuito acqua mare: l'unità 4500 è costituita da un circuito chiuso di acqua di mare con torri evaporative nelle quali la salinità dell'acqua in circolazione è mantenuta sotto controllo mediante make-up dell'acqua in circolazione con acqua fresca. Impianto recupero condense: l'impianto ha lo scopo di recuperare tutta l'acqua di condensa prodotta negli impianti a seguito della condensazione del vapore. La condensa, previo opportuno trattamento nell'impianto di demineralizzazione a letti misti, viene inviata ai due serbatoi di stoccaggio dell'acqua demi che alimentano le due CCU del sito.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
BAT 14	Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	Applicata	Nell'installazione sono presenti reti fognarie distinte per la raccolta delle diverse tipologie di effluenti liquidi, in particolare acque oleose, acque grigie, acque nere e acque chiare. Le acque chiare sono convogliate al mare mediante il canale Alpina. Le acque oleose, le acque grigie e le acque nere sono convogliate all'impianto consortile di trattamento IAS (previ opportuni trattamenti).
BAT 15	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione. [omissis]	Non applicabile	La BAT non è applicabile in quanto i cicli combinati CCU1 e CCU2 non sono dotati di sistemi di trattamento fumi a umido.
<u>Gestione dei rifiuti</u>			
BAT 16	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti; b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti; c) il riciclaggio dei rifiuti; d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate:	Non applicabile	La combustione di gas naturale nei cicli combinati non produce ceneri di combustione. Le tecniche di abbattimento impiegate per ridurre le emissioni in atmosfera non generano rifiuti di processo. A puro titolo informativo si fa presente che i rifiuti prodotti dall'installazione (derivanti sostanzialmente da attività di manutenzione) sono inviati a recupero e, in subordine, a smaltimento. La gestione dei rifiuti è parte integrante del Sistema di Gestione Ambientale in atto. Il principale obiettivo aziendale è quello di ridurre la quantità dei rifiuti prodotta, la loro pericolosità e destinare questi materiali per quanto possibile a recupero o riciclo.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

N° BAT	Descrizione	Status	Commenti
	a. produzione di gesso come sottoprodotto; b. riciclaggio o recupero dei residui nel settore delle costruzioni; c. recupero di energia mediante l'uso di rifiuti nel mix energetico; d. preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito.		
<u>Emissioni sonore</u>			
BAT 17	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito: a. Misure operative; b. Apparecchiature a bassa rumorosità; c. Attenuazione del rumore; d. Dispositivi anti rumore; e. Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.	Applicata	Le caratteristiche di emissione sonora delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantisce anche quello dei limiti dettati dalla classificazione acustica comunale. Le apparecchiature a maggiore impatto acustico (turbine a gas, turbine a vapore) sono inserite in cabinati atti a ridurre la pressione acustica. Le aree di impianto operative sono ubicate centralmente rispetto all'area di stabilimento e il più possibile distanti dal perimetro.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

7 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione del sito www.va.minambiente.it non risultano pervenute osservazioni da parte del pubblico.

8 PRESCRIZIONI

Il Gruppo Istruttore della Commissione AIA-IPPC, nel seguito GI, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base dei seguenti elementi, che assumono valore prescrittivo:

- ✓ dichiarazioni fatte e impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda, della modulistica e dei relativi allegati;
- ✓ ulteriori informazioni a integrazione di quelle già ricevute per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati, nonché dei chiarimenti e delle ulteriori informazioni fornite dal medesimo Gestore in occasione dell'incontro con il GI;
- ✓ delle risultanze emerse nella fase istruttoria del procedimento;

motiva le proprie scelte prescrittive basandosi sull'opportunità di correlare l'esercizio dell'installazione all'evoluzione del progresso tecnologico, in modo tale da garantire, i più elevati livelli di protezione dell'ambiente in relazione all'applicazione delle migliori tecnologie disponibili, in un'ottica di continuo miglioramento. Le prescrizioni riportate tengono altresì conto delle precedenti Autorizzazioni Integrate Ambientali rilasciate ad impianti simili, per garantire un allineamento delle condizioni di esercizio per le medesime tipologie impiantistiche, pur considerando le diverse peculiarità dei vari impianti e le differenti ubicazioni sul territorio nazionale.

Per la formulazione del presente parere si è tenuto conto in particolare:

- delle informazioni trasmesse a seguito del decreto direttoriale n. 430 del 22/11/2018 di avviso del riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali, per l'adeguamento dell'esercizio degli impianti con quanto previsto dalle *BATConclusions* di cui alla Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017 relative ai grandi impianti di combustione;
- delle informazioni aggiuntive trasmesse successivamente dal Gestore con nota del 28/02/2020, prot. n. ISAB/2020/130, nelle quali si chiede tra l'altro che per entrambi i cicli combinati CCU1 e CCU2 sia autorizzato l'utilizzo di gas naturale come combustibile in alternativa al syngas, riconducendo pertanto in tale assetto il funzionamento dei gruppi nell'ambito delle BATC sui grandi impianti di combustione;
- delle disposizioni previste dalle *BATConclusions* di cui alla Decisione di esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014 relative alla raffinazione di petrolio e di gas, nel caso in cui cicli combinati CCU1 e CCU2 siano alimentati a syngas.

Pertanto il presente parere autorizza i seguenti assetti in linea con le relative *BATConclusions*:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Gruppo	Combustibile / BATC			
	CCU1	Metano / LCP	Metano / LCP	Syngas / REF
CCU2	Metano / LCP	Syngas / REF	Metano / LCP	Syngas / REF

Si riportano di seguito per 4 anni, le ore di normale funzionamento dei 2 cicli combinati CCU1 e CCU2 e del forno Hot Oil. Si evidenzia che nel periodo indicato il gruppo CCU1 ha funzionato utilizzando metano come combustibile. L'utilizzo del metano per il gruppo CCU1 è avvenuto nel periodo compreso tra il secondo trimestre del 2015 e il quarto trimestre del 2019.

Ore di funzionamento	2016	2017	2018	2019
CCU1 (Metano)	7.825	6.138	4.539	5.300
CCU2 (Syngas)	8.329	7.168	7.733	6.703
Hot Oil	8.780	7.751	8.233	7.854

Alla luce di quanto sopra riportato, il GI nominato per l'istruttoria di cui trattasi, ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo effettivo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente di riferimento, dovrà avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione (VLE) per gli inquinanti di seguito riportati, fermo restando che il Gestore è tenuto comunque al rispetto di quanto previsto dalle pertinenti *BATConclusions* e dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per gli aspetti non espressamente contemplati nelle relative *BATConclusions*.

8.1 Sistema di gestione

- 1) Il Gestore dovrà mantenere il sistema di gestione ambientale con una struttura organizzativa adeguatamente regolata, composta dal personale addetto alla direzione, conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi e/o mantenere l'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto. Ciò a valere sia per le condizioni di normale esercizio che per le condizioni eccezionali.
- 2) In particolare il Gestore dovrà predisporre e adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia ambientale e quindi, in particolare, quelle derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche opportunamente certificate per la relativa ottemperanza.
- 3) La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e la valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Autorità di Controllo.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- 4) Il Gestore è tenuto al rispetto delle pertinenti disposizioni della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE.

8.2 Capacità produttiva

- 5) La Centrale dovrà essere esercita nel rispetto dell'assetto impiantistico e della capacità produttiva dichiarati nella domanda di AIA, vale a dire una potenza complessiva di **1.325 MWt** suddivisa in 2 cicli combinati CCU1 e CCU2 entrambi di potenza pari a 593 MWt e nella unità di processo PPU che considerando anche il processo di gassificazione, ha una potenza complessiva pari a 139 MWt.
- 6) Tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolanti ai sensi di questa autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a implementarle. Ogni modifica dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente, come disciplinato dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

8.3 Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime

- 7) A partire dalla data di rilascio dell'AIA, il Gestore è autorizzato all'utilizzo delle seguenti tipologie di combustibili:

Gas naturale	per alimentare l'unità 4000 comprendente i cicli combinati CCU1 e CCU2 e le unità di processo PPU e il sistema blow down e torce
Syngas	per alimentare l'unità 4000 comprendente i cicli combinati CCU1 e CCU2
Fuel oil BTZ (S<1%)	per alimentare l'unità di processo PPU
Gasolio (S<0,3%)	per avviamento dell'unità 4000
GPL	per alimentare i cicli combinati CCU1 e CCU2 e le unità 3010 forno hot oil e 3600/3700 recupero zolfo
Off Gas prodotto dall'impianto U 4810	per alimentare il forno Hot Oil U 3010
Off Gas prodotto dall'impianto idrogeno U 3800	per alimentare la post combustione dei cicli combinati (HRSG)
Propano	avviamento piloti

- 8) Il Gestore dovrà comunicare all'Autorità di Controllo e all'ARPA ogni variazione della tipologia di alimentazione per i gruppi CCU1 e CCU2 a syngas o a gas naturale, indicando anche la durata presunta dell'assetto impostato. I dati relativi ai diversi assetti (data di inizio, data di fine e durata) dovranno essere registrati su apposito registro e riportati nel report annuale previsto dal PMC.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- 9) Il Gestore dovrà registrare i consumi di gas naturale per alimentare i gruppi CCU1 e CCU2 e inserirli nel report annuale previsto dal PMC.
- 10) Il Gestore è autorizzato a utilizzare, oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime riportate in sede di domanda di AIA e nelle successive integrazioni e necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto. L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA e nelle successive integrazioni, suscettibili di produrre effetti sull'ambiente, è subordinata a comunicazione all'Autorità Competente e di Controllo, nella quale siano definite le motivazioni alla base della decisione e siano evidenziate le caratteristiche chimico - fisiche delle nuove materie prime utilizzate corredate di schede di sicurezza.
- 11) Tutte le forniture devono essere opportunamente identificate e quantificate, archiviando i relativi documenti di trasporto e i documenti di sicurezza e compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentano la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.
- 12) Il Gestore deve adottare tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi non possano pervenire al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque 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.
- 13) Il Gestore deve garantire l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente (ad esempio sostanze pericolose ecc.) mantenendo un programma di manutenzione da comunicare con le modalità di cui al PMC.
- 14) Per i medesimi serbatoi il Gestore deve anche garantire l'integrità e la funzionalità del contenimento secondario, ossia degli apprestamenti che garantiscono, anche in caso di perdita dal serbatoio, il rilascio delle sostanze nell'ambiente (bacini di contenimento, volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).

8.4 Efficienza energetica

- 15) Il Gestore, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, deve porre tra l'altro adeguata attenzione agli aspetti di "efficienza energetica", riportando la combinazione di tecniche utilizzate (Paragrafo 8.1 e 8.2 delle BAT*Conclusions*), nell'ambito di specifici "audit energetici", condotti secondo le modalità previste nel PMC, con frequenza biennale.
- 16) Il Gestore, nel caso di funzionamento dei cicli combinati a gas naturale, deve garantire il mantenimento per i gruppi di combustione, di quanto previsto dalle BAT 12 e 40 della D.E. 2017/1442/UE, ed in particolare ciascun gruppo dovrà garantire un rendimento elettrico netto di riferimento come previsto dal *range* riportato nelle BATC (46% - 54%).

A tale riguardo il Gestore nella documentazione integrativa trasmessa con nota prot. ISAB/2021/110 del 19/03/2021 ha comunicato un rendimento netto del modulo con Turbogas alimentato a Wet Syngas pari al 51,8% e un rendimento netto del modulo con Turbogas alimentato a metano pari al 50,1%, precisando che tali dati sono stati calcolati partendo da casi di progetto alle condizioni di riferimento e sono dunque da considerarsi come dati di design delle macchine e non corrispondono al rendimento effettivo di esercizio.



8.5 Emissioni in atmosfera

8.5.1 Emissioni convogliate

- 17) Per quanto attiene le emissioni di macroinquinanti generate dai gruppi di produzione, dovranno essere rispettati i valori limite di emissione riportati nella seguente tabella. Le emissioni in atmosfera dell'impianto IGCC sono convogliate al punto emissivo EA1 al quale confluiscono tre canne distinte: CCU1 e CCU2 relative ai 2 cicli combinati e la canna Hot Oil dei fumi delle unità di processo PPU. Ogni canna del camino dell'impianto IGCC deve rispettare tutte le condizioni di funzionamento. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa), con tenore di ossigeno di riferimento come riportato in tabella. I valori limite in concentrazione imposti si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico indicato dal Gestore, con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto. Eventuali variazioni al minimo tecnico dovranno essere tempestivamente comunicate all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

In merito alla definizione del Minimo tecnico, si rimanda alle informazioni fornite dal Gestore, in sede di riesame dell'AIA, con nota prot. ISAB/2021/U/34 del 27/01/2021 contenente la "Relazione descrittiva del minimo tecnico, avviamenti e transitori del complesso IGCC" che costituisce riferimento ai fini della verifica della conformità dei VLE.

Il Gestore in sede di riesame dell'AIA ha dichiarato inoltre per i gruppi CCU1 e CCU2 un consumo netto di combustibile inferiore al 75% calcolato nelle condizioni di normale esercizio. Pertanto si applicano i BAT-AEL riportati nella tabella 24 delle BAT Conclusions riferiti a CCGT esistenti con potenza termica compresa tra (50 – 600) MWt e consumo totale netto di combustibile < 75%.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Punto emissivo EA1	Modalità di funzionamento	Parametro	Conc. limite D.Lgs. 152/06	Prestazioni BATConclusions per impianti esistenti	Dati 2019 CCU1a metano CCU2 a syngas Valore max giornaliero	VLE AIA decreto DVA/DEC/359 del 31/05/2010 e parere DVA/7480 del 17/03/2015	VLE AIA	O ₂
			[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
CCU1 (Potenza 593 MWt Portata 1.607.707,4 Nm ³ /h)	Turbina a gas alimentata con syngas e post combustione HRSG alimentata con syngas e fuelgas / off gas	NO_x	70 Punto 3.3, sez. 5, parte II, dell'All. X alla parte V	40 - 120 (mese) Tab. 9 BATC REF	CCU2 40,58 (g)	45 (m. g.)	45 (m. g.)	15
		SO₂	60 Punto 3.3, sez. 5, parte II, dell'All. X alla parte V	-----	CCU2 31,58 (g)	45 (m. g.)	45 (m. g.)	15
		polveri	10 Punto 3.3, sez. 5, parte II, dell'All. X alla parte V	-----	CCU2 0,29 (g)	8 (m. g.)	5 (m. g.)	15
		CO	50 Punto 3.3, sez. 5, parte II, dell'All. X alla parte V	< 100 (mese) Tab. 15 BATC REF	CCU2 46,86 (g)	50 (m. g.)	50 (m. g.)	15
		NH₃	-----	-----	-----	-----	5 (semestrale)	
CCU2 (Potenza 593 MWt Portata 1.395.145,6 Nm ³ /h)	Turbina a gas alimentata con metano e post combustione HRSG alimentata con metano e fuelgas / off gas	NO_x	50 (lett. A-bis, sez. 4, parte II dell'All. II alla parte V)	35 ÷ 55 (giorno) 10 ÷ 45 (anno) Tab. 24	CCU1 21,83 (g)	40 (m. g.)	35 (m. g.) 30 (m. a.)	15
		SO₂	-----	-----	CCU1 8,66 (g)	25 (m. g.)	20 (m. g.)	15
		polveri	-----	-----	CCU1 0,09 (g)	5 (m. g.)	5 (m. g.)	15



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

		CO	100 (lett. A-bis, sez. 4, parte II dell'All. II alla parte V)	valore indicativo < 5 ÷ 30 (anno) Par. 4.1.2	CCU1 4,08 (g)	40 (m. g.)	20 (m. g.) 15 (m. a.)	15
		NH₃	-----	< 3 ÷ 10 (anno) BAT 7	-----		5 (semestrale)	
PPU (Potenza 139 MWt ; Portata 129.442,7 Nm ³ /h)	Emissioni forno hot oil, postcombustore e inceneritore gas di coda	NO_x	500 (punto 3, parte II dell'All. I alla parte V)	30 - 300 (mese) Tab. 11 BATC REF	243,07 (g) - 2018 131,33 (g) - 2019	280 (m. g.)	260 (m. g.)	3
		SO₂	500 (punto 3, parte II dell'All. I alla parte V)	35 - 600 (mese) Tab. 14 BATC REF	628,24 (g) - 2018 385,40 (m) - 2018 635,89 (g) - 2019 221,7 (m) - 2019	750* (m. g.)	750* (m. g.) 500* (m. m.)	3
		polveri	50 (punto 5, parte II dell'All. I alla parte V)	5 - 50 (mese) Tab. 12 BATC REF	23,76 (g) - 2018 24,67 (g) - 2019	30* (m. g.)	25* (m. g.) 20*§ (m. a.)	3
		CO	-----	< 100 (mese) Tab. 15 BATC REF	121,30 (g) - 2018 154,98 (g) - 2019	250* (m. g.)	250* (m. g.) 100* (m. m.)	3
* Vedere prescrizione n. 19								
§ in conformità all'art.2 del D.A. 176/2007 come modificato dal D.A. 19/GAB del 11 marzo 2010								



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- 18) I limiti in concentrazione prescritti sono da intendersi come media aritmetica giornaliera delle concentrazioni medie orarie in condizioni normali (temperatura di 273 °K e pressione di 101,3 kPa). Inoltre, ciascuna media oraria non deve essere superiore al 125 % di tale valore. Sono esclusi i periodi di tempo in cui la turbina a gas è in fase di avvio/spegnimento e, relativamente alla canna Hot Oil, sono esclusi i periodi di tempo in fase di avvio /spegnimento e di “Burning delle linee zolfo dell’unità Claus”
- 19) I VLE indicati con l’asterisco nella tabella sopra riferiti alle emissioni del forno Hot Oil, postcombustore e inceneritore gas di coda, devono essere rispettati nelle condizioni di normale esercizio del forno Hot Oil. Gli stessi limiti non sono applicabili durante le operazioni di “Burning delle linee zolfo dell’unità Claus”, la cui durata è stimata dal Gestore in non più di 15 giorni ogni due mesi. A tale riguardo il Gestore dovrà opportunamente indicare in anticipo all’Autorità di Controllo e agli Enti Locali il calendario previsto e la durata effettiva di ciascuna fase di *Burning* secondo le modalità e le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.
- 20) Per i gruppi CCU1, CCU2 e Hot Oil i parametri NO_x, SO₂, polveri e CO dovranno essere misurati in continuo analogamente ai seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione, umidità fumi e portata volumetrica dell’effluente gassoso. Solo per la canna Hot Oil, le portate volumetriche potranno essere determinate in modo indiretto, a partire dai valori dei parametri di processo, dal sistema di monitoraggio in continuo.
- 21) Per i gruppi CCU1, CCU2 il parametro NH₃ dovrà essere monitorato in discontinuo con frequenza semestrale.
- 22) Per i parametri inquinanti monitorati in discontinuo: si definisce media del periodo di campionamento il valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna (cfr. D.E. 2017/1442/UE, pag 11). Tale media deve essere rappresentativa del funzionamento dell’impianto nelle condizioni di esercizio più gravose. Le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se la concentrazione, calcolata come media con le modalità sopra indicate, non supera il valore limite di emissione (rif. p.to 5.2, della parte dell’allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).
- 23) Al fine di contenere le emissioni in atmosfera degli inquinanti durante la fase di “Burning delle linee zolfo dell’unità Claus” e durante le fasi di avviamento e spegnimento dei cicli combinati, per le quali non sono applicabili i limiti in concentrazione di cui alla tabella sopra riportata, il Gestore è inoltre tenuto al rispetto dei seguenti limiti massici calcolati sul totale delle emissioni al camino del complesso IGCC, inteso come la somma dei flussi di massa degli inquinanti sotto indicati alle canne CCU1, CCU2 e Hot Oil:

Parametro	Limite massico AIA DVA/DEC/359 del 31/05/2010 e DVA/7480 del 17/03/2015	Limite massico AIA	Riduzione %
Ossidi di Azoto (NO _x)	400 t/quadrimestre	350 t/quadrimestre	12,5 %
Ossidi di Zolfo (SO ₂)	580 t/quadrimestre	450 t/quadrimestre	22,5 %
Ossido di Carbonio (CO)	400 t/quadrimestre	300 t/quadrimestre	25 %
Polveri totali	45 t/quadrimestre	25 t/quadrimestre	44,5 %



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- 24) Per gli altri inquinanti inclusi i metalli e loro composti alla canna Hot Oil sono applicati i limiti di emissione riportati nella tabella sottostante.

Parametro		VLE prescritto (mg/Nm ³)	Frequenza
BTEX	Benzene	5	semestrale
	Toluene	300	
	Etilbenzene	150	
	Xilene	300	
Fenolo		20	semestrale
SOV		300	semestrale
IPA	Benzo(a)antracene	0,1	semestrale
	Benzo(b)fluorantene		
	Benzo(k)fluorantene		
	Benzo(a)pirene		
	Dibenzo(a,h)antracene		
Be		0,1	semestrale
As + Cr _{VI} + Co + Ni		1	semestrale
Cd + Hg + Tl		0,2	semestrale
Se + Te + Ni		1	semestrale
Sb + Cr _{III} + Mn + Pb + Cu + Sn + V		5	semestrale
HCl		30	semestrale
HF		5	semestrale
HBr		5	semestrale
HCN		5	semestrale

- 25) Per il parametro H₂S è prescritto un limite in concentrazione di 5 mg/Nm³ da misurare con analizzatore in continuo all'uscita del camino Hot Oil.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- 26) Relativamente ai periodi transitori, le quantità emesse per eventuale evento di avvio/spengimento devono essere in ogni caso misurate tramite SME e costituiranno elemento del reporting. I quantitativi emessi di NO_x, SO₂, polveri e CO saranno riportati sia come quantità emesse per evento di avvio/spengimento (in kg/evento), sia come quantità complessiva annua e in quest'ultimo caso andranno inclusi nel conteggio delle quantità annuali (in t/anno). Nel report dovranno essere indicati anche i volumi dei fumi, il numero e il tipo degli avviamenti, le relative durate, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.
- 27) Il Gestore deve garantire che l'impianto di recupero dello zolfo abbia, su base annuale, un fattore di utilizzo superiore al 96%. Il Gestore dovrà rendere disponibile apposita documentazione che attesti il rispetto della presente prescrizione.
- 28) Il Gestore deve garantire una efficienza di recupero dello zolfo dell'impianto di recupero pari o superiore a 99,7%. A tal fine il Gestore su base semestrale determinerà il rendimento di recupero dello zolfo. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori del parametro 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.
- 29) I risultati delle misurazioni dei sistemi di monitoraggio in continuo degli effluenti gassosi, e degli altri parametri significativi delle condizioni di impianto, dovranno essere inviati all'esistente sistema informatico di acquisizione dati SME del Libero consorzio comunale di Siracusa, concordando con la stessa le modalità di collegamento e all'ARPA Sicilia.

8.5.2 Sistema Torce

- 30) Relativamente all'esercizio delle due torce **ST101 - Blow-down acido**, che raccoglie gli scarichi di emergenza ricchi di H₂S e tutti gli scarichi in condizioni normali fino ad una portata di circa 5 t/h e **ST102 - Blow-down principale**, che raccoglie tutti gli altri scarichi di emergenza (syngas durante l'avviamento) si prescrive che:
- a) l'autorizzazione all'utilizzo del sistema torce deve avvenire nel rispetto di quanto previsto nell'art. 271, comma 14, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e quindi limitata alle situazioni di emergenza e/o nelle fasi di avvio o di arresto degli impianti;
 - b) i due sistemi di torcia devono garantire un funzionamento mediante tecnologia *smokeless*;
 - c) le torce devono operare nel rispetto delle normative EPA di riferimento e devono garantire un'elevata efficienza di rimozione dei COV ed una temperatura minima di combustione di 800 °C;
 - d) i sistemi di torcia devono essere eserciti garantendo una efficienza di combustione dell'ordine del 99%; costituiscano modalità equivalente per garantire l'efficienza della combustione, la misurazione della portata e delle caratteristiche del gas inviato in torcia



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

(potere calorifico inferiore), in rapporto alle condizioni di progetto delle apparecchiature per gli stessi parametri;

- e) il Gestore deve comunicare all’Autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un’emissione di SO₂ superiore a 5 tonnellate/giorno;
- f) il Gestore deve consegnare mensilmente all’Amministrazione comunale il tabulato della misura in continuo della portata dei gas convogliati in torcia. Inoltre, entro dieci giorni dall’evento di invio di gas in torcia, deve comunicare all’Autorità di controllo e all’Amministrazione comunale la quantità di gas inviato in torcia in condizioni di emergenza, la durata e le cause dell’evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

8.5.3 Emissioni non convogliate

- 31)** Al fine di contenere le emissioni non convogliate, diffuse e fuggitive, il Gestore dovrà continuare ad implementare e migliorare un programma di manutenzione periodica finalizzata all’individuazione di perdite e alla riparazione (*Leak Detection and Repair, LDAR*), anche nel rispetto di quanto disciplinato Piano di Monitoraggio e Controllo.

8.6 Emissioni in acqua

Gli scarichi idrici dell’impianto IGCC sono costituiti da:

- acque oleose (acque di processo, acque di lavaggio dei dissalatori, acque di drenaggio e acque piovane potenzialmente contaminate da oli);
- acque grigie (acque di processo derivanti dalle unità 4800 e 4810);
- acque nere (acque di scarico civili);
- acque chiare (acque di mare utilizzate per il raffreddamento e per l’impianto di dissalazione e acque piovane non inquinate).

Le acque chiare sono convogliate allo scarico **S1** e finiscono in mare attraverso il canale Alpina; le acque oleose, le acque grigie e le acque nere sono convogliate tramite lo scarico **S2** all’impianto di trattamento consortile IAS.

- 32)** I pozzetti di prelievo fiscale dovranno essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque reflue da parte della Autorità di controllo.
- 33)** Il Gestore deve garantire che vengano realizzati interventi, con adeguata periodicità, di manutenzione e pulizia sulle vasche di accumulo reflui documentando le attività effettuate.

8.6.1 Emissioni dirette in acque superficiali

- 34)** Per lo scarico finale **S1** che convoglia le acque chiare per recapitarle in mare attraverso il canale Alpina, devono essere verificati e rispettati i limiti indicati nella Tabella 3 colonna “*Scarico in acque superficiali*” dell’Allegato 5 alla Parte terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come di seguito riportata e garantita una portata massima di 7.000 m³/h.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Parametro	Frequenza di monitoraggio	Concentrazione media misurata (mg/l)	Valore limite AIA (mg/l)
pH	Continua	8,2	5,5-9,5
Temperatura	Continua	-----	(*)
Piombo	Giornaliera	0,014	0,2
Solidi Sospesi Totali (SST)	Giornaliera	28,76	80
Tensioattivi totali	Giornaliera	<	2
COD	Giornaliera	46,78	160
Azoto ammoniacale	Giornaliera	</1	15
Azoto nitrico	Giornaliera	0,46	20
Azoto nitroso	Giornaliera	</0,3	0,6
Cloro attivo libero	Giornaliera	</0,06	0,2
Nichel	Trimestrale	<	2
Rame	Trimestrale	0,0046	0,1
BOD5	Trimestrale	21,6	40
Alluminio	Trimestrale	<	1
Arsenico	Trimestrale	0,0054	0,5
Bario	Trimestrale	0,008	20
Boro (**)	Trimestrale	<	2
Cadmio	Trimestrale	<	0,02
Cromo totale	Trimestrale	<	2
Cromo VI	Trimestrale	<	0,2
Ferro	Trimestrale	0,279	2
Manganese	Trimestrale	0,006	2
Mercurio	Trimestrale	<	0,005
Selenio	Trimestrale	<	0,03
Stagno	Trimestrale	<	10
Zinco	Trimestrale	0,07	0,5
Fluoruri	Trimestrale	<	6
Fosforo totale	Trimestrale	<	10
Idrocarburi totali	Trimestrale	<	5

(*) Nota [1] alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte terza del D.Lgs. 152/06.

(**) Vedere prescrizione n. 35).

- 35) In considerazione della presenza naturale dell'elemento Boro nell'acqua di mare in ingresso, il Gestore riporta quanto redatto da ARPA Sicilia nel verbale di ispezione del 19 novembre 2007 che ratificava la presenza di un valore naturale di Boro pari a circa 4 – 5 mg/l; si prescrive quindi al Gestore entro 90 giorni dall'emanazione del provvedimento di AIA di trasmettere



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, una relazione tecnica contenente: i dati rappresentativi ed aggiornati dei monitoraggi del parametro Boro in ingresso ed in uscita, caratterizzando e quantificando i diversi contributi delle acque che confluiscono nello scarico **S1**, stimando il tempo di residenza dell'acqua di mare negli impianti e valutando la possibilità di ricondurre la fattispecie in argomento a quanto previsto dall'art. 101, comma 6, del D.Lgs. 152/06. Nelle more della valutazione della suddetta relazione il Gestore è comunque tenuto ad effettuare un monitoraggio del parametro Boro nello scarico finale **S1** con frequenza mensile, confrontandolo con un analogo monitoraggio su un campione prelevato all'ingresso, secondo le modalità indicate dal Piano di Monitoraggio e Controllo.

- 36) Il canale Alpina, in cui vengono convogliati i reflui dello scarico S1, scarica a mare nel punto denominato S3. Nel canale Alpina confluiscono anche i reflui provenienti dalla Raffineria Lukoil Impianti Sud. Si prescrive al punto di scarico a mare **S3** il monitoraggio del delta di temperatura a 1000 m da S3 con frequenza semestrale.

8.6.2 Emissioni nell'impianto di trattamento IAS

- 37) Per lo scarico finale **S2** che convoglia le acque oleose, le acque grigie e le acque nere per recapitarle al Depuratore Consortile gestito da "Industria Acqua Siracusana S.p.A." (IAS S.p.A.) fermo restando il rispetto della conformità indicata nel contratto d'utenza con "Industria Acqua Siracusana S.p.A." ente gestore del Depuratore Consortile del sito industriale si prescrive in aggiunta il rispetto dei VLE per i metalli riportati in Tabella 3 colonna "Scarico in rete fognaria" dell'allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/2006 nonché per i parametri di cui alla Tabella 5 del medesimo allegato, così come riportato nella seguente tabella, con frequenza di monitoraggio mensile:

Parametro	Valore limite AIA (mg/l)
Alluminio	2
Arsenico	0,5
Bario	*
Boro	4
Cadmio	0,02
Cromo totale	4
Cromo VI	0,2
Ferro	4
Manganese	4
Mercurio	0,005
Nichel	4
Piombo	0,3
Rame	0,4



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Selenio	0,03
Stagno	*
Zinco	1
Fenoli	1
Oli minerali persistenti e idrocarburi di origine petrolifera persistenti	10
Solventi organici aromatici	0,4
Solventi organici azotati	0,2
Solventi clorurati	2
Pesticidi fosforati	0,1

* Per i parametri Bario e Stagno è da intendersi prescritto solo un monitoraggio conoscitivo per 12 mesi, alla conclusione dovrà essere trasmessa un'istanza contenente un Report con gli esiti dei monitoraggi all'Autorità competente per le successive valutazioni.

- 38) Si prescrive al Gestore entro 90 giorni dall'emanazione del provvedimento di AIA di trasmettere all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, una relazione tecnica contenente i dati di monitoraggio sugli scarichi parziali, da effettuarsi con frequenza giornaliera per un periodo di 60 giorni di effettivo esercizio degli impianti, contenente:
- per le acque oleose e le acque grigie nei pozzetti parziali di controllo **P1** e **P2**, per i parametri: pH, solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Arsenico, Cadmio, Cromo totale, Cromo esavalente, Mercurio, Nichel, Piombo, Rame, Selenio, Zinco;
 - per le acque nere, nel pozzetto parziale **P3** per i parametri: solidi sospesi totali, idrocarburi totali, BOD5, COD, tensioattivi totali e azoto totale;

La relazione dovrà essere corredata di planimetrie e schemi di dettaglio con l'indicazione puntuale delle vasche, dei punti di confluenza, dell'esatta localizzazione dei pozzetti e dei sistemi di trattamento effettuati. Dovranno inoltre essere riportate le portate e i contributi per le diverse tipologie di acque nonché lo storico dei dati dei monitoraggi già effettuati.

8.7 Rifiuti

- 39) Il Gestore, per le categorie di rifiuto dichiarate, ha la facoltà di avvalersi del deposito temporaneo purché venga garantito il rispetto delle condizioni di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) della lettera bb) al comma 1 dell'art. 183 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Il Gestore ha l'obbligo di comunicare tempestivamente all'Autorità di Controllo eventuali variazioni rispetto all'elenco dei rifiuti contenuto nell'Autorizzazione.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

Area	Capacità di stoccaggio	Superficie m ²	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati (CER)
11	-	2.117	Deposito temporaneo, pavimentato, cordolato e recintato, per i rifiuti pericolosi e non, provenienti esclusivamente da attività IGCC, con raccolta delle acque meteoriche in appositi pozzetti collegati al sistema di fogna oleosa	Rifiuti pericolosi e non pericolosi
2	-	480	Deposito temporaneo, pavimentato, cordolato e recintato, per i rifiuti pericolosi e non, provenienti esclusivamente da attività IGCC, con raccolta delle acque meteoriche in appositi pozzetti stagni	Rifiuti pericolosi e non pericolosi da impianto IGCC (tra loro separati). Tutti i rifiuti sono confezionati in colli (big bags, fusti, cisternette) posizionati su pedane o stoccati alla rinfusa all'interno di scarrabili coperti
4	-	480	Deposito temporaneo, pavimentato, cordolato e recintato, per i rifiuti pericolosi provenienti esclusivamente da attività IGCC. Raccolta e collettamento acque meteoriche a impianto TAS attraverso rete fognaria oleosa di stabilimento.	Rifiuti pericolosi (da impianto IGCC) Tutti i rifiuti sono confezionati in colli (big bags, fusti, cisternette) posizionati su pedane
5 Aree di deposito temporaneo rifiuti ubicate presso la Raffineria Isab Impianti Sud già dichiarate nell'AIA della Raffineria stessa.	-	5.000	Area pavimentata, cordolata e recintata, adibita a deposito temporaneo di materiali ferrosi non contaminati destinati a recupero, stoccati in scarrabili coperti e divisi per categorie omogenee con indicazione del codice CER. Raccolta delle acque meteoriche in appositi pozzetti stagni.	Materiali ferrosi non pericolosi provenienti da attività Raffineria Impianti Sud e da impianto IGCC (gestiti separatamente)

40) Nell'avvalersi del deposito temporaneo, il Gestore dovrà comunque rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti:

- a) Tenuta del registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

all'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per cinque anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Autorità di Controllo qualora ne faccia richiesta.

- b) Divieto di miscelazione ai sensi dell'art. 187 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., in base al quale è vietato miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi di cui all'allegato G alla parte quarta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ovvero rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi.
 - c) Le condizioni previste dall'art. 185-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., in merito al raggruppamento dei rifiuti prima della raccolta
- 41)** Ai sensi dell'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il trasporto dovrà essere effettuato da imprese in possesso di regolare autorizzazione e dovranno essere accompagnati da un formulario di identificazione redatto in quattro esemplari, compilato, datato e firmato dal produttore/detentore (Gestore) in cui dovranno essere indicati: nome ed indirizzo del produttore/detentore; origine, tipologia e quantità del rifiuto; impianto di destinazione; data e percorso dell'istradamento; nome ed indirizzo del destinatario. Una copia del formulario dovrà rimanere presso il Gestore e le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore, che provvede a trasmetterne copia al Gestore. Durante la raccolta ed il trasporto i rifiuti pericolosi dovranno essere imballati ed etichettati in conformità alle normative vigenti in materia. Per quanto non espressamente prescritto, valgono comunque le pertinenti disposizioni di cui all'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Valgono inoltre le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".
- 42)** Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti secondo le tempistiche di norma identificandoli con il relativo codice europeo dei rifiuti (CER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- 43)** Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- 44)** Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata preventivamente all'Autorità di controllo nonché riportata nel rapporto annuale.
- 45)** Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte quarta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto delle seguenti prescrizioni tecniche:
- a) le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

stoccaggio delle materie prime;

- b) 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;
- c) ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- d) la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- e) i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
- f) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti devono essere gestite coerentemente con le prescrizioni di cui al precedente paragrafo. Ove la disciplina di settore non preveda espressamente obblighi differenti, tali acque devono essere coltate ed inviate ad impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. In particolare, le acque di dilavamento di zone suscettibili di contaminazione di oli, dovranno essere trattate come rifiuto liquido e, pertanto, non dovranno essere lasciate confluire in alcun caso nella sezione di trattamento delle acque inquinabili da oli;
- g) 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;
- h) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al meno al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i) 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;
- j) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento 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. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi:

- i serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- 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;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e secondo le caratteristiche tecniche avendo a riferimento l'allegato C al D.M. 392/1996;
- 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.

- 46)** Qualora la produzione di rifiuti pericolosi contenenti oli esausti, superasse i 300 kg/anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.Lgs. 95/92 e dell'art. 216-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., per il detentore il rispetto delle condizioni ivi riportate. A tal fine il Gestore deve comunicare, nelle relazioni periodiche all'Autorità di Controllo, le informazioni relative ai quantitativi degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.
- 47)** Il Gestore dovrà inoltre comunicare all'Autorità di Controllo, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, la quantità di rifiuti prodotti, le percentuali di recupero degli stessi, la quantità di rifiuti pericolosi e la produzione specifica di rifiuti (kg annui rifiuti prodotti/ton di combustibile utilizzato e kg annui rifiuti prodotti/MWh generati) relativi all'anno precedente.
- 48)** Il Gestore dovrà, anche ai fini del Piano di Monitoraggio e Controllo, archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'Autorità di Controllo, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.
- 49)** Si raccomanda il mantenimento nell'ambito del SGA di specifiche procedure per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti e per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.
- 50)** Il Gestore è tenuto ad attuare gli eventuali adeguamenti tecnici sopra previsti entro un anno dal rilascio dell'AIA.
- 51)** Il Gestore sarà comunque tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento. In particolare, qualora l'evoluzione della normativa portasse a modifiche delle disposizioni normative esplicitamente richiamate ai punti precedenti, tali punti sarebbero da ritenere non più validi in quanto superati e sostituiti dalle pertinenti



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

disposizioni normative aggiornate.

8.8 Rumore

- 52) Il Gestore è tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di immissione di cui alla normativa vigente e dalla zonizzazione acustica comunale, in funzione della classe acustica di appartenenza.
- 53) Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Autorità di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.
- 54) Il Gestore deve effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni, per verificare non solamente il rispetto dei limiti, ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore di cui alla vigente pianificazione territoriale in materia.
- 55) Le misure e le successive elaborazioni dovranno essere effettuate da un tecnico competente in acustica, specificando le caratteristiche della strumentazione impiegata, i parametri oggetto di monitoraggio, le frequenze e le modalità di campionamento e analisi. Tali analisi dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nel DM 16/03/1998 e s.m.i. nonché nel rispetto della normativa regionale.
- 56) Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati e mantenuti tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al DPCM 14/11/1997 e s.m.i.
- 57) Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.

8.9 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

- 58) Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio della propria Centrale, possa essere compromessa la qualità delle acque di falda profonda, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e Comune.
- 59) Ai fini di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e delle acque ad opera di



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

spandimenti oleosi o sversamenti di materie prime, dovranno essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:

- a) le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi pozzetti di raccolta per l'invio del prodotto oleoso all'impianto di trattamento;
 - b) 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 giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio.
 - c) 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'Autorità di Controllo.
- 60)** Tenuto conto che l'installazione ricade nel Sito di Interesse Nazionale (SIN) "Priolo", e fatto salvo il rispetto delle procedure e degli adempimenti di legge cui il sito è sottoposto, si prescrive al Gestore in conformità all'art. 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. il controllo delle acque piezometriche per i parametri: pH, temperatura, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg, Idrocarburi totali, BTEX e IPA. Tale controllo dovrà essere effettuato con frequenza almeno semestrale e a seguito di evento incidentale, nei piezometri individuati e secondo le modalità definite nel Piano di Monitoraggio e Controllo. Il Gestore è tenuto a comunicare tali dati all'Autorità di Controllo nell'ambito del report annuale.

8.10 Odori

- 61)** Il Gestore è tenuto a mantenere in efficienza tutte le procedure tecnico-operative necessarie a limitare le emissioni odorigene. In particolare il Gestore deve garantire il mantenimento e la continua implementazione del programma di monitoraggio degli odori riconducibili alla propria attività per l'individuazione, l'analisi, la stima e il controllo degli impatti olfattivi indotti dai processi produttivi. Il Gestore è tenuto a comunicare tali informazioni all'Autorità di Controllo nell'ambito del *Report* annuale.
- 62)** Per tutti i processi di lavorazione che comportino emissioni odorigene (derivanti da vasche, serbatoi aperti, stoccaggi in cumuli o da altre fonti di emissioni diffuse) si applicano i disposti della legislazione vigente.
- 63)** Il Gestore dovrà presentare, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di monitoraggio per la misura dei livelli di sostanze odorigene (ou/m^3), con speciazione chimica, al perimetro dello stabilimento da concordare con l'Autorità di Controllo e ARPA Sicilia, individuando, in caso di livelli di odore significativi, tenuto conto anche della presenza di ricettori sensibili nell'intorno dello stabilimento:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

- le sostanze responsabili dell'impatto odorigeno e le loro concentrazioni;
- le concentrazioni massime di sostanze odorigene espresse in unità odorimetriche (ou/m³) e le specifiche portate massime per le fonti di emissioni odorigene dello stabilimento (ouE/s);
- una mappa delle ricadute odorigene mediante modellizzazione;
- proposta di un piano di contenimento.

Dovranno essere effettuate misure in punti rappresentativi in funzione della direzione del vento al momento del monitoraggio in modo da trovarsi sottovento rispetto alle potenziali sorgenti emissive. Le campagne di misura dovranno interessare, a rotazione, i diversi periodi dell'anno.

Tale attività di monitoraggio delle emissioni di sostanze odorigene provenienti dalle sorgenti pertinenti individuate dovrà essere effettuata, in condizioni di normale esercizio dell'impianto e nella configurazione di utilizzo del *syngas*. Tali misure dovranno essere effettuate entro 12 mesi dalla data di condivisione del programma di monitoraggio. Il programma deve prevedere nel primo anno una frequenza almeno trimestrale, al fine di ricomprendere condizioni meteo differenti, comprese situazioni di elevata piovosità.

8.11 Altre forme di inquinamento

- 64) Per quanto attiene eventuali altre forme di inquinamento (amianto, PCB/PCT, Inquinamento elettromagnetico, vibrazioni, etc.) generate dall'attività produttiva della Centrale termoelettrica, valgono le relative disposizioni normative vigenti.

8.12 Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

- 65) 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 macchinari di riserva finalizzati all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Autorità di Controllo, al Comune e ad ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti che hanno rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
- 66) Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine i bacini di contenimento dei serbatoi di combustibili liquidi devono poter contenere tutto o in parte il volume del serbatoio stesso (dal 50 al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o per lo meno il volume massimo del più grande dei serbatoi).
- 67) Inoltre il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera 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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

- 68) Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinaria tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e i 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;
- 69) 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, il Gestore dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Autorità di Controllo.
- 70) Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Autorità di Controllo, al Comune e ad ARPA.
- 71) In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata nel minor tempo tecnicamente possibile all'Autorità Competente, all'Autorità di controllo, al Comune e ad ARPA. 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 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.

8.13 Dismissione e ripristino dei luoghi

- 72) Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione totale o parziale, dovrà presentare all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, un piano di dismissione, dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti. 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.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

9 PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

Restano a carico del Gestore, il quale è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi da cui sono scaturite autorizzazioni non sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale.

Inoltre, con riferimento alle autorizzazioni sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA ovvero che non siano con essa in contrasto.

10 ATTI SOSTITUITI

Il presente parere sostituisce, nei modi e nei tempi ivi indicati, quello allegato al Decreto di autorizzazione integrata ambientale DVA/DEC/2010/359 del 31/05/2010, per l'esercizio dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato di Priolo Gargallo (SR), e i relativi successivi atti di modifica ed aggiornamento, ovvero:

- Id. 402: Parere CIPPC n. 492 dell'1/06/2012, relativo al riesame dell'AIA per l'ottemperanza alle prescrizioni di cui all'art. 1, commi 4 e 5 del Decreto AIA DVA-DEC-2010-359 del 31/05/2010 finalizzati alla riduzione delle emissioni delle polveri dal camino del forno hot oil e alla riduzione del carico inquinante conferito all'impianto IAS;
- Id. 411: Parere CIPPC n. 1106 del 6/06/2013, relativo alla modifica dell'AIA per il miglioramento del sistema di gestione della torcia acida;
- Id. 581: Parere CIPPC n. 154 del 20/01/2014, relativo alla modifica dell'AIA per la riduzione delle emissioni del parametro polveri derivanti dal camino Hot Oil;
- Id. 624: decreto n. 200 del 30/09/2015, relativo al riesame dell'AIA per presenza di alte concentrazioni di idrogeno solforato nelle stazioni di rilevamento dei comuni di Melilli e Priolo Gargallo;
- Id. 859: Parere CIPPC n. 347 del 17/02/2015, relativo alla modifica dell'AIA per l'utilizzo di gas naturale quale combustibile per l'alimentazione del gruppo CCU1 dell'unità 4000.

11 DURATA, RINNOVO E RIESAME

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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. art. 29-octies
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 la propria installazione ai sensi del regolamento UNI EN ISO 14001, l'Autorizzazione Integrata Ambientale ha validità **12 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/registrazione 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 e s.m.i. 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 e s.m.i. 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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l
Impianto IGCC di Priolo Gargallo (SR)

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".



TRASMISSIONE VIA PEC

Ministero della Transizione Ecologica
Direzione Generale per la Crescita
sostenibile e la Qualità dello Sviluppo
Ing. Paolo Cagnoli
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

PEC: CRESS@PEC.minambiente.it

PEC: CIPPC@pec.minambiente.it

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_Rev1)
della domanda di AIA presentata da Lukoil/Isab S.r.l Centrale di
Priolo Gargallo ID 9959**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo (*CIPPC.Registro Ufficiale.U.2482 del 21/12/2021 nota acquisita da ISPRA con prot. 67624 del 21/12/2021*) 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, aggiornato a valle del PIC e delle osservazioni del Gestore*
Cordiali saluti

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

Ing. Fabio Ferranti

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

All. c.s.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Decreto legislativo n.152 dello 03/04/2006 e s.m.i.

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	LUKOIL/ISAB S.R.L
LOCALITA'	Priolo Gargallo (SR)
DATA DI EMISSIONE	23/12/2021
NUMERO TOTALE DI PAGINE	85
Referenti ISPRA	Ing. Federica Bonaiuti
Coordinatore	Ing. Roberto Borghesi

INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA	5
PREMESSA	6
TERMINI E DEFINIZIONI	7
CONTENUTO E FINALITA' DEL PMC	9
STRUTTURA DEL PMC	10
CONDIZIONI GENERALI DEL PMC	10
<i>SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI</i>	14
1. GENERALITA' DELL' INSTALLAZIONE IPPC E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	14
1.1. Generalità dell'installazione IPPC	14
1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie	14
1.3. Consumo di combustibili	16
1.4. Caratteristiche dei combustibili	17
1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili e materie prime	19
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI	20
2.1. Consumi idrici	20
2.2. Produzione e consumi energetici	20
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA	21
3.1. Emissioni convogliate	21
3.1.1. Punti di emissione convogliata	21
3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria	22
3.2. Monitoraggi dei transitori degli impianti di combustione	24
3.3. Torce d'emergenza	25
3.4. Emissioni non convogliate	30
4. EMISSIONI IN ACQUA	35
5. RIFIUTI	37
6. EMISSIONI ACUSTICHE	39
7. EMISSIONI ODORIGENE	40
8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO	41
9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE	41
<i>SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI</i>	44
10. ATTIVITÀ DI QA/QC	44
10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)	44
10.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici (ove applicabile)	48
10.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	48

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI	49
11.1. Combustibili.....	51
11.2. Emissioni in atmosfera.....	53
11.3. Scarichi idrici	57
11.4. Livelli sonori.....	63
11.5. Emissioni odorigene (ove prescritto).....	63
11.6. Rifiuti	64
11.7. Misure di laboratorio.....	64
11.8. Controllo di apparecchiature.....	65
<i>SEZIONE 3 – REPORTING</i>	66
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC	66
12.1. Definizioni	66
12.2. Formule di calcolo	67
12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità.....	68
12.4. Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	69
12.5. Violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale	69
12.6. Comunicazioni in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente	70
12.7. Comunicazioni in caso di manutenzione straordinaria e arresto dell'installazione per manutenzione	72
12.8. Obbligo di comunicazione annuale (Reporting).....	72
12.9. Conservazione dei dati provenienti dallo SME.....	83
12.10. Gestione e presentazione dei dati.....	83
QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO.....	84

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA n. DVA-DEC-2010-359 del 31/05/2010 e ss.mm.ii..

In particolare, il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche apportate al PIC allegato al decreto sopra citato:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza, acquisita al prot. n. DVA-2013-0014630 del 24.06.2013 (**ID 30/581**), trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica dell'AIA conseguente all'aggiornamento dei valori di emissione di polveri derivanti dal forno Hot Oil,
2. **riesame di AIA** limitatamente alle emissioni aria, sia convogliate che diffuse, per emissione di H₂S (**ID 30/624**),
3. **modifica non sostanziale** dell'AIA di cui all'istanza, acquisita al prot. n. 2015-0000643 del 12.01.2015 (**ID 30/859**) trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica del combustibile alimentato all'Unità CCU1.

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC IGCC ISAB Energy s.r.l.	31/05/2010	PMC originario di AIA
1	PMC 4 IGCC ISAB Energy s.r.l.	07/01/2014	Aggiornamenti per riduzioni delle emissioni di Polveri dal Camino del Forno Hot Oil alimentato a mix di combustibili
2	PMC 5 IGCC ISAB Energy s.r.l.	07/03/2014	Aggiornamenti per riduzioni delle emissioni di Polveri dal Camino del Forno Hot Oil alimentato a mix di combustibili
3	PMC 6 IGCC ISAB Energy s.r.l.	03/07/2014	Pagg. 19, 20 e 25 – 'Monitoraggio delle emissioni in aria' SME per H ₂ S al Camini EA1 e fiamma pilota al sistema torce, Pag. 43 'Monitoraggio odori'
4	PMC 7 ISAB S.r.l. – Raffineria ISAB Impianto IGCC	27/11/2014	<u>ID 30/624 – Modifiche apportate in seguito alla I CdS:</u> Capitolo 2 'Monitoraggio delle emissioni in aria' <ul style="list-style-type: none"> • Tabella 9: nota 7 installazione di un sistema di trasmissione dei dati rilevati dai sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni all'ARPA Sicilia • Tabella 9 – Camino E1A: note 12 e 13: installazione analizzatore in continuo per l'H₂S • Monitoraggio del sistema torcia: controllo fiamma pilota Capitolo 6 'Monitoraggio odori'
5	PMC 8 ISAB S.r.l. – Raffineria ISAB Impianto IGCC	02/02/2015	<u>ID 30/624 – Modifiche apportate in seguito alla II CdS:</u> Capitolo 2 ' Monitoraggio delle emissioni in aria' <ul style="list-style-type: none"> • Aggiornamento nota n.12
6	PMC 9 ISAB S.r.l. – Raffineria ISAB Impianto IGCC	13/02/2015	ID 30/859 – Tabella 1 <i>Consumi di sostanze e materie prime</i> , riportata al § 1 <i>Approvvigionamento e gestione materie prime</i> , pag. 7

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
7	PMC 10 ISAB S.r.l. – Raffineria ISAB Impianto IGCC	12/05/2015	<u>ID 30/624 – Modifiche apportate in seguito alla III CdS:</u> Capitolo 2 ‘ Monitoraggio delle emissioni in aria’ <ul style="list-style-type: none"> • modifica della Tabella 9 e delle relative note • § <i>Monitoraggio del sistema torcia</i> – eliminazione dell’ultimo capoverso • § <i>Metodi di misure</i> – modifica della periodicità di taratura • Capitolo 6 ‘Monitoraggio odori’
8	PMC 11 ISAB S.r.l. – Raffineria ISAB Impianto IGCC	14/07/2015	<u>ID 30/624 – Modifiche apportate in seguito alla III CdS:</u> Capitolo 2 ‘ Monitoraggio delle emissioni in aria’ <ul style="list-style-type: none"> • modifica della Tabella 9 e della relativa nota 11
9	ID_30_9959_CTE-G_ISAB_Priolo Gargallo_SR_PMC_Rev0_28_05_2021	28/05/2021	<u>ID 30/9959</u> RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento dell’intero Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere Istruttorio Conclusivo (prot. n. m_ amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000971.20-05-2021
10	ID_30_9959_CTE-G_ISAB_Priolo Gargallo_SR_PMC_Rev1_23_12_2021	23/12/2021	<u>ID 30/9959</u> RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento dell’intero Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere Istruttorio Conclusivo (prot. m_ amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0002482.21-12-2021

PREMESSA

La Direttiva 96/61/CE conosciuta come IPPC, negli anni, ha subito sostanziali modifiche in seguito all’emanazione di altre Direttive, fino a quando è stata sostituita dalla Direttiva IPPC 2008/1/CE, a sua volta ricompresa nella Direttiva IED 2010/75/UE detta “Direttiva emissioni industriali-IED” (prevenzione e riduzione integrate dell’inquinamento), che riunisce in un unico provvedimento sette Direttive.

Il 20 agosto 2018 è stato pubblicato il "ROM" - JRC Reference Report on Monitoring (ROM) under the Industrial Emissions Directive (IED) quale riferimento a sostegno dei monitoraggi previsti nelle singole BAT Conclusion per settore. Tale documento sostituisce parzialmente il *MON (General Principles of Monitoring (MON REF [3,COM 2003])*, adottato dalla Commissione europea quale riferimento sotto la precedente direttiva (96/61/CE). Il ROM non ha la finalità di interpretare la IED, ma come previsto dall'art. 16 fornisce i requisiti per dar seguito alle conclusioni sui monitoraggi descritti nelle BAT conclusions, dunque funge quale riferimento applicativo fornendo una guida al monitoraggio.

La normativa europea ed in particolare la Direttiva 2010/75/UE IED negli ultimi anni ha richiesto agli stati membri di valorizzare i controlli effettuati dai Gestori (autocontrolli), piuttosto che basarsi sui soli controlli effettuati dall’ente responsabile degli accertamenti.

Per valorizzare gli autocontrolli è necessario approfondire alcuni aspetti tecnici come:



- individuare chiaramente i parametri da monitorare e i relativi limiti emissivi, avendo a riferimento le BATc per ogni categoria di attività industriale (<http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>);
- se necessario, valutare l'equivalenza dei metodi di misura utilizzati rispetto a metodi UNI-EN-ISO;
- costruire dei database di raccolta dei dati per le elaborazioni e per la valutazione delle prestazioni ambientali dell'impianto rispetto a valori di riferimento (es. indicatori di prestazione).

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) è stato quindi redatto in riferimento alla **Direttiva 96/61/CE IPPC**, dalla Direttiva IPPC 2008/1/CE, recepita nell'ordinamento italiano con il TUA D.lgs 152/06 e smi., dalla **Direttiva 2010/75/UE IED** più recentemente recepita con l'emanazione del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, e alla documentazione tecnica sopra citata (riferimento le BATc per ogni categoria di attività, **JRC Reference Report on Monitoring (ROM)**).

Il PMC è la parte attuativa del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) redatto dalla Commissione IPPC del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), che unitamente costituiscono l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Il Gestore dell'installazione IPPC è tenuto ad attuare il PMC in tutte le sue parti con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite e con le metodiche per il campionamento, le analisi e le misure ed in coerenza con quanto prescritto nel Parere Istruttorio Conclusivo.

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di attuare dei miglioramenti e/o modifiche del presente piano, il Gestore potrà fare istanza all'ISPRA supportata da idonee valutazioni ed argomentazioni documentate, previa comunicazione all'Autorità Competente.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del presente PMC, il Gestore dovrà dotarsi di una struttura organizzativa adeguata alle esigenze e delle idonee attrezzature ed impianti, in grado quindi di attuare pienamente quanto prescritto in termini di verifiche, di controlli, ispezioni, audit, di valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali e necessarie azioni correttive con la verifica dell'efficacia degli interventi posti in essere.

TERMINI E DEFINIZIONI

Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA): il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione rientrante fra quelle di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c), o di parte di essa a determinate condizioni che devono garantire che l'installazione sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis ai fini dell'individuazione delle soluzioni più idonee al perseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c). Un'autorizzazione integrata ambientale può valere per una o più installazioni o parti di esse che siano localizzate sullo stesso sito e gestite dal medesimo gestore. Nel caso in cui diverse parti di una installazione siano gestite da gestori differenti, le relative autorizzazioni integrate ambientali sono opportunamente coordinate a livello istruttorio;

Autorità competente: la pubblica amministrazione cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità, l'elaborazione del parere motivato, nel caso di valutazione di piani e programmi, e l'adozione dei provvedimenti conclusivi in materia di VIA, nel caso di progetti (ovvero il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, nel caso di impianti); l'Autorità Competente in sede statale è il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE). La Commissione Istruttorio per l'AIA (CIPPC) svolge l'istruttoria tecnica finalizzata all'espressione del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) sulla base del quale viene emanato il provvedimento di AIA;



Bref (Documento di riferimento sulle BAT): Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.).

Commissione Istruttoria per l'AIA (CIPPC): La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06;

Conclusioni sulle BAT: un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito;

Gestore: qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce, nella sua totalità o in parte, l'installazione o l'impianto oppure che dispone di un potere economico determinante sull'esercizio tecnico dei medesimi;

Gruppo Istruttore (GI): viene costituito, per ogni domanda presentata dal Gestore, con membri della Commissione IPPC indicati dal Presidente della stessa Commissione e con esperti designati dagli enti locali territorialmente competenti. Per la redazione del PIC il GI, in accordo a quanto definito dall'art. 4 dell'Accordo di Collaborazione tra ISPRA e MiTE in materia di AIA, si avvale del supporto tecnico-scientifico dell'ISPRA e degli elementi tecnici che ISPRA fornisce con la Relazione Istruttoria;

Ente responsabile degli accertamenti: l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, o, negli altri casi, l'autorità competente, avvalendosi delle agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente;

Installazione: unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda 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;

Ispezione ambientale: tutte le azioni, ivi compresi visite in loco, controllo delle emissioni e controlli delle relazioni interne e dei documenti di follow-up, verifica dell'autocontrollo, controllo delle tecniche utilizzate e adeguatezza della gestione ambientale dell'installazione, intraprese dall'autorità competente o per suo conto al fine di verificare e promuovere il rispetto delle condizioni di autorizzazione da parte delle installazioni, nonché, se del caso, monitorare l'impatto ambientale di queste ultime;

Migliori Tecniche Disponibili (Best Available Techniques - BAT): 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 e delle altre condizioni di autorizzazione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso;

Parere Istruttoria Conclusivo (PIC) è un documento predisposto dal Gruppo Istruttore (GI) che riporta le misure necessarie a conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente nel suo complesso in accordo a quanto previsto dai commi da 1 a 5ter dell'art. 29-sexies del D.lgs. 152/06 (Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti AIA).

Il PIC riporta, in accordo a quanto riportato all'art 2 del DM del 16/12/2015 n. 274, il quadro prescrittivo e tiene conto della domanda presentata dal Gestore e delle Osservazioni presentate dal



pubblico, nonché dagli esiti emersi dalle riunioni del GI (con o senza il Gestore), dagli eventuali sopralluoghi presso gli impianti e dalla Conferenza dei Servizi.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) def. contenuta nel PIC: 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. 152/06, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-*bis*, comma 1 del D.Lgs 152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-*decies*, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06. L'art. 29-*quater* (Procedura per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 del del D.Lgs. n. 152/06, stabilisce che: *“Nell'ambito della Conferenza dei servizi di cui al comma 5, vengono acquisite le prescrizioni del sindaco di cui agli articoli 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265, nonché la proposta dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, per le installazioni di competenza statale, o il parere delle Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente, per le altre installazioni, per quanto riguarda le modalità di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente.*

Relazione di riferimento: informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata.

Sito: tutto il terreno, in una zona geografica precisa, sotto il controllo gestionale di un'organizzazione che comprende attività, prodotti e servizi. Esso include qualsiasi infrastruttura, impianto e materiali.

Valori limite di emissione (def. Dlgs152/06 smi): 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. 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 terza del presente decreto;

CONTENUTO E FINALITA' DEL PMC

In attuazione dell'art. 29-*sexies*, comma 6 del D.Lgs. n. 152 del 03 Aprile 2006 e s.m.i., (Autorizzazione Integrata Ambientale), il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) contiene:



- i requisiti di controllo delle emissioni basandosi sulle conclusioni delle BAT applicabili,
- la metodologia, la frequenza di misurazione,
- le condizioni per valutare la conformità e la procedura di valutazione
- l'obbligo di comunicare all'autorità competente periodicamente, ed almeno una volta all'anno, i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione.

La principale finalità consiste nella pianificazione degli autocontrolli, la cui responsabilità dell'attuazione resta a cura del Gestore con l'obiettivo di assicurare il monitoraggio degli aspetti ambientali connessi alle proprie attività, che sono principalmente riconducibili alle emissioni nell'ambiente (emissioni in atmosfera convogliate e non, scarichi idrici, produzione e gestione interna dei rifiuti, rumore nell'ambiente, consumo di risorse, sostanze e combustibili) in coerenza con il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) a cura della commissione IPPC.

Il monitoraggio dell'attività IPPC (e le eventuali attività non IPPC tecnicamente connesse con l'esercizio) può essere costituito da tecniche o dalla loro combinazione quali:

- misure in continuo;
- misure discontinue (periodiche ripetute sistematicamente);
- stime basate su calcoli o altri algoritmi utilizzando parametri operativi del processo produttivo
- registrazioni amministrative, verifiche tecniche e gestionali.

STRUTTURA DEL PMC

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo comprende 3 sezioni principali:

- *SEZIONE 1: contiene le informazioni e dati di autocontrollo, a carico del Gestore, con le relative modalità di registrazione*
- *SEZIONE 2: contiene le metodologie per gli autocontrolli; (elenco dei metodi di riferimento da utilizzare)*
- *SEZIONE 3: contiene le indicazioni relative all'attività di reporting annuale che descrive attraverso dati, informazioni e indicatori, l'andamento dell'esercizio dell'installazione in riferimento all'anno precedente.*

CONDIZIONI GENERALI DEL PMC

1. Il Gestore è tenuto ad eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio e Controllo.
2. Preventivamente alle fasi di campionamento delle diverse matrici dovrà essere predisposto un piano di campionamento, redatto ai sensi della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018.

Relativamente ai rifiuti tale piano di campionamento dovrà essere redatto in base alla norma UNI EN 14899:2006.

3. Il gestore dovrà predisporre l'accesso in sicurezza ai seguenti punti di campionamento e monitoraggio:
 - punti di campionamento delle emissioni in atmosfera;



- aree di stoccaggio dei rifiuti nel sito;
- pozzetti di campionamento fiscali per le acque reflue;
- pozzi utilizzati nel sito.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura dovranno pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse e dovranno essere accessibili al personale preposto ai controlli, nel rispetto delle disposizioni vigenti in materia di tutela della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro (D.Lgs. 81/2008 e ss.mm.ii.).

4. Tutte le comunicazioni urgenti, in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente (cfr. §12.6 e 12.7), dovranno essere inviate, dal Gestore, all'indirizzo mail: controlli-aia@isprambiente.it.
5. Resta, a cura del Gestore, l'obbligo di estendere i controlli a tutti i nuovi impianti/apparecchiature occorsi per effetto delle modifiche impiantistiche (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.). Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare ai fini ambientali, potranno essere attuate anche laddove non contemplate dal presente PMC e dovranno essere parte integrante del sistema di gestione ambientale.

A. DIVIETO DI MISCELAZIONE

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione dei flussi, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

B. VALUTAZIONE DEGLI ESITI DEGLI AUTOCONTROLLI

Il Gestore dovrà prevedere una procedura di valutazione degli esiti degli autocontrolli e dovrà prevedere l'analisi delle eventuali non conformità alle prescrizioni AIA ed anomalie/guasti e delle misure messe in atto al fine di ripristinare le condizioni normali e di impedire che le non conformità ed anomalie/guasti si ripetano, oltre che una valutazione dell'efficacia delle misure adottate.

C. SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

Tutti i sistemi di controllo e monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ 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:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore dovrà attuare quanto previsto alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera F - prot. 18712 del 01/06/2011.
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

¹ 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.



ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore dovrà 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.

3. 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’ISPRA. 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.

D. GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI

1. Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati. I dati che attestano l’esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all’Autorità Competente e all’ISPRA ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall’ ISPRA.
2. Tutti i rapporti che dovranno essere trasmessi all’ ISPRA nell’ambito del reporting annuale, dovranno essere su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard “Open Office Word Processor” per le parti testo e “Open Office – **Foglio di Calcolo**” (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.
3. Al fine di gestire sistematicamente il rispetto delle prescrizioni/condizioni dell’AIA, il Gestore dovrà redigere ed aggiornare il Documento di Aggiornamento Periodico denominato (DAP). In tale documento dovranno essere riportate tutte le prescrizioni/condizioni contenute nel PIC e nel PMC con le relative registrazioni al fine di darne l’evidenza oggettiva e documentata del loro rispetto, ivi compresi lo stato di conformità alle prescrizioni AIA, degli autocontrolli, delle prove e/o delle verifiche ed integrata con l’indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte. Il DAP dovrà essere conservato e disponibile presso l’installazione su supporto informatico opportunamente datato progressivamente e firmato dal gestore (anche digitalmente) e dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all’ISPRA nel mese di febbraio, giugno e ottobre di ciascun anno.
4. Al fine di avere un quadro completo degli adempimenti di legge a cui è soggetta l’installazione in riferimento al TUA e smi, il gestore dovrà mantenere aggiornato il Registro degli Adempimenti di Legge in riferimento a quanto già previsto e predisposto per i sistemi di gestione ambientale (certificati ISO 14001 e/o EMAS o meno). Tale Registro, analogamente al DAP, dovrà essere trasmesso con frequenza annuale all’ISPRA.

E. DECOMMISSIONING

Qualora il Gestore decidesse di effettuare la dismissione, il Piano di cessazione/dismissione, con il relativo crono programma/GANTT di attuazione, dovrà essere opportunamente redatto, con il grado di dettaglio di un Progetto Definitivo (cfr. art. 23 del D.Lgs. 50/2016 e s.m.i.) relativamente a tutti gli aspetti ambientali e in particolare:

- a. le aree del sito oggetto di intervento, con indicazione dettagliata delle parti di impianto che si intende dismettere e/o smantellare;
- b. le parti di impianto/attrezzature per le quali è eventualmente previsto il mantenimento in esercizio nelle fasi di cantiere o al termine delle attività di dismissione;



- c. le misure previste per la pulizia, la protezione passiva e la messa in sicurezza dell'impianto/attrezzature (ai sensi dell'articolo 29-sexies, comma 7, del D.Lgs 152/06) al fine di evitare o limitare gli effetti sulle matrici ambientali e garantire le condizioni idonee per l'eventuale dismissione dell'impianto/attrezzature;
- d. le misure previste per limitare qualsiasi rischio di inquinamento sia durante le fasi di dismissione che al momento della cessazione delle attività.

Il Piano definitivo dovrà contenere anche:

- e. la valutazione di coerenza e confronto con i contenuti della Relazione di Riferimento (qualora vigesse l'obbligo di presentazione ai sensi del Decreto Ministeriale n.95 del 15/04/2019 <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/26/19G00103/sg> e delle Linee guida emanate ai sensi dell'Art. 22, paragrafo 2, della Direttiva 2010/75/UE);
 - f. le attività di ripristino ambientale del sito alle condizioni della Relazione di Riferimento (nel caso di installazioni soggette alla presentazione della Relazione di Riferimento);
 - g. l'eventuale dichiarazione (tecnicamente motivata) di esclusione dell'installazione dagli obblighi di presentazione della Relazione di Riferimento (nel caso di installazioni non soggette alla presentazione della Relazione di Riferimento);
 - h. le attività di rilevazione di un'eventuale grave contaminazione del suolo, al fine dell'eventuale attivazione degli obblighi di bonifica;
 - i. le prime indicazioni e misure per la tutela della salute e sicurezza dei lavoratori in conformità alle disposizioni dell'art. 24 del DPR 207/2010;
 - j. l'aggiornamento del quadro economico e dei costi della sicurezza;
 - k. l'aggiornamento del cronoprogramma dei lavori redatto sotto forma di diagramma di GANTT.
1. Il suddetto piano e dovrà essere trasmesso all'Autorità Competente e all'ISPRA almeno 1 anno prima dell'avvio previsto per i lavori (o in un tempo ritenuto congruo con l'attuazione del cronoprogramma previsto dal Gestore).
 2. Il Gestore dovrà infine comunicare con anticipo di almeno 30 giorni lavorativi le date di inizio e fine dei lavori.

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

1. GENERALITA' DELL' INSTALLAZIONE IPPC E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

1. Le forniture di combustibili, di oli lubrificanti e materie prime ed ausiliarie, in sede di prima fornitura per specifica tipologia, devono essere opportunamente caratterizzate. La caratterizzazione dei combustibili e materie prime può essere effettuata anche con la disponibilità in sito delle “Schede Informative di Sicurezza”.
2. Le quantità di combustibile, di oli e di tutte le materie prime e ausiliarie utilizzate nei processi operativi devono, ad ogni fornitura, essere registrate su appositi registri in forma elettronica.
3. Il rapporto sugli approvvigionamenti di combustibili e materie prime ed ausiliarie dovrà essere compilato e trasmesso all’Autorità Competente e all’ISPRA con cadenza annuale.

1.1. Generalità dell’installazione IPPC

L’installazione IPPC presenta le seguenti caratteristiche produttive, come da AIA indicate nelle tabelle seguenti.

1. Deve essere registrata la produzione dalle varie attività, come precisato nella seguente tabella.

Produzione dalle attività IPPC e non IPPC

Codice IPPC: 1.1. Combustione di combustibili in installazione con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MWt			
Prodotto	Unità di Misura	Metodo di rilevazione	Frequenza autocontrollo
Energia Elettrica	MWh	Contatore	Mensile

1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

1. Dovrà essere registrato il consumo delle principali materie prime, semilavorati e materie ausiliarie dichiarate in AIA, come precisato nella seguente tabella.
2. Il Gestore dovrà utilizzare le sostanze dichiarate in conformità alle disposizioni dettate dal Regolamento CE n. 1907/2006 (Regolamento REACH);

Principali materie prime e ausiliarie

Denominazione / codice CAS	Classificazione di pericolosità (CLP)	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Asfalto		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
VVR		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile

Denominazione / codice CAS	Classificazione di pericolosità (CLP)	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
ATZ		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Ossigeno HP		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	kNm ³	Mensile
Ossigeno MP		U3600	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	kNm ³	Mensile
Azoto LP		IGCC	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	kNm ³	Mensile
Azoto HP		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	kNm ³	
Fuel Oil Start up Gassificazione		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
LCO		U3100 / U3200	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Nafta		U3200	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Olio Diatermico		U3010	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	kg	Mensile
Acido solforico		U4710	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Soda caustica 50%		U5400	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Soluzione ammoniacale 25%		U4000	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Ipoclorito		U4500 / U4730	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Antischiuma		U3200 / U3500 / U3700 / U4600	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Deossigenante		U4710	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Antiscale		U4800	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Fosfati		U4000	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Polielettrolita		U3400 / U5000	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Antincrostante		U4600	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Inibitore di corrosione		U4800 / U4810	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile

Denominazione / codice CAS	Classificazione di pericolosità (CLP)	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Alcalinizzante		U4000	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Declorante		U4600	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
MDEA		U3500 / U3700	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Glicole etilenico		U3100	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Refrigerante		U4000	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Lubrificanti		IGCC	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Detergente		U4000	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Neutralizzante HSS		U3500 / U3700	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile

- Il Gestore è tenuto a integrare la tabella, nella comunicazione annuale, con tutte le eventuali variazioni delle materie prime/ausiliarie comunicate in AIA con indicazione della data della variazione e gli estremi delle comunicazioni effettuate in merito all'Autorità Competente e all'ISPRA
- Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi delle materie prime e ausiliarie utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.3. Consumo di combustibili

- Dovrà essere registrato, su apposito registro, il consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella seguente tabella.

Consumo di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Gasolio	Avviamento Unità 400	Quantità totale consumata	t	Mensile
FO BTZ	Unità 3100	Quantità totale consumata	t	Mensile
GPL	IGCC	Quantità totale consumata	t	Mensile
Gas naturale	IGCC	Quantità totale consumata	t	Mensile
Gas naturale CCU1	Unità 4000	Quantità totale consumata	t	Mensile

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Gas naturale CCU2	Unità 4000	Quantità totale consumata	t	Mensile
Wet Syngas	Unità 4000	Quantità totale consumata	t	Mensile
Dry Syngas	Unità 4000	Quantità totale consumata	t	Mensile
Offgas da U3800	Unità 4000	Quantità totale consumata	t	Mensile
Offgas da U4810	Unità 3010	Quantità totale consumata	t	Mensile
Propano	Avviamento piloti U4000	Quantità totale consumata	t	Mensile

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di combustibili utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.4. Caratteristiche dei combustibili

1. Il Gestore, relativamente ai combustibili che intende utilizzare, dovrà effettuare le analisi richieste utilizzando i metodi di misura di cui al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X per i parametri ivi riportati. Il Gestore potrà utilizzare metodi alternativi, che dovranno essere preventivamente comunicati ad ISPRA informandone anche l'AC; in tale comunicazione dovrà essere prodotta una relazione che dimostri l'equivalenza del metodo che si intende utilizzare rispetto a quello di riferimento presente nel Piano di Monitoraggio e Controllo, sulla quale ISPRA potrà pronunciarsi.
2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file”.

GPL

Per il GPL dovrà essere prodotta con cadenza mensile una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v
Altri inquinanti	%v

Oli combustibili

Per l'olio combustibile BTZ dovrà essere prodotta con cadenza mensile una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura
Acqua e sedimenti	%v

Parametro	Unità di misura
Viscosità a 50°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/m ³
Punto di scorr. sup.	°C
Asfalteni	%p
Ceneri	%p
HFT	%
PCB/PCT	mg/kg
Residuo Carbonioso	%p
Nickel + Vanadio	mg/kg
Sodio	mg/kg
Zolfo	%p

Metano e gas naturale

Per il Metano dovrà essere prodotta con cadenza mensile una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v

Relativamente al parametro Zolfo il Gestore potrà, in accordo con il fornitore di rete, fornire un dato su base annuale o in alternativa effettuare l'analisi, in tal caso il metodo indicato per l'analisi è ASTM D5504.

Fuel oil e gasolio

Per il fuel oil e il gasolio² dovrà essere prodotta mensilmente (o in alternativa a lotti) una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nelle tabelle seguenti.

Parametri caratteristici degli oli combustibili	
Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 50°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/mc
Punto di scorr. Sup.	°C
Asfalteni	%p
Ceneri	%p
HFT	%
PCB/PCT	mg/kg
Res. Carb. Conrason	%p
Nichel + Vanadio	mg/kg
Sodio	mg/kg

² Per il gasolio per autotrazione, qualora acquistato nella distribuzione, la scheda tecnica dovrà essere prodotta annualmente

Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 40°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/mc
PCB/PCT	mg/kg
Nichel + Vanadio	mg/kg

Gas di raffineria

Il fuel gas utilizzato dovrà essere caratterizzato mensilmente in termini di portata, pressione, potere calorifico e composizione media (incluso il contenuto di H₂S) tramite campionamento e analisi di laboratorio.

1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili e materie prime

1. Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dei combustibili dovrà essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportati nelle seguenti tabelle.

Aree di stoccaggio e serbatoi dei combustibili e materie prime e ausiliarie liquide

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Ispezione visiva per la verifica dello stato di integrità: <ul style="list-style-type: none"> • dei serbatoi per lo stoccaggio dei combustibili allo stato di liquido; • dei serbatoi per lo stoccaggio delle materie ausiliarie allo stato di liquido; • degli organi tecnici utili alla gestione delle operazioni di riempimento e di prelievo delle materie prime dai serbatoi; • dei sistemi di contenimento secondario (volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata). 	Mensile	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di esecuzioni di manutenzioni registrare la descrizione del lavoro effettuato.
Ispezione visiva per la verifica dell'affidabilità e dell'integrità dei bacini di contenimento relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido.	Settimanale	

Controllo funzionalità linee di distribuzione gasolio e oli minerali

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Eseguire manutenzione procedurata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Effettuare manutenzioni procedurate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	Annuale	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.
Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file”.

2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

2.1. Consumi idrici

1. Dovrà essere registrato, su apposito registro, il consumo di acqua, come precisato nella tabella di seguito riportata.

Consumi Idrici

Tipologia	Punti di Prelievo	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo
Acqua mare (uso industriale – processo e raffreddamento)	Opera di presa a mare	Quantità consumata	m ³	Mensile (lettura contatore)
Acqua da pozzo (n. 8) (uso igienico sanitario)	Punto di approvvigionamento	Quantità consumata	m ³	Mensile

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di acqua consumata nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

2.2. Produzione e consumi energetici

1. Dovrà essere registrato, su apposito registro, i consumi di energia, come precisato nella tabella seguente, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Produzione e Consumi energetici

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo
Produzione di energia		
Energia termica prodotta	Quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)
Energia elettrica prodotta	Quantità (MWh)	Giornaliera



		(lettura contatore)
Ore di funzionamento	h	Giornaliera
Energia elettrica immessa in rete	Quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)
Consumo di energia		
Energia termica consumata	Quantità (MWh)	Giornaliera (Calcolo del calore immesso nel gassificatore come vapore)
Energia elettrica consumata	Quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di energia termica e elettrica prodotti e consumati nonché, annualmente, la produzione e il consumo.

Efficienza energetica

3. Il Gestore dovrà condurre, con frequenza almeno biennale, specifici “audit energetici” ai sensi del Dlgs 102/2014.
4. Pertanto, il Gestore è tenuto alla effettuazione della diagnosi energetica nel rispetto di quanto definito nelle seguenti norme:
- UNI CEI EN 16247-1:2012 che definisce i requisiti generali comuni a tutte le diagnosi energetiche.
 - UNI CEI EN 16247-3:2014 che si applica ai luoghi in cui l’uso di energia è dovuto al processo. Essa deve essere usata congiuntamente alla EN 16247-1 “Diagnosi energetiche – Parte 1: Requisiti generali”, che integra e rispetto alla quale fornisce ulteriori requisiti.
5. L’audit energetico dovrà avvenire secondo la norma UNI CEI EN 16247-5:2015 che riguarda le competenze dell’auditor energetico.
6. In caso non sia applicabile il Dlgs 102/2014, il Gestore, nell’ambito del Sistema di Gestione Ambientale interno, ha facoltà di porre adeguata attenzione agli aspetti di efficienza energetica, mediante specifici “audit energetici interni” condotti con la frequenza individuata all’interno del SGA.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1. Emissioni convogliate

1. Nel rapporto annuale dovrà essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell’AIA, riportante l’elenco aggiornato di tutti punti di emissione convogliata e relativa georeferenziazione.

3.1.1. Punti di emissione convogliata

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in atmosfera autorizzati.

Identificazione dei punti di emissione convogliata autorizzati

Camino	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (mq)	Coord. Gauss-Boaga Est	Coord. Gauss-Boaga Nord	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistema di abbattimento degli inquinanti	SME
EA1 – CCU1	130	39,6	517906	4109432	Unità 4000 Ciclo combinato 1	Nessuno	Temperatura, Pressione, Vapor d'acqua, O ₂ , Portata, CO, NO _x , SO ₂ , polveri
EA1 – CCU2	130	39,6	517911	4109437	Unità 4000 Ciclo combinato 2	Nessuno	Temperatura, Pressione, Vapor d'acqua, O ₂ , Portata, CO, NO _x , SO ₂ , polveri
EA1 – Hot Oil	130	39,6	517912	4109431	Unità PPU	Nessuno	Temperatura, Pressione, Vapor d'acqua, O ₂ , Portata, CO, NO _x , SO ₂ , polveri

- In relazione agli sfiati dei serbatoi, se presenti sistemi di abbattimento, dovranno essere inoltre eseguite le verifiche indicate nella seguente tabella.

Verifiche sfiati serbatoi

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio / registrazione dati
Verifica sistemi di abbattimento collegati agli sfiati da serbatoi	Ispezione trimestrale e manutenzione programmata dei sistemi di abbattimento.	Annotazione su registro delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato

- Il Gestore dovrà inoltre effettuare una stima delle emissioni annuali di COV (espresse in COT) dagli sfiati dei serbatoi contenenti idrocarburi.
- Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni dell'AIA, gli autocontrolli sui punti di emissione convogliata autorizzati dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle tabelle del paragrafo 3.1.2.

3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria

- Il Gestore dovrà effettuare gli autocontrolli sulle emissioni convogliate in aria secondo le modalità riportate nelle tabelle seguenti.
- Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.

Emissioni dai camini principali

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
EA1 – CCU1	Temperatura, Pressione, Portata, % O ₂ , Umidità	Controllo	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	CO, NOx, SO ₂ , Polveri	Valori limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	NH ₃	Valori limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
EA1 – CCU2	Temperatura, Pressione, Portata, % O ₂ , Umidità	Controllo	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	CO, NOx, SO ₂ , Polveri	Valori limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	NH ₃	Valori limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
EA1 – Hot Oil	Temperatura, Pressione, Portata, % O ₂ , Umidità	Controllo	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	CO, NOx, SO ₂ , Polveri	Valori limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	NH ₃	Valori limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	BTEX (Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xilene)	Valori limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	Fenolo			
	SOV			
	IPA (Benzo(a)antracene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(a)pirene, Dibenzo(a, h)antracene)			
	Be			
	As+Cr _{IV} +Co+Ni			
	Cd+Hg+Tl			
	Se+Te+Ni			
	Sb+Cr _{III} +Mn+Pb+Cu+Sn+V			
	HCl			
HF				
HBr				
HCN				



Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
Condotte dei fumi in uscita dagli impianti Claus	H ₂ S	Valori limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)

3.2. Monitoraggi dei transitori degli impianti di combustione

- Il Gestore dovrà dare attuazione ad un piano di monitoraggio dei transitori degli impianti di combustione al fine di registrare e inserire nelle relazioni annuali, da trasmettere all'Autorità Competente e all'ISPRA, i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti pertinenti, i volumi dei fumi³, le rispettive emissioni in massa, il numero e tipo degli avviamenti con i relativi tempi di durata, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.
- Il Gestore dovrà compilare, per ogni tipologia di avviamento eventualmente eseguito (a freddo, a tiepido, a caldo) la tabella seguente con le informazioni da inserire all'interno del report annuale.

Parametro	Monitoraggio	Tipo di verifica	Registrazione dati
Numero e tempo di avviamento per ciascuna tipologia di avviamento	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 ogni tipologia di avviamento	Misura dei tempi di avviamento con stima e/o misura delle emissioni annue confrontata con i tempi "standard" definiti dal Gestore per ogni tipo di avviamento e comunicati nel rapporto annuale. Qualora i tempi "standard" fossero superati, il Gestore fornirà le relative motivazioni.	Registrazione su file dei risultati

Non costituiscono fasi di avviamento e arresto le normali oscillazioni del carico produttivo. Ai fini della determinazione dello stato dell'impianto l'ora in cui avviene il passaggio da uno stato transitorio al normale funzionamento o viceversa viene considerata di transitorio secondo le indicazioni delle LG- ISPRA n. 87/2013.

- Il Gestore dovrà effettuare, tramite SME installati, il monitoraggio dei transitori con il quale accertare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi⁴, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'ISPRA secondo le indicazioni riportate nel presente PMC.
- Nel caso di misura discontinua i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di

³ Determinato mediante misuratore di velocità.

⁴ Determinato mediante misuratore di velocità.

avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

5. Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione di avviamento, dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.
6. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzandone i risultati per la stima annuale.

3.3. Torce d'emergenza

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti la torcia di emergenza.

Sistema Torcia

Sigla	Descrizione	Coordinate UTM 33N – WGS 84	Unità e dispositivi collegati	Sistema di recupero gas	Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza	Campionamento (manuale / automatico)
ST101	Torcia acida ⁽¹⁾	517.763 E 4.109.079 N	Stream acidi	Sì	0,17	54 t/h	Manuale
ST102	Torcia principale ⁽²⁾	517654 E 4.108.934 N	Tutti gli scarichi gassosi del complesso IGCC	No	0,21	412 t/h	Manuale

(1) La torcia acida è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata di 54 t/h di gas acidi, ad una temperatura in ingresso di 172°C. Inoltre, la torcia acida è progettata per bruciare gas dal blow-down principale, durante l'esercizio normale, fino ad una portata di 5 t/h.

(2) La torcia principale è progettata per bruciare, in condizioni di emergenza, una portata massima di gas pari a 412 t/h ad una temperatura in ingresso di 244°C. Alla torcia principale sono collettati gli effluenti: syngas, aria, azoto e fuel gas provenienti dagli scarichi gassosi del complesso IGCC.

1. Ai sensi dell'Art. 271, comma 14 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., se si verifica un'anomalia o un guasto tale da non permettere il rispetto di valori indicati nella precedente tabella, il Gestore dovrà darne comunicazione all'Autorità Competente e all'ISPRA entro le 8 ore successive all'evento e può disporre la riduzione o la cessazione delle attività o altre prescrizioni, 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.
2. Il Gestore dovrà verificare l'efficienza di combustione della torcia (per tutti gli eventi di accensione) attraverso il calcolo del potere calorifico inferiore e della misurazione della portata (nota la composizione) del gas inviato in torcia.
 - a) Nel rapporto annuale, 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;
- i dati relativi al flusso e alla composizione dei gas inviati alle torce per ogni evento di attivazione;
- la stima dei valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi (qualora il funzionamento fosse inferiore a 1 ora tale stima verrà effettuata sul periodo di funzionamento);
- volumi dei fumi calcolati stechiometricamente allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

b) Le torce devono inoltre essere esercite nel rispetto delle seguenti condizioni:

- i) le torce devono essere esercite nelle migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia; al fine di garantire condizione di combustione ottimali;
- ii) il Gestore dovrà mantenere un sistema di monitoraggio dei gas inviati in torcia (inclusa la portata del gas recuperato) conforme a quanto previsto dal presente PMC; in particolare, il flusso di gas inviato in ogni torcia dovrà essere monitorato in continuo con le modalità indicate di seguito;
- iii) In caso di superamento della soglia quantitativa prescritta in AIA e comunque al superamento della quantità giornaliera pari a 150 t/giorno, 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'ISPRA, entro 8 ore dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la sua composizione, la durata e le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso;
- iv) i serbatoi ricevitori dell'impianto blow-down e della rete torce dovranno essere dotati di un sistema di misura in grado di determinare la composizione intesa come contenuto di carbonio totale ed il flusso di gas inviato alle torce. I misuratori di flusso dovranno essere collocati in un punto della tubazione d'adduzione della torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola;
- v) le torce devono garantire un'efficienza di abbattimento dei gas idrocarburi superiore al 98% e dovrà essere eventualmente adottata, in luogo della misura della temperatura di combustione, la procedura equivalente di misura della composizione del gas inviato in torcia e della portata come specificato al punto L della nota ISPRA 18712 del 1.6.2011. L'efficienza di combustione viene valutata dal Gestore confrontando i dati di misura di velocità di efflusso al tipo di torcia e di potere calorifico del gas bruciato con i dati di progetto della torcia medesima;
- vi) 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 degli allarmi acustici che avvisino gli operatori dell'eventuale spegnimento delle fiamme pilota;



3. La torcia dovrà essere esercitata senza generare emissioni visibili (fumo), indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore, ovvero nelle migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia. Devono essere, inoltre, garantite un'efficienza di rimozione superiore al 98% ed una temperatura minima di combustione superiore a 800°C; si considera equivalente alla misura in continuo della temperatura, la verifica delle caratteristiche costruttive ed il monitoraggio delle condizioni di esercizio del sistema torcia, purché il progettista e fornitore delle stesse attesti l'idoneità al trattamento del gas inviato in torcia, garantendo un rendimento di combustione non inferiore al 98%; tale rendimento di combustione deve essere associato ai valori minimo e massimo di portata del gas proveniente dal processo.
4. Dovrà 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 degli allarmi acustici che avvisino gli operatori dell'eventuale spegnimento della fiamma pilota.
5. Al superamento della quantità giornaliera della fiamma pilota il Gestore dovrà riportare, entro 10 giorni dall'evento, all'ISPRA e all'Amministrazione Comunale la quantità di gas inviato in torcia, la sua composizione, la durata e le cause dell'evento e, in caso di utilizzo in situazioni di emergenza, le misure adottate per evitare il ripetersi dell'evento.
6. Il Gestore dovrà provvedere all'invio di una comunicazione all'Autorità Competente e all'ISPRA all'eventuale superamento del valore di 12 t/h di gas inviato in torcia e dovrà comunicare ogni evento di sfiaccolamento che determini una emissione di SO₂ superiore a 5 t/giorno.
7. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.
8. Monitoraggio del sistema Torcia
 - a) La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può essere effettuata dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, 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. Quindi i dispositivi di misura devono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.
 - b) A tal fine i dispositivi di misura devono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.
 - c) In coerenza con le prescrizioni AIA, dovrà essere monitorata in continuo la portata dei gas inviati in ciascuna delle torce e determinata la composizione del gas.
 - d) La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso 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. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto.
 - e) 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 1.100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" (≅ 1 m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate di seguito, tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso

determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di $\pm 5\%$ di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1.100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

- f) Il gestore dovrà dotarsi di un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce e le modalità di intervento in caso di sfiaccolamenti legati a situazioni di emergenza. Tale protocollo dovrà essere espressamente approvato dall'ISPRA e essere parte integrante del Piano di Monitoraggio e Controllo.
- g) Il Gestore, per ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO₂ superiore alle 7 tonnellate/giorno, da una singola torcia o dall'insieme delle torce in funzione nella giornata, dovrà registrare:
- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
 - La stima della quantità di SO₂ emessa e lo sviluppo dei calcoli
 - Le misure prese per limitare la durata e/o le quantità dell'emissione
 - Una dettagliata Root Cause Analysis (RCA) dell'evento
 - Una analisi delle misure, risultante dalla RCA, che sono disponibili per ridurre la probabilità di ripetizione dell'episodio. L'analisi deve contenere le alternative disponibili, la probabile efficacia ed i costi delle stesse. Se l'analisi concludesse che siano necessarie azioni il report deve includere anche una descrizione delle attività, e se non già completate, un cronoprogramma per la loro implementazione.

Misura di portata

Il flusso di gas inviato alla torcia dovrà essere monitorato in continuo con l'utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo,
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 dovrà garantire, mantenendo una frequenza di taratura annuale, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

Soglia di portata

Al fine di eliminare eventi spuri, il Gestore dovrà determinare la "soglia" di portata al di sopra della quale il sistema di campionamento deve essere automaticamente attivato, in corrispondenza della tubazione di adduzione. Tale portata è stabilita in 10 volte la portata minima misurabile, al più basso valore dell'intervallo di misura dello strumento adottato. Il campionamento del gas inviato in torcia, per portate superiori alla "soglia" sopra definita, deve essere attivato in modalità automatica, come già sopra precisato.

Determinazione dell'efficacia di distruzione in torcia



Con le misure effettuate in conformità a quanto sopra riportato, è possibile stabilire le condizioni operative di funzionamento della torcia (potere calorifico inferiore del gas e velocità massima, ovvero portata massima di adduzione). Le condizioni operative rilevate strumentalmente devono essere confrontate con le condizioni di progetto della torcia, per dimostrare l'efficacia di distruzione.

In caso di attivazione delle torce, 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, all'ISPRA, al Comune, alla Provincia, all'ARPA e alla USL, entro 10 gg dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la sua composizione, la durata e le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il gestore dovrà installare un sistema di campionamento del gas mandato alla torcia che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, dovrà essere rappresentativo della reale composizione del gas;
2. il sistema di campionamento dovrà essere uno dei seguenti due proposti:
 - a. Campionamento manuale:
 - Se il flusso di massa è superiore alla "soglia", un campione deve essere completamente acquisito entro 15 minuti e, successivamente, a intervalli regolari in base alla durata necessaria affinché ogni campionamento sia sufficiente all'acquisizione di un campione rappresentativo sulla base della misura da effettuare.
 - Tali campionamenti devono essere effettuati 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 il flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia", 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"
 - 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*".



È possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento dovrà 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

Il Gestore, per ogni evento di accensione della Torcia dovrà effettuare la valutazione della composizione del gas inviato al condotto di adduzione.

Tale valutazione può essere eseguita dal Gestore attraverso campionamento automatico e analisi strumentale o tramite calcolo – effettuato attraverso i dati delle principali variabili di controllo del processo di reazione - delle quantità di gas inviato alla torcia.

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
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

Il Gestore può proporre all'ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza e i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. La proposta del Gestore è soggetta ad approvazione.

3.4. Emissioni non convogliate

Emissioni fuggitive:

1. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA il Gestore dovrà mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) e relativo protocollo di ispezione, i risultati dei quali devono essere trasmessi all'ISPRA con cadenza annuale ed andranno aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.
- 1.bis Relativamente alle sole centrali termoelettriche alimentate a gas naturale e alle stazioni di compressione della rete nazionale dei metanodotti, il programma LDAR potrà prevedere quanto riportato nella LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera I - prot. 18712 del 01/06/2011.
2. Il programma LDAR deve riportare in particolare:
 - le metodologie che il Gestore adotta per lo *screening* delle sorgenti di emissioni fuggitive;
 - i risultati dello *screening* di tutti i componenti dello Stabilimento che possano dar luogo a rilasci (valvole e flange di processo, pompe, compressori, stoccaggi, trattamenti acque, apparecchiature utilizzate nelle fasi di caricamento, etc.);
 - l'individuazione delle possibili cause di rilascio (usura, malfunzionamenti, rotture o difetti di fabbricazione) dai dispositivi coinvolti;
 - le stime delle emissioni;



- le azioni intraprese a seguito dell'individuazione di componentistica che dà luogo a emissioni;
- la programmazione delle azioni di monitoraggio successive.

3. I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al rapporto annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'ISPRA.

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); per le componenti che convogliano miscele di fluidi con tensioni di vapore differenti, devono essere identificate quelle con le seguenti caratteristiche: la somma dei costituenti con tensione di vapore maggiore di 13,0 millibar a 20°C sia superiore al 20% in peso del totale della corrente di processo;
- b) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- c) identificazione di tutti gli "emettitori significativi"⁵
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "**emettitori cronici**"⁶;
- 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.

4. Il Gestore dovrà utilizzare un database elettronico (il software utilizzato deve essere messo a disposizione dell'ISPRA) 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 periodo di monitoraggio,

⁵ Emettitore significativo: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore ad una soglia definita (es. 10.000 ppmv come Metano) per due volte su quattro trimestri consecutivi. Un tale componente deve essere riparato secondo quanto indicato nella tabella "riparazione e tempi di intervento".

⁶ Emettitore cronico: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10000 ppmv come Metano per due volte su quattro trimestri consecutivi. Un tale componente deve essere sostituito con componenti maggiormente performanti ed in linea con BREF comunitari, durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

- 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.

Il data base deve essere in ogni momento disponibile alla consultazione, in fase di sopralluogo/ispezione, da parte dell'ISPRA.

5. La sintesi dei risultati del programma riportata nel rapporto annuale dovrà indicare:

- 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 [vedi "*Definizione di perdita*"] rispetto al totale ispezionato;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione;
- la modifica delle frequenze stabilite nel cronoprogramma sulla base degli esiti delle misure effettuate.

Definizione di perdita con il Metodo US EPA 21

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	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

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, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

6. In occasione di manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive, malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria, emergenza il Gestore dovrà registrare le informazioni contenute nelle seguenti tabelle:

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili⁷

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

Emissioni eccezionali in condizioni imprevedibili⁸

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

Monitoraggio e tempi di intervento

7. Al fine del raggiungimento degli obiettivi del programma LDAR, nella tabella successiva sono indicate le frequenze con le quali dovrà essere eseguito il monitoraggio ed i tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione.

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Registrazione su file elettronico e registri cartacei ⁹
Valvole/Flange	<u>Trimestrale</u> (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% del totale valutato ed annuale dopo 5 periodi componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato) <u>Annuale</u> se intercettano "stream" 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 cancerogeni l'intervento deve iniziare <u>immediatamente dopo l'individuazione della perdita.</u>	Registrazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate. Registrazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	<u>Trimestrale</u> se intercettano "stream" con sostanze cancerogene		
Tenute dei compressori	<u>Annuale</u> se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza	<u>Annuale</u> se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		

⁷ Condizioni prevedibili: fermate temporanee, manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive.

⁸ Condizioni imprevedibili: malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria, emergenza.

⁹ Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Registrazione su file elettronico e registri cartacei ⁹
Valvole di sicurezza dopo rilasci	<u>Immediatamente</u> dopo il ripristino della funzionalità della valvola		
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	-	Registrazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

8. Con riferimento agli “emettitori significativi” e agli “emettitori cronici”, qualora gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore dovrà procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.
9. La sostituzione degli “emettitori cronici” dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore dovrà valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all’Autorità Competente e all’ISPRA.
10. Il Gestore può proporre all’ISPRA un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore dovrà comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte. In particolare il Gestore che ha avuto la prescrizione in autorizzazione di eseguire un programma LDAR, può scegliere se adempiere alla prescrizione utilizzando il metodo US EPA 21 o, in alternativa, un sistema ottico per l’individuazione delle perdite nelle apparecchiature (Smart LDAR). In tal caso il sistema ottico deve rispondere ai requisiti minimi di cui alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera H - prot. 18712 del 01/06/2011

Stima delle perdite da connessioni, valvole, pompe e compressori.

Nella quantificazione delle emissioni fuggitive, per tutti i componenti ispezionati con il Metodo US EPA 21, il Gestore potrà utilizzare in particolare i seguenti metodi:

- *Approach 2: Screening Ranges Approach*
- *Approach 3: EPA Correlation Approach;*

riportati all’interno del Capitolo 2 (*Development of equipment leak emission estimates*) del protocollo EPA 453/R-95-017 “*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*”

In caso di primo anno di screening LDAR, sui componenti non ispezionati con il metodo US EPA 21, la stima dovrà essere effettuata utilizzando i fattori di emissione indicati dal metodo *Average Emission Factor Approach* riportato all’interno del succitato Capitolo 2 del protocollo EPA 453/R-95-017 (Approach 1).

Nelle Appendici da A ad E del protocollo EPA 453/R-95-017, sono riportati tutti i riferimenti necessari alle procedure di stima e gli esempi di calcolo, per tipologia di componente, riferiti all’industria chimica (SOCMI) e alle Raffinerie.

4. EMISSIONI IN ACQUA

La seguente tabella riporta la specifica dei punti di scarico finali dagli impianti dello Stabilimento.

Nel rapporto annuale deve essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti gli scarichi finali, parziali e dei pozzetti di controllo e relativa georeferenziazione.

Identificazione degli scarichi

Scarico Finale	Scarico parziale	Tipologia di acqua	Tipologia di scarico	Impianti di trattamento	Denominazione impianto ricevente/ Corpo idrico recettore	Punti di verifica limiti di accettabilità	Coordinate Gauss-Boaga	
							E	N
S1	-	Acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento, acque di dilavamento non contaminate, spurghi dalle caldaie, scarichi rigenerazione letti misti	Continuo	-	Canale Alpina (acqua mare)	Pozzetto di controllo	520166	4108279
S2	-	Acque di processo, acque meteoriche di dilavamento aree di impianto, stripped water delle unità di processo Unità 4800 e 4810, acque nere	Continuo	-	Impianto Trattamento Acque consortile (IAS)	Pozzetto di controllo	520166	4108279
S3	-	Acque raccolte nel Canale Alpina	Continuo	-	Acqua mare	Pozzetto di controllo	-	-

1. I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili dall'ISPRA ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque da scaricare.
2. Il Gestore dovrà predisporre e registrare gli esiti di un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee.
3. Dovrà essere garantita la conduzione di un monitoraggio costante per il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse che devono, inoltre, essere dotate dei migliori sistemi ai fini della garanzia di sicurezza.

4. Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni presenti nell'AIA, relative ai limiti agli scarichi, devono essere effettuati i controlli previsti nelle seguenti tabelle.

Scarico S1

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
S1	Acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento, acque di dilavamento non contaminate, spurghi dalle caldaie, scarichi rigenerazione letti misti	Pozzetto di campionamento	pH	Continuo	Valore limite come da autorizzazione
			Temperatura	Continuo	
			Piombo, Solidi Sospesi Totali (SST), Tensioattivi totale, COD, Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Cloro attivo libero	Giornaliero	
			Nichel, Rame., BOD5, Alluminio, Arsenico, Bario, Boro, Cadmio, Cromo totale, Cromo VI, Ferro, Manganese, Mercurio, Selenio, Stagno, Zinco, Fluoruri, Fosforo totale, Idrocarburi totali	Trimestrale	

Scarico S2

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
S2	Acque di processo, acque meteoriche di dilavamento aree di impianto, stripped water delle unità di processo Unità 4800 e 4810, acque nere	Punto di scarico al Depuratore Consortile	V. Contratto d'utenza con Industria Acqua Siracusana S.p.A., Ente Gestore del Depuratore Consortile del sito industriale	V. Contratto d'utenza con Industria Acqua Siracusana S.p.A., Ente Gestore del Depuratore Consortile del sito industriale	V. Contratto d'utenza con Industria Acqua Siracusana S.p.A., Ente Gestore del Depuratore Consortile del sito industriale
			Alluminio, Arsenico, Bario, Boro, Cadmio, Cromo Totale, Cromo VI, Ferro, Manganese, Mercurio, Nichel, Piombo, Rame, Selenio, Stagno, Zinco, Fenoli, Oli minerali persistenti, e idrocarburi di origine petrolifera persistenti, Solventi organici aromatici, Solventi organici azotati, Solventi clorurati, Pesticidi fosforati	Mensile	Valore limite come da autorizzazione
		P1 e P2	pH, Solidi Sospesi Totali (SST), idrocarburi totali	Semestrale	Valore limite come da autorizzazione



Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
		P3	Solidi Sospesi Totali (SST), idrocarburi totali, BOD5, COD, tensioattivi totali, azoto totale	Semestrale	Valore limite come da autorizzazione

Scarico S3

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
S3	Acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento, acque di dilavamento non contaminate, spurghi dalle caldaie, scarichi rigenerazione letti misti	Punto di scarico mare	Delta Temperatura a 1.000 m	Semestrale	Valore limite come da autorizzazione

5. In considerazione della presenza naturale di Boro nell'acqua mare in ingresso, inoltre, nelle more della presentazione della Relazione Tecnica prescritta al punto 35 del PIC, dovranno essere effettuati gli ulteriori controlli di seguito esplicitati:

Punto di controllo	Parametri	Frequenza	Limiti / Prescrizioni	Modalità di effettuazione
Presenza acqua mare in ingresso Scarico S1	Boro	Mensile	Parametro conoscitivo	Prelievo di un campione in ingresso e in uscita dal sito, tenendo conto del tempo di permanenza

6. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sugli scarichi idrici.

5. RIFIUTI

1. Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti a norma di legge e secondo quanto prescritto nell'AIA e dovrà prevedere la redazione dai piani di campionamento ed in riferimento alla norma UNI 10802.

I certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato, devono riportare la o le metodiche utilizzate e devono essere a disposizione dell'Autorità competente e dell'ISPRA.



2. Il Gestore dovrà altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR formulario di identificazione e rientro della 4 copia firmata dal destinatario per accettazione.
3. Il Gestore dovrà archiviare e conservare tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal Responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate, questo al fine di renderli disponibili all'Autorità Controllo.
4. Il Gestore dovrà comunicare nel rapporto Annuale trasmesso, entro il 30 Aprile, all'Autorità competente, all'ISPRA, alla Regione, alla Provincia, al Comune, all'ARPA e alla ASL territorialmente competente le quantità di rifiuti prodotti per ogni codice EER, l'attività di provenienza, il destino finale con le eventuali quantità recuperate e le relative finalità di recupero. Per i rifiuti non recuperati devono essere specificate le modalità di smaltimento.
5. Le informazioni di cui sopra devono essere specificate con relativo raffronto con l'anno precedente.
6. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA, relative alle condizioni di esercizio dei depositi di rifiuti, il Gestore dovrà verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.
7. Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del "deposito temporaneo prima della raccolta" in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione: Qualora il Gestore riterrà in futuro di variare l'attuale modalità di gestione dei rifiuti (vedi ad es. 'deposito quantitativo'), dovrà chiedere all'Autorità Competente la necessaria comunicazione prima di procedere.
8. Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature.
9. Il Gestore dovrà compilare mensilmente la seguente tabella:

Monitoraggio delle aree di Deposito Temporaneo prima della raccolta

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici EER presenti	Quantità presente (m ³)	Quantità presente (t)	Produzione specifica di rifiuti ¹⁰	Indice di recupero rifiuti annuo (%) ¹¹	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

Si precisa che il calcolo dell'indice è riferito ai soli rifiuti già esitati nell'anno di riferimento.

10. Inoltre, per ogni rifiuto prodotto il Gestore dovrà compilare la seguente tabella:

¹⁰ kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;

¹¹ kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti



Tipologia di intervento	Parametri	Frequenza	Modalità di registrazione
Analisi chimica* di classificazione per i rifiuti non pericolosi identificati da codici a specchio LG SNPA 61/2019	I parametri da ricercarsi devono essere correlati al processo produttivo che genera il rifiuto e alle sostanze pericolose utilizzate.	Annuale e ad ogni modifica del ciclo produttivo o delle sostanze utilizzate che potrebbero influire sulla pericolosità del rifiuto prodotto	Archiviazione certificati analitici e inserimento in relazione annuale di una valutazione su accertamenti effettuati sui rifiuti prodotti
Analisi chimica per verifica conformità impianti di destino	DLgs.121/20 o comunque quelli richiesti dall'impianto di smaltimento	Almeno annuale o con la frequenza richiesta dal destinatario	

* nei casi in cui i rifiuti presentino caratteristiche morfologiche disomogenee da rendere impossibile eseguire un campionamento rappresentativo o se non sono disponibili metodi analitici, l'analisi chimica può essere sostituita da una caratterizzazione di base. Quest'ultima dovrà contenere l'indicazione precisa della composizione e delle caratteristiche specifiche dei rifiuti che lo hanno generato, incluse informazioni dettagliate sulla classificazione di pericolosità e i motivi che non consentono l'esecuzione del campionamento o dell'analisi. Per rifiuti costituiti da prodotti integri (es. prodotti chimici obsoleti) l'analisi chimica potrà essere sostituita da scheda di sicurezza.

11. Il Gestore, per ogni operazione di conferimento dalle aree di deposito, dovrà registrare le quantità di rifiuti inviati:

- a smaltimento;
- a recupero interno;
- a recupero esterno.

12. Nel caso in cui la tipologia di rifiuti prodotti subisca delle variazioni rispetto a quanto riportato dichiarato in sede di riesame/rilascio dell'AIA sarà cura dell'azienda evidenziarlo anche nel report annuale e durante i controlli dell'organo competente.

13. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati.

6. EMISSIONI ACUSTICHE

1. Il Gestore (nel rispetto di quanto prescritto in AIA) dovrà effettuare con frequenza quadriennale un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno, per la verifica del rispetto dei limiti posti dalla classificazione acustica comunale e comunque di quelli normativi.

2. 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;
- verificare con le misure, le valutazioni a valle della messa in esercizio delle modifiche apportate.

3. La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, la descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.

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. Gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica devono essere comunicati all'ISPRA almeno quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura.

4. Qualora si registrino superamenti dei limiti di legge che assumano connotazione assimilabile a livello persistente, in relazione ai quali sia stato accertato che l'origine della fonte sia riconducibile agli impianti di stabilimento, il Gestore dovrà redigere un piano di interventi di mitigazione dell'impatto acustico da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente e di ISPRA.
5. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nella seguente tabella e riportati nel rapporto annuale.

Postazione di misura	Descrittore	Modalità di controllo	Frequenza della misurazione	Modalità di registrazione dei controlli effettuati
Indirizzo recettore/i	L_{Aeq}	Verifica limite differenziale diurno/ notturno e/o Verifica limiti di immissione assoluti e di emissione Oppure Test-point: Campionamento per verifica di mantenimento del rispetto dei limiti D.M. 16.03.1998 UNI 10885	Quadriennale e a seguito di modifiche impiantistiche rilevanti o successivamente ad interventi di mitigazione acustica	Archiviazione esiti fonometrie e rapporto rilevamento acustico – Inserimento degli esiti (breve relazione tecnica con annessa scheda di rilevazione di cui al DD.le 13/01/2000 n 18) nella relazione annuale quando coincidente con l'effettuazione delle misure

7. EMISSIONI ODORIGENE

1. Il Gestore dovrà implementare un programma di monitoraggio del mantenimento in efficienza di tutte le procedure tecnico-operative necessarie a limitare le emissioni odorigene, mediante verifica dei presidi in funzione, attraverso registrazione delle verifiche visive, strumentali e delle manutenzioni presso le potenziali sorgenti (es. vasche, serbatoi aperti, stoccaggio combustibili ecc.).
2. Il monitoraggio olfattometrico dovrà essere eseguito in conformità con il documento “Metodologie per la valutazione delle emissioni odorigene - Documento di sintesi” adottato con Delibera 38/2018 dal Consiglio nazionale del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA).
3. Il Gestore dovrà altresì trasmettere all'ISPRA un *Rapporto Annuale* 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).

- Il Gestore dovrà predisporre un registro delle segnalazioni effettuate dalla popolazione in merito ad episodi riconducibili alle emissioni odorigene di area, corredato di commento sull'origine emissiva della stessa segnalazione.

8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

- In coerenza con le prescrizioni dell'AIA, il Gestore dovrà fornire in fase di reporting i risultati delle campagne di monitoraggio della falda, nell'anno precedente, corredati da una valutazione su eventuali differenze significative nei parametri monitorati ai piezometri individuati a monte ed a valle dello stabilimento¹².
- Il Gestore, presso le stazioni individuate, dovrà effettuare il monitoraggio delle acque di falda, secondo quanto riportato nella seguente tabella.
- A seguito di evento incidentale, la verifica, potrà essere condotta, se necessario su ulteriori o diversi piezometri, in relazione all'evento stesso.

Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, Temperatura, As, Se, Cr tot, Ni, V, Zn, Hg, Idrocarburi totali, BTEX, IPA	Verifica semestrale e a seguito di ogni evento incidentale.	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso).

- Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticimetria.

9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

Con cadenza annuale, il Gestore dovrà presentare all'ISPRA, anche quando non interessato da aggiornamenti:

- l'elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi, della strumentazione e delle parti di impianto ritenuti critici/rilevanti dal punto di vista ambientale;** si precisa che tale elenco dovrà comprendere, ma non in via esaustiva, le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del Regolamento CE n. 1272/2008 (Regolamento CLP) integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, nonché dei sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche; l'elenco delle apparecchiature dovrà essere corredato da un'analisi di rischio che motivi la scelta effettuata con i relativi criteri; l'elenco dovrà comunque includere tutta

¹² La scelta dei piezometri dovrà essere motivata relativamente al loro posizionamento e alla rappresentatività delle misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito rispetto al flusso prevalente della falda medesima, con registrazione su file. Il Gestore potrà confermare la rappresentatività dei piezometri e il relativo monitoraggio già comunicati all'Autorità di Controllo, in occasione del primo Rapporto Annuale successivo al rilascio dell'AIA

la strumentazione necessaria al controllo delle fasi critiche per l'ambiente (pHmetri, misuratori di portata, termometri, analizzatori in continuo, ecc).

2. **gli esiti dell'attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni** avente ad oggetto i componenti di cui al punto precedente, che dovranno essere integrati da una valutazione di quanto deducibile in ordine al richiesto stato di conservazione delle dette parti rilevanti ed inoltre, ove occorrente e/o ritenuto, dall'indicazione delle azioni correttive previste e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle esperite verifiche.
3. le attività di manutenzione di cui al punto precedente dovranno essere eseguite secondo le modalità e le frequenze dettate dalle ditte fornitrici dei macchinari/apparecchiature/impianti o, qualora non reperibili, dalle istruzioni elaborate internamente. Il Gestore dovrà altresì, valutare la frequenza di manutenzione in relazione all'invecchiamento dei macchinari/apparecchiature/impianti. Tali attività dovranno essere registrate sul registro di conduzione dell'impianto, dove dovranno essere annotati, oltre alla data e alla descrizione dell'intervento, anche il riferimento alla documentazione interna ovvero al certificato rilasciato dalla ditta che effettua la manutenzione.
4. Una sintesi degli esiti di tale manutenzione e le valutazioni conseguenti dovranno essere inserite nella relazione annuale.
5. Il Gestore dovrà inoltre compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Sistemi di controllo delle fasi di processo critiche da un punto di vista ambientale

Attività/Fase di lavorazione	Macchinario	Parametri e frequenze				Modalità di registrazione e trasmissione
		Parametri	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	
						Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo individuate)

Macchinario	Tipo di intervento	Frequenza	Modalità di registrazione e trasmissione
			Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Con particolare riferimento ai serbatoi, inoltre, il Gestore dovrà:

6. presentare all'ISPRA un programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi, aggiornato con cadenza annuale, in accordo al proprio SGA.
7. Tale programma prevederà, per ciascun serbatoio, un controllo/verifica esterno dell'integrità dello stesso (ad es: magnetoscopia, ultrasuoni, ecc.) almeno ogni 5 anni e un controllo/verifica interno (o prova di tenuta) almeno ogni 10 anni.
8. Il programma dovrà prevedere le tempistiche dei controlli, il numero ed il tipo di serbatoi da verificare dando priorità a quelli contenenti le sostanze ritenute maggiormente critiche per

l'ambiente ed i metodi con i quali si intendere effettuare le verifiche e deve essere corredato da un'analisi di rischio al fine di motivare le scelte effettuate.

9. Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro 6 mesi dal rilascio del provvedimento di Riesame Complessivo di AIA.
10. Le modalità dovranno essere ricomprese e avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) adottato dallo Stabilimento.
11. 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 purché non più vecchie di 5 anni per i controlli esterni e 10 anni per i controlli interni.
12. Il Gestore dovrà compilare la seguente tabella da allegare al report annuale

Struttura contenim.	Contenitore		Bacino di contenimento		Accessori (pompe, valvole, ...)		Documentazione di riferimento
	Sigla di riferimento	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	
							I.O., Procedure tecniche, Schede, registri

13. Gli esiti di tale attività devono essere archiviati su supporto informatico e cartaceo (secondo quanto definito nel paragrafo Gestione e presentazione dei dati ed inseriti nel rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente e all'ISPRA.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

10. ATTIVITÀ DI QA/QC

1. Il Gestore dovrà garantire che:
 - a) tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale qualificato
 - b) 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 europeo, nazionale od internazionale. Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 e i relativi metodi di prova per i parametri da monitorare, come indicato nel successivo §11 (*Metodi analitici e chimici*) al punto elenco 4.
2. Il Gestore potrà affidarsi a strutture interne od esterne accreditate che rispondano a requisiti di qualità ed imparzialità. Il laboratorio dovrà operare secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:
 - a) campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
 - b) 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);
 - c) determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
 - d) piani di formazione del personale;
 - e) 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'ISPRA.

10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) dovrà:

1. applicare la norma di riferimento UNI EN 14181:2015 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici*, per l'analisi dei parametri prescritti.

In particolare, i requisiti del sistema di misurazione in continuo sono i seguenti (ove applicabile):

- portata, UNI EN ISO 16911-2:2013
- polveri, UNI EN 13284-2:2017
- mercurio, UNI EN 14884:2006.

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere:

- a) una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2015 e s.m.i., che assicurino almeno la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura), 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);

- b) la verifica della consistenza tra le derive di zero e di *span* determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004 e UNI EN 15267-1-2-3:2008 metodi entrambi citati nella UNI EN 14181:2015 che contengono le procedure per la dimostrazione dell'adeguatezza degli AMS ai criteri d'incertezza complessiva indicati nella normativa vigente) e le derive di zero e di *span* verificate durante il normale funzionamento dello SME (QAL3);
- c) 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.
2. avvalersi di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per il campionamento e l'analisi dei parametri prescritti e per l'elaborazione dei dati e dei report dei risultati delle prove secondo la UNI EN 14181:2015.
3. in caso di determinazione in continuo della portata per calcolo, il controllo della qualità del calcolo deve essere effettuato secondo la UNI EN ISO 16911-2:2013 al § 9.2.1.
4. I parametri:
- portata/velocità,
 - ossigeno,
 - vapore acqueo

possono essere certificabili anche in termini di UNI EN 14181:2015.

La linea guida ISPRA n.87/2013 “GUIDA TECNICA PER LA GESTIONE DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO IN CONTINUO DELLE EMISSIONI (SME)” per O₂, H₂O e la UNI EN ISO 16911-2:2013 per la portata, suggerisce i livelli di riferimento e gli intervalli di confidenza da utilizzare nelle elaborazioni dei risultati.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	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 14789:2017	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 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

5. Le sezioni di campionamento individuate dovranno rispettare i criteri indicati nella UNI EN 15259:2008 sia per quanto riguarda il posizionamento delle sonde di prelievo gas AMS (UNI EN 15259:2008 par. 8.4) sia per quanto riguarda i requisiti dei punti di prelievo e dei ballatoi a servizio di questi (UNI EN 15259:2008 par. 6.2 e 6.3).

6. Ove previsto, il posizionamento del misuratore in continuo di portata andrà stabilito secondo i dettami della UNI EN ISO 16911-2:2013, per la strumentazione esistente già installata a camino andrà condivisa con gli Enti di Controllo.
7. Per l'esecuzione delle misure per l'assicurazione della qualità dello SME non è ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
NO _x (NO ed NO ₂)	UNI EN 14792:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di azoto - Metodo di riferimento normalizzato: chemiluminescenza
SO ₂	UNI EN 14791:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di zolfo - Metodo di riferimento normalizzato
CO	UNI EN 15058: 2017	Determinazione della concentrazione massica di monossido di carbonio - Metodo di riferimento normalizzato: spettrometria ad infrarossi non dispersiva
Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico
COV (come COT)	UNI EN 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
NH ₃	US EPA method CTM-027	Procedure for collection and analysis of ammonia in stationary sources
HCl	UNI EN 1911: 2010	Determinazione della concentrazione in massa di cloruri gassosi espressi come HCl
HF	ISO 15713: 2006	Stationary source emissions — Sampling and determination of gaseous fluoride content
CO ₂	EPA 3A :2006	Method 3A - Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations - Instrumental
N ₂ O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Emissioni da sorgente fissa Determinazione della concentrazione in massa di monossido di diazoto (N ₂ O)
CH ₄	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.
Hg	UNI EN 13211:2003	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di mercurio totale

8. Tutte le misure di **temperatura**, devono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura

Caratteristica	
Linearità	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %

9. I test di sorveglianza dovranno essere realizzati da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 e il Gestore dovrà altresì comunicare all'ISPRA (ISPRA e ARPA) con congruo anticipo (almeno 15 giorni) la data di effettuazione al fine di consentire l'eventuale supervisione delle attività da parte dell'Ente di Controllo e comunque sotto la responsabilità del Gestore.
10. Su tutta la strumentazione sarà effettuata la manutenzione 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.
11. Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spegnimento (transitori) degli impianti, 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 su base temporale più piccola in condizioni di funzionamento normale;
 - 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore
12. In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.
13. Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati:
- i. i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata,
 - ii. i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati,
 - iii. le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.
14. Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più parametri, il Gestore dovrà attuare le seguenti azioni/misurazioni (come da LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera F - prot. 18712 del 01/06/2011):
- i. per le prime 24 ore di blocco dovranno essere mantenuti in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali oppure considerati i risultati derivanti dall'implementazione di algoritmi di calcolo basati su dati di processo;
 - ii. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata da dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare a ISPRA l'evento.

- iii. 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, in sostituzione delle misure continue, 2 misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o in alternativa 3 repliche, se utilizzato un metodo manuale, per tutti i parametri soggetti a monitoraggio, in sostituzione delle misure continue.
15. Ove applicabile e per i parametri che ne prevedono l'utilizzo, si consiglia l'implementazione di SME di riserva/backup che devono essere oggetto delle medesime verifiche previste per gli SME principali. Tale assicurazione di qualità ne garantirà l'affidabilità in ogni momento in cui saranno chiamati a lavorare in sostituzione dei rispettivi sistemi principali.
16. Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'autorità competente e dell'ISPRA.

PEMS (Predictive Emission Measurement System)

In caso di prescrizione di un PEMS, il monitoraggio in continuo dei parametri mediante PEMS (Predictive Emission Measurement System) deve seguire quanto indicato dal Decreto 274/2015 (allegato 4 – punto 5.3 e modalità di computo di incertezza: allegato 4 - punto 4.2).

10.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici (ove applicabile)

1. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.
2. 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 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.
3. 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.
4. All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.
5. Il laboratorio effettuerà i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate in accordo a quanto previsto dal metodo utilizzato ed alle procedure previste secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

10.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

1. Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti.



Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

2. Tutti i documenti del Gestore attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA, (di norma 10 anni) per assicurarne la traccia.
3. 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 allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'ISPRA.
4. 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 PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

1. 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 CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.
2. È ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento riportati nel presente documento (ad eccezione dei metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME) purché dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017. Il metodo proposto può essere una norma tecnica italiana o estera o un metodo interno redatto secondo la norma UNI CEN/TS 15674:2008.
3. In questo caso il Gestore, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'ISPRA 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.
4. I laboratori per i campionamenti e le analisi degli inquinanti, dovranno utilizzare metodi accreditati almeno per le seguenti tipologie:
 - gli inquinanti indicati dalle BAT Conclusions;
 - gli inquinanti pertinenti il processo produttivo (si intendono pertinenti gli inquinanti che sono stati dichiarati dal Gestore nella domanda di AIA, valutati nell'ambito del procedimento istruttorio e prescritti con Valori Limite di Emissione dall'Autorità Competente).
5. I dati relativi ai controlli analitici discontinui effettuati alle emissioni in atmosfera devono essere riportati dal Gestore su appositi registri in formato editabile (es. foglio di calcolo excel), 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.
6. Il Gestore dovrà inoltre conservare tutta la documentazione relativa alle attività analitiche effettuate sulle altre matrici per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (di norma 10 anni). Tutta la documentazione dovrà essere a disposizione degli Enti di Controllo.

7. In caso di misure discontinue (eseguite con metodi che prevedono rilevazioni con strumentazione in continuo o con prelievo in campo e successiva analisi in laboratorio), 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 nel presente documento e che siano rappresentativi di almeno 90 minuti di funzionamento dell'impianto, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore o uguale alle 6 ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite.
8. In generale, per i parametri per i quali è esplicitamente previsto nell'atto autorizzativo un monitoraggio secondo le BAT Conclusions, i campionamenti dovranno avvenire secondo quanto indicato nella seguente tabella suddivisa per tipologia di produzione:

Modalità di campionamento per la verifica del valore limite di emissione come da documenti sulle conclusioni sulle BAT per le misurazioni in discontinuo		
Documento BATC	Emissioni in atmosfera	Emissioni in acqua
DECISIONE 2014/738/UE del 09/10/2014 - Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas	Valore medio di tre campionamenti spot ciascuno della durata di almeno 30 minuti	Media su un periodo di campionamento di 24 ore, con prelievamento di un campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale nel tempo.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2016/902 DELLA COMMISSIONE del 30 maggio 2016 - Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica	-	Media ponderata rispetto alla portata di campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore, alla frequenza minima prevista per il parametro in questione e in condizioni operative normali. Si può ricorrere al campionamento proporzionale al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità della portata
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 - Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	Campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore. Si possono utilizzare campioni composti proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/2117 DELLA COMMISSIONE del 21 novembre 2017 - Conclusioni	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di	Valore medio ponderato rispetto alla portata di campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore in condizioni



sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi	campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	di esercizio normali. Si possono utilizzare campioni composti proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE DEL 09.12.2013 N. 2013/732/UE - Conclusioni sulle BAT concernenti la produzione di Cloro-Alcali	EMISSIONI DI CLORO E BIOSSIDO DI CLORO - BAT 8: valore medio di almeno 3 misurazioni consecutive della durata di 1 ora	EMISSIONI DI MERCURIO IN FASE DI DECOMMISSIONING CELLE – BAT 3: campioni composti di flusso proporzionale raccolti in un periodo di 24 ore, prelevati giornalmente.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2016/1032 DELLA COMMISSIONE DEL 13 GIUGNO 2016 - Conclusioni sulle BAT per le industrie dei metalli non ferrosi	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna, salvo altrimenti stabilito. Per i processi discontinui, si può utilizzare la media di un numero rappresentativo di misurazioni effettuate nel corso dell'intero processo o il risultato di una misurazione effettuata nel corso dell'intero processo.	Media su un periodo di campionamento di 24 ore, di un campione composito proporzionale al flusso (o un campione proporzionale al tempo, a condizione di dimostrare la sufficiente stabilità del flusso). Per i flussi discontinui, può essere utilizzata una procedura di campionamento diverso (per esempio campionamento puntuale) che produca risultati rappresentativi.

9. Per lo scarico di acque meteoriche di dilavamento si effettua almeno un campionamento istantaneo e, ove consentito dalla durata dell'evento stesso, si raccoglie un campione medio ponderato riferibile alle sole acque di prima pioggia come definite dalla normativa vigente (tipicamente la quantità precipitata nei primi 15 minuti dell'evento meteorico, ossia 5 mm in tutta la superficie interessata). Il campionamento deve essere accompagnato da una descrizione dettagliata dell'evento meteorico che comprenda almeno intensità, durata, tempo trascorso dall'ultimo evento meteorico che ha generato acque di dilavamento. Il campionamento deve essere effettuato al pozzetto di scarico delle sole acque meteoriche di dilavamento (acque di prima pioggia), a monte dell'eventuale convogliamento in altre rete fognarie.
10. Nella definizione delle regole decisionali per la conformità dei risultati ai limiti di legge si faccia riferimento alla Linea Guida ISPRA 52/2009.

11.1. Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (olio combustibile, gasolio, carbone). 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.

Il Gestore, relativamente ai combustibili che intende utilizzare, dovrà effettuare le analisi richieste utilizzando i metodi di misura di cui al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X per i parametri ivi riportati. Il Gestore potrà utilizzare metodi alternativi, che dovranno essere preventivamente

comunicati ad ISPRA informandone anche l'AC; in tale comunicazione dovrà essere prodotta una relazione che dimostri l'equivalenza del metodo che si intende utilizzare rispetto a quello di riferimento presente nel Piano di Monitoraggio e Controllo, sulla quale ISPRA potrà pronunciarsi.

Gasolio e oli minerali

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

Metano e gas naturale

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Zolfo	ASTM D5504	Determinazione mediante gascromatografia e chemiluminescenza

Carbone

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
ANALISI IMMEDIATA		
Potere calorifico inferiore	ISO 1928*	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Umidità	ISO 589	Determinazione dell'umidità totale

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Ceneri	ISO 1171	Determinazione delle ceneri
Zolfo	UNI 7584*	Determinazione dello zolfo totale. Metodo Eschka
Materiale volatile	ISO 562*	Determinazione del materiale volatile
ANALISI ELEMENTARE		
Carbonio	ASTM D5373-14	Determinazione del Carbonio, Idrogeno e Azoto
Idrogeno	ASTM D5373-14	Determinazione del Carbonio, Idrogeno e Azoto
Ossigeno	ASTM D3176-09	-
Azoto	ASTM D5373-14	Determinazione del Carbonio, Idrogeno e Azoto
Zolfo	UNI 7584*	Determinazione dello zolfo totale. Metodo Eschka
Cloro	ASTM D6721-2001	Determinazione del Cloro mediante Idrolisi ossidativa microcoulometrica
Fluoro	ASTM D3761	-
Berillio, piombo, nichel, manganese, vanadio, cromo, zinco, antimonio,	ASTM D3683	Determinazione mediante assorbimento atomico
Arsenico, selenio	ASTM D4606	-
Cadmio	ASTM D6357	-
Mercurio	ASTM D3684	-

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. Qualora per alcuni inquinanti non sia disponibile il metodo di riferimento dovranno essere utilizzati metodi aggiornati, non ritirati (in ordine di priorità) CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.

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. Inoltre, ove previsto, devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi.

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	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 14789:2017	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 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
NO _x	UNI EN 14792:2017	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)

Parametro	Metodo	Principio del metodo
SO ₂	UNI EN 14791:2017	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2017	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 13284-1:2017	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come COT)	UNI EN 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
	UNI EN 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) ⁽¹⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte 1 descrive tre differenti metodi)
Hg totale	UNI EN 13211:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boridruro e campionamento come descritto dal metodo
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
HCl,	UNI EN 1911: 2010	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Cl ₂	M.U. 607:83	Flussi gassosi convogliati - Determinazione del cloro e dell'acido cloridrico - Metodo colorimetrico
HF	ISO 15713: 2006	Determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo previa estrazione mediante assorbitore per gorgogliamento con soluzione alcalina
H ₂ SO ₄	NIOSH 7908 ⁽²⁾	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Benzene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico

Parametro	Metodo	Principio del metodo
MCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCB, p-DCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Toluene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Metanolo	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CO ₂	ISO 12039 :2001 EPA 3A :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico.
Acetone	UNI CEN/TS 13649:2015	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente
HCN	NIOSH 6010:1994	Determinazione mediante spettrofotometria e assorbimento visibile
	ASTM D7295 :2011	Standard Practice for Sampling and Determination of Hydrogen Cyanide (HCN) in Combustion Effluents and Other Stationary Sources
NH ₃	EPA CTM 027/97	Determinazione mediante cromatografia ionica dello ione ammonio
Solfato ammonico	NIOSH 7907 (acidi inorganici volatili) NIOSH 7908 (acidi inorganici non volatili)	Determinazione mediante cromatografia ionica
Aldeidi	CARB Method 430 (EPA CALIFORNIA)	Determinazione mediante HPLC

Parametro	Metodo	Principio del metodo
	NIOSH 2016 :2003	Le metodiche NIOSH, sono metodiche utilizzate nelle determinazioni di aria ambiente. Per questo motivo a volte sono previsti delle membrane filtranti che non tollerano le temperature delle emissioni gassose in atmosfera. In questo caso è possibile utilizzare delle membrane resistenti alle alte temperature (es. filtri in fibra di quarzo)
Antimonio, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Manganese, Nichel, Piombo, Rame, Tallio, Vanadio	UNI EN 14385:2004	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Alluminio, Argento, Berillio, Oro, Palladio, Platino, Rodio, Selenio, Tellurio, Zinco, Stagno	UNI EN 13284-1:2017 + M.U: 723:86 + UNI EN ISO 11885:2009 EPA METHOD 29	Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico + determinazione dei metalli mediante tecniche di spettrometria (EM/22)
H ₂ S	M.U. 634:84 UNI 11574:2015	Determinazione del solfuro di idrogeno - Metodo volumetrico (EM/18)
PM ₁₀ PM _{2.5}	UNI EN ISO 23210:2009	Determinazione della concentrazione in massa di PM10/PM2,5 negli effluenti gassosi - Misurazione a basse concentrazioni mediante l'uso di impattatori
N ₂ O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Determinazione della concentrazione in massa di monossido di diazoto (N2O)
CH ₄	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa. Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.

- (1) Non esiste un metodo analitico riconosciuto a livello europeo per la determinazione degli IPA, pertanto è stato riportato il metodo riconosciuto a livello nazionale e indicato nel D.M. 25/08/2000 per la determinazione degli IPA ritenuti cancerogeni. Il metodo è applicabile, in particolare, alla determinazione degli IPA classificati dalla IARC (1987) come "probabilmente" o "possibilmente cancerogeni" per l'uomo (Tabella 1; nota 1). Tra tali IPA sono inclusi quelli la cui determinazione è richiesta - quali "sostanze ritenute cancerogene" - dalla normativa per le emissioni degli impianti industriali (Gazzetta Ufficiale, 1990) (Tabella 1; nota 2) Le "sostanze ritenute cancerogene" sono elencate, nel citato decreto, in allegato 1, Tabella A1, classe I. In tale elenco, è riportato il 'dibenzo[a]pirene': con questa nomenclatura - impropria - non è possibile identificare un singolo composto; esso va inteso quindi come l'insieme dei quattro dibenzo[a]pireni - cioè i composti ottenuti dalla condensazione del pirene con due anelli benzenici, di cui uno sul lato a del pirene - classificati dalla IARC (1987) come "possibili cancerogeni per l'uomo".
- (2) Qualora il Gestore intenda utilizzare l' EPA Method8 del 1999 per la determinazione del parametro H₂SO₄, tale richiesta dovrà essere approvata dall'ISPRA previa presentazione, da parte del Gestore, di opportuna documentazione comprovante l'equivalenza dei metodi.

11.3. Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono riportati i metodi analitici che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti.

Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico e sotterranee

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; UNI EN ISO 10523 :2012	Determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	Determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
conducibilità	APAT-IRSA 2030 UNI EN 27888:1995	-
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	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
BOD ₅	APAT -IRSA 5120	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
	UNI EN 1899-1:2001	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BOD _n) - Metodo con diluizione e inoculo con aggiunta di alliltiurea
	UNI EN 1899-2:2000	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BOD _n) - Metodo per campioni non diluiti
COD	APAT-IRSA 5130	Ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)
	ISPRA Man 117/2014 ISO 15705:2002	Procedura di determinazione della Richiesta Chimica di Ossigeno mediante test in cuvetta
Azoto totale ⁽¹⁾	APAT-IRSA 4060	Determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido borico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	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.
	UNI 11669:2017	Determinazione dell'Azoto ammoniacale (N-NH ₄) in acque di diversa natura mediante prova (test) in cuvetta
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020;	determinazione mediante cromatografia ionica.

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2	Determinazione spettrofotometrica previa mineralizzazione acida con persolfato di potassio e successiva reazione con molibdato d'ammonio e potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, e riduzione con acido ascorbico a blu di molibdeno
	APAT-IRSA 4060	Determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidissolfato, acido bórico e idrossido di sodio
	UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione di alcuni elementi (tra cui il fosforo) mediante spettrometria di emissione ottica al plasma accoppiato induttivamente
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 11885:2009	
Arsenico	APAT-IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2:2016	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)
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 11885:2009	
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3010 + 3120 B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	APAT-IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
	APAT -IRSA 3150C	Determinazione del cromo esavalente per via spettrofotometrica previa reazione con 1,5 difenilcarbazide
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2:2016	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)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Mercurio	APAT-IRSA 3200 A1	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boridruro
	UNI EN ISO 12846 :2013	Determinazione del mercurio - Metodo mediante spettrometria di assorbimento atomico (AAS) con e senza arricchimento
	UNI EN ISO 17294-2:2016	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)
Nichel	UNI EN ISO 17294-2:2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
		di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Rame	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Zinco	UNI EN ISO 17294-2: 2016	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 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
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 5070A2	Determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	Determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
	EPA 3510C :1996 + EPA 8270E :2018	Determinazione mediante gascromatografia a alta risoluzione con rivelatore massa (HRGC-LRMS) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati (2)	UNI EN ISO 10301:1999	Determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Aromatici non clorurati	APAT-IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Cloro Aromatici totali	APAT-IRSA 5140 - 5150	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
BTEXS ⁽³⁾	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
	APAT-IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati ⁽⁴⁾	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 liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
	APAT IRSA 5060	Estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁵⁾	APAT IRSA 5100	Determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	Estrazione 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 cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	Determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCl-, 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
	UNI EN ISO 7393-2:2018	Determinazione di cloro libero e cloro totale - Parte 2: Metodo colorimetrico mediante N-N-dialchil-1,4-fenilendiammina, metodo per controllo routinario
Fosfati	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Fluoruri	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Cianuri	APAT-IRSA 4070	Determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	M.U. 2251:2008	Determinazione spettrofotometrica mediante l'utilizzo dei test in cuvetta.
Cloruri	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
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;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Sostituita metodica EPA con metodica EN riportata nel Bref monitoring 2018
Nitrati	APAT CNR IRSA 4020 Man 29-2003	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160 B1 + APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante metodo FTIR
TOC	APAT IRSA 5040	Determinazione mediante combustione catalitica con rivelazione all' infrarosso non dispersivo (in alternativa rivelazione con rivelatore a ionizzazione di fiamma)
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con solvente
	UNI EN ISO 9377-2:2002	Determinazione dell'indice di idrocarburi, metodo mediante estrazione con solvente e gascromatografia
IPA ⁽⁶⁾	APAT IRSA 5080A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	Determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani ⁽⁷⁾	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
	EPA 1613:1994	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
	EPA 1668:2010	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione
Aldeidi	APAT IRSA 5010B1	Determinazione mediante HPLC-UV

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
Composti organici alogenati	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Residuo Fisso (o Solidi totali disciolti)	UNI 10506:1996	Determinazione per gravimetria
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	Conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale 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) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.
- (2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.
- (3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene, n-propilbenzene, iso-propilbenzene (Cumene).
- (4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.
- (5) Azintos-Metile, clorophirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.
- (6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenz(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

Per l'esecuzione delle analisi dei fanghi si seguono le metodiche analitiche previste dal Quaderno IRSA-CNR n. 64 del 1983-1985 e relativi aggiornamenti (Metodi analitici per i fanghi: Parametri biochimici e biologici, Parametri tecnologici, Parametri chimico-fisici, Appendice I: Campionamento, Appendice II: Test di cessione, Appendice III: Metodi Analitici per rifiuti).

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 effettuate da tecnico competente in acustica ambientale, iscritto all'albo nazionale, 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.

Per impianti a ciclo continuo, ubicati in aree diverse dalle "esclusivamente industriali" va valutato il criterio differenziale, come indicato nelle vigenti normative.

11.5. Emissioni odorogene (ove prescritto)

1. Il monitoraggio olfattometrico deve essere eseguito in conformità con il documento “Metodologie per la valutazione delle emissioni odorigene - Documento di sintesi” adottato con Delibera 38/2018 dal Consiglio nazionale del Sistema Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (SNPA).
2. Il Gestore dovrà utilizzare l’analisi olfattometrica in conformità con la norma UNI EN 13725:2004 per la determinazione della concentrazione di odori e la VDI 3940 “Determination of odorants in ambient air by field inspection” per la valutazione delle ricadute.
3. Il monitoraggio deve essere eseguito utilizzando una procedura di monitoraggio della qualità dell’aria ambiente per il parametro odore, da implementare all’interno del Sistema di Gestione Ambientale una volta acquisito.

11.6. Rifiuti

1. Nell'effettuazione delle attività, si dovrà far riferimento alle norme di settore quali, ad esempio, quelle di seguito indicate:
 - UNI 10802:2013 – campionamento, preparazione campione e analisi eluati¹³
 - UNI/TR 11682:2017 – esempi di piani di campionamento per l’applicazione della UNI 10802
 - UNI EN 14899 – campionamento e applicazione piani campionamento
 - UNI CEN TR 15310-1/2/4/6 – diversi criteri per il campionamento
2. Le analisi devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025.
3. Per le analisi dovranno essere adottate metodiche analitiche ufficiali riconosciute a livello nazionale ed internazionale, con particolare riferimento a:
 - Metodi APAT/IRSA;
 - Metodi UNI EN ISO;
 - Metodi elaborati dall’Environmental Protection Agency statunitense (USEPA);
 - Metodi interni validati.

11.7. Misure di laboratorio

¹³ La norma UNI 10802:2013 è relativa al campionamento manuale, preparazione del campione ed analisi degli eluati e descrive:

- il processo di definizione di un piano di campionamento
- tecniche di campionamento manuale di rifiuti liquidi, granulari, pastosi, grossolani, monolitici e fanghi in relazione al loro diverso stato fisico e conservazione a breve termine;
- procedure di riduzione delle dimensioni dei campioni dei rifiuti prelevati in campo, al fine di facilitarne il trasporto in laboratorio;
- documentazione per la rintracciabilità delle operazioni di campionamento;
- procedure per l’imballaggio, la conservazione, lo stoccaggio del campione a breve termine e il trasporto dei campioni di rifiuti;
- procedure di riduzione delle dimensioni dei campioni per le analisi di laboratorio;
- procedimenti di preparazione ed analisi degli eluati.

La norma stessa rimanda, per la Progettazione dei campionamenti, alla norma “UNI EN 14899:2006 - Caratterizzazione dei rifiuti - Campionamento dei rifiuti - Schema quadro di riferimento per la preparazione e l’applicazione di un piano di campionamento”.



Il laboratorio, in conformità a quanto previsto dalla UNI CEI EN ISO/IEC 17025, organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura, ecc.) e il nominativo dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Inoltre, verificherà che:

- i contenitori utilizzati siano conformi ai parametri ed i relativi metodi utilizzati per la loro ricerca;
- sia garantita la catena di custodia della temperatura definita per il campione sulla base dei parametri da ricercare

Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a 2 anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

11.8. Controllo di apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'ISPRA di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (e comunque non meno di dieci anni).

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 – media aritmetica delle misure istantanee valide effettuate nel corso di un'ora solare (Valore medio validato della media oraria: valore calcolato su almeno il 70% delle letture continue).

Media giornaliera - media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati dalle ore 00:00:00 alle ore 23.59.59 (Valore medio validato della media giornaliera: valore calcolato su almeno il 70% delle medie orarie riferite al giorno o per i grandi impianti di combustione su almeno 21 valori medi orari o come valore medio su 3 repliche nel caso di misure non continue).

Media mensile – media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati nel corso del mese; per mese, salvo diversamente specificato, si intende il mese di calendario (Valore medio validato della media mensile: valore calcolato su almeno l'80% valori medi orari. 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 - media aritmetica dei valori medi orari rilevati nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre successivo (Valore medio validato della media annua: valore 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 17 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di 3 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 3 misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno l'80% valori medi orari. 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.

Carico termico giornaliero dei forni e caldaie è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della

capacità di carico termico dei forni/caldaie. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

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 combustibile combusto nel mese, moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, 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:

- 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

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso dei fumi misurati ai camini.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = \sum_{i=1}^H \left(\bar{C}_{\text{mese}} \times \bar{F}_{\text{mese}} \right) \times 10^{-9}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in t/anno

\bar{C}_{mese} = concentrazione media mensile espressa in mg/Nm³

\bar{F}_{mese} = flusso mensile espresso in Nm³/mese

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Nel caso di misure discontinue (annuali o semestrali) la misura o le misure (queste ultime mediate come indicato nel paragrafo definizioni) sono considerate media annuale della concentrazione e la quantità emessa è valutata dal prodotto della concentrazione per la portata annuale (o volume).

Questa procedura è basata sul fatto che le concentrazioni sono misurate nelle situazioni di esercizio dell'impianto rappresentative delle condizioni medie di funzionamento.



La determinazione della concentrazione, quindi, è condizionata dalla necessità di fissare le condizioni di riferimento, che nei casi dei forni e caldaie, sarà valutata dalla distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megajoule.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso delle acque misurati agli scarichi.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = (\bar{C}_{\text{anno}} \times \bar{F}_{\text{anno}}) \times 10^{-6}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in kg/anno

\bar{C}_{anno} = concentrazione media annua espressa in mg/l

\bar{F}_{anno} = flusso annuo espresso in l/anno.

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, spiegare il perché è stata fatta la variazione e valutare la rappresentatività del valore ottenuto.

12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nel caso in cui l'AIA stabilisca limiti di emissione espressi in quantità totale rispetto ad una determinata base temporale (ad esempio mese o anno), 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 gli SME;
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 gli SME;
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, nelle normali condizioni di esercizio, inferiore al 12% per anidride solforosa, monossido di carbonio e ossidi di azoto (espressi come NO₂) e inferiore al 18% 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%.



Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo ai camini, i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- SO₂ 20 %
- NO_x 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10%

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. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la piena attuazione del PMC, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore dovrà dare comunicazione preventiva all'ISPRA della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

12.5. Violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale

(rif. articolo 29-decies, Rispetto delle condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale)

1. *In caso di violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale il Gestore provvede ad effettuare immediatamente la comunicazione della violazione, adottando nel contempo le misure necessarie a ripristinare nel più breve tempo possibile la conformità.*

Tale comunicazione dovrà essere inviata, immediatamente e comunque entro otto ore, per mezzo PEC, all'Autorità Competente, ai comuni interessati, nonché all'ISPRA e all'ARPA territorialmente competente.

Tale comunicazione dovrà contenere:

- a) la descrizione della violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale,
- b) le matrici ambientali coinvolte,
- c) l'elenco sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
- d) la durata,
- e) le misure di emergenza adottate,
- f) i dati e le informazioni disponibili per valutare le conseguenze della violazione

- Al termine della violazione, il Gestore dovrà integrare la precedente comunicazione anche avvalendosi delle procedure del proprio Sistema di Gestione Ambientale, con:
- g) l'analisi delle cause,
 - h) le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti della violazione a medio e lungo termine ed evitare che esso si ripeta
 - i) la verifica dell'efficacia delle suddette misure (ove possibile)
2. Inoltre dovrà essere predisposta una registrazione su file delle comunicazioni di cui sopra, anche avvalendosi delle procedure del proprio Sistema di Gestione Ambientale. Le registrazioni devono essere conservate presso l'impianto e messe a disposizione dell'ISPRA.
 3. All'interno del report annuale il Gestore dovrà riportare una tabella di sintesi delle eventuali violazioni rilevate e trasmesse all'Autorità Competente assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna violazione.

12.6. Comunicazioni in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente

(rif. articolo 29-undecies (Incidenti o imprevisti))

1. In caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, il Gestore dovrà informarne immediatamente (per mezzo sia mail che PEC e non oltre 1 ora dal verificarsi dell'evento), l'Autorità Competente, il Comune, ISPRA ed ARPA e dovrà adottare immediatamente misure per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti.

La comunicazione di cui sopra deve contenere:

- a) la descrizione dell'incidente o degli eventi imprevisti,
 - b) le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
 - c) la durata,
 - d) matrici ambientali coinvolte
 - e) misure da adottare immediatamente per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti.
2. Entro le successive 8 ore il Gestore dovrà inviare un'ulteriore comunicazione (per mezzo PEC) che contenga i seguenti elementi:
 - a) la descrizione dettagliata dell'incidente o evento imprevisto,
 - b) elenco di tutte le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
 - c) la durata,
 - d) matrici ambientali coinvolte,
 - e) i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente,
 - f) l'analisi delle cause,
 - g) le misure di emergenza adottate,
 - h) le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si ripeta.

I criteri minimi secondo i quali il Gestore dovrà comunicare i suddetti incidenti o eventi imprevisti, che incidano significativamente sull'ambiente, sono principalmente quelli che danno luogo a rilasci



incontrollati di sostanze inquinanti ai sensi dell'allegato X alla parte seconda del D.lgs 152/06 e smi, a seguito di:

- a) Superamenti dei limiti per le matrici ambientali non ricompresi nel § 12.5;
 - b) malfunzionamenti dei presidi ambientali (ad esempio degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e/o impianti di depurazione ecc.);
 - c) danneggiamenti o rotture di apparecchiature/attrezzature (serbatoi, tubazioni, ecc.) e degli impianti produttivi;
 - d) incendio;
 - e) esplosione;
 - f) gestione non adeguata degli impianti di produzione e dei presidi ambientali, da parte del personale preposto e che comportano un rilascio incontrollato di sostanze inquinanti;
 - g) interruzioni elettriche nel caso di impossibilità a gestire il processo produttivo con sistemi alternativi (es. gruppi elettrogeni) o in generale interruzioni della fornitura di utilities (es. vapore, o acqua di raffreddamento ecc.);
 - h) rilascio non programmato e non controllato di qualsiasi sostanza pericolosa (infiammabile e/o tossica) da un contenimento primario. Il contenimento primario può essere: ad esempio un serbatoio, recipiente, tubo, autobotte, ferrocisterna, apparecchiatura destinata a contenere la sostanza o usata per il trasferimento dello stesso;
 - i) eventi naturali.
3. Alla conclusione dello stato di allarme il Gestore dovrà redigere e trasmettere, per mezzo sia mail che PEC, all'ISPRA, all'Autorità Competente, ai Comuni interessati e all'ARPA territorialmente competente, un rapporto conclusivo, che contenga le seguenti informazioni:
- a) Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
 - b) Collocazione territoriale (indirizzo o collocazione geografica);
 - c) Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;
 - d) Punto di rilascio (anche mediante georeferenziazione);
 - e) Tipo di evento/superamento del limite (descrizione dettagliata dell'incidente o evento imprevisto);
 - f) Data, ora e durata dell'evento occorso;
 - g) Elenco delle sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06);
 - h) Stima della quantità emessa (viene riportata la quantità totale in kg (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima può essere anche basata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio e, nel caso di incidente con rilascio di sostanze, su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, La metodologia di stima dovrà essere descritta all'interno del rapporto.
 - i) Analisi delle cause (Root cause analysis), nella forma più accurata possibile per quanto riguarda la descrizione, che hanno generato il rilascio;
 - j) Azioni intraprese per il contenimento e/o cessazione dell'evento (manovre effettuate per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto) ed eventuali azioni future da implementare.
4. Il Gestore, dove già non effettuato nell'ambito delle procedure del Sistema di Gestione Ambientale, dovrà comunque individuare preventivamente tutti gli scenari incidentali dal punto di vista ambientale che metterà a disposizione agli Enti di Controllo nelle fasi ispettive. Tale individuazione dovrà basarsi anche sulle analisi e risultanze dell'implementazione del sistema di gestione ambientale nell'ambito dei quali potrebbero essere stati individuati ulteriori criteri e scenari di incidenti ambientali.



5. Il Gestore, qualora soggetto, dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del D.Lgs. 105/2005 e s.m.i, e in particolare agli obblighi relativi all'accadimento di incidente rilevante.
6. Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere sintetizzate in una tabella e trasmesse in appendice nel Rapporto annuale.

12.7. Comunicazioni in caso di manutenzione straordinaria e arresto dell'installazione per manutenzione

1. Il Gestore registra e comunica (per mezzo sia mail che PEC) all'Autorità competente e all'ISPRA, Comune ed ARPA gli eventi di fermata per manutenzione straordinaria di impianti (o parti di essi) ritenuti critici dal punto di vista ambientale. La suddetta comunicazione dovrà avvenire non oltre 8 ore dal verificarsi dell'evento di fermata.
2. In caso di arresto dell'intera installazione per l'attuazione di interventi di manutenzione, il Gestore, almeno 7 giorni prima del suddetto intervento, dovrà darne comunicazione (per mezzo sia mail che PEC) all'Autorità competente e all'ISPRA al Comune e ad ARPA. Qualora gli interventi devono essere effettuati con urgenza il Gestore dovrà darne comunicazione prima dell'inizio degli stessi all'Autorità competente e all'ISPRA al Comune e ad ARPA.
3. Se non già previsto nell'ambito del Sistema di gestione Ambientale o da software dedicati, il Gestore dovrà redigere un manuale di manutenzione che comprenda le procedure di manutenzione adottate a partire dai manuali tecnici e considerando l'eventuale invecchiamento; le registrazioni delle manutenzioni dovranno essere messe a disposizione per verifiche da parte dell'ISPRA.
4. Il Gestore dovrà riportare su dedicato registro, da mantenere a disposizione per verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'ISPRA, Comune e ARPA, tutte le anomalie, guasti e malfunzionamenti occorsi in impianto.
5. Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere sintetizzate in una tabella e trasmesse in appendice nel Rapporto annuale.

12.8. Obbligo di comunicazione annuale (Reporting)

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'Ente 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 del Rapporto annuale dovranno essere forniti in forma tabellare (in formato excel) accompagnati da una relazione di dettaglio che descriva i vari aspetti.

Ai sensi dell'Art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il Gestore dovrà riportare anche una sintesi di detti risultati, espressi in un formato che consenta un confronto con i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, rendendo disponibili, a tal fine, anche i risultati del controllo delle emissioni per gli stessi periodi e alle stesse condizioni di riferimento dei livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili.

Le modalità di compilazione delle seguenti tabelle potranno essere oggetto di chiarimento in accordo con l'ISPRA nel corso della fase di attuazione del presente PMC.



Di seguito si riportano alcune **indicazioni utili per la compilazione delle tabelle** che costituiscono il Rapporto Annuale di Esercizio.

A titolo di esempio, ogni tabella dovrà essere relativa ai singoli aspetti secondo il punto elenco successivo (contenuti minimi del rapporto) e dovrà essere organizzata secondo il format seguente:

COLONNA 1	COLONNA 2	COLONNA 3		COLONNA 4	COLONNA 5..n			ULTIMA COLONNA
Codice_ impianto	Denominazione_ installazione	Lat_ N	Long_ E	Singoli item	Informazione richiesta dal PMC per singolo item			Indicatore di prestazione correlato

Ogni intestazione non deve contenere spazi o simboli fra le parole. Al posto degli spazi va inserito il simbolo “underscore”.

Il formato delle celle deve essere “numero” per i numeri e “testo” per i testi.

Ogni singolo foglio del file excel dovrà riportare il contenuto di riferimento (es. informazioni generali, produzione, consumi idrici, consumi di combustibili, emissioni in atmosfera, ecc...) e dovrà essere rinominato di conseguenza

Pertanto, ogni singolo foglio di lavoro dovrà riportare una tabella così costruita:

- Nella COLONNA1: il codice identificativo assegnato dal MATTM per l’installazione IPPC in oggetto, riportandolo per ogni riga della tabella¹⁴;
- Nella COLONNA2: la denominazione dell’installazione IPPC, riportandola per ogni riga della tabella¹⁵;
- Nella COLONNA3: le coordinate geografiche baricentriche dell’installazione IPPC, riportandole per ogni riga della tabella¹⁶;
- Nella COLONNA4: il singolo item di riferimento (es. tipologia di prodotto, tipologia di acqua per ogni singolo punto di approvvigionamento, tipo di materia prima/ausiliaria, tipologia di combustibile, singolo punto di emissione autorizzato, singolo scarico idrico autorizzato ecc...);

¹⁴ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

¹⁵ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

¹⁶ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

- e) Dalla COLONNA5 in poi (fino all'n.ma colonna necessaria): l'informazione richiesta dal PMC per singolo item (es. quantità consumate, parametri di controllo, quantità emesse per singolo inquinante, ecc...) e la corrispondente unità di misura. Per i singoli inquinanti dai camini/scarichi idrici dovranno essere riportati i dati in concentrazione come richiesti nei singoli punti elenco e successivamente replicate le colonne per gli eventuali flussi di massa.
- f) Nell'ULTIMA COLONNA: il corrispettivo indicatore di prestazione.

La predisposizione delle tabelle per i punti di seguito riportati dovrà essere fornita sempre in formato excel od altra modalità in foglio dati editabile prendendo come riferimento gli autocontrolli previsti all'interno del PMC e all'interno dei singoli punti elenco.

Il Gestore, anche in riferimento al sistema di gestione ambientale implementato per i processi produttivi della propria organizzazione, nel reporting annuale dovrà specificare quale metodo ha utilizzato per le misure di autocontrollo prescritte per l'anno di riferimento e dovrà fornire altresì le motivazioni degli eventuali scostamenti degli indicatori definiti, argomentando il relativo trend nel tempo.

I **contenuti minimi del rapporto** (da riportare nelle tabelle di cui sopra) sono i seguenti:

1. 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 giornaliere, mensili e annuali.
- ◆ Per gli impianti di produzione di energia elettrica e termica
 - N° di ore di normale funzionamento delle singole unità
 - N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità
 - Durata (numero di ore) di ciascun transitorio per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità;
 - Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ciascuna unità;
 - Consumo totale netto su base temporale mensile di combustibile¹⁷ per ciascuna unità di combustione;
- ◆ Tabella riassuntiva dei dati di impianto nell'attuale assetto autorizzato (a seguito della prima AIA e successivi Riesami/modifiche/adempimenti)

TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI IMPIANTO (Dati alla Massima Capacità Produttiva)

<i>Società</i>		
<i>Capacità produttiva autorizzata</i>	Prodotto	Quantità (t/a)

¹⁷ Rapporto tra l'energia netta prodotta (meno l'energia elettrica e/o termica importata) e l'energia fornita dal combustibile (sotto forma del potere calorifico inferiore del combustibile) entro i confini dell'impianto di combustione in un determinato periodo di tempo.

EMISSIONI IN ATMOSFERA			
<i>Camini autorizzati (sigla – fase di provenienza)</i>			
<i>Emissioni autorizzate come non significative (sigla – fase di provenienza)</i>			
<i>Valori limite AIA per ogni camino (specificare rif. O₂)</i>	Inquinante	Valore limite di emissione (mg/Nm³ – media temporale) – (t/a)	
<i>Numero SME – parametri per ogni SME</i>			
<i>Numero/Sigla Torce di emergenza</i>			
<i>Applicazione programma LDAR</i>			
<i>Applicazione metodo di stima emissioni diffuse</i>			
EMISSIONI IN ACQUA			
<i>Scarichi idrici finali/parziali autorizzati (sigla – fase di provenienza – corpo idrico recettore)</i>			
<i>Valori limite AIA per ogni scarico idrico (finale/parziale)</i>	Inquinante	Valore limite di emissione (mg/l – media temporale)	
<i>Impianto di trattamento interno</i>			
<i>Invio a impianto di trattamento esterno (specificare denominazione e estremi dell'autorizzazione all'esercizio in possesso dell'impianto esterno)</i>			
CONSUMI			
Item	Tipologia	Quantità	
<i>Materie prime (t/anno)</i>			
<i>Consumi idrici (m³/anno)</i>			
<i>Consumi energia (MWh)</i>	Energia elettrica		
	Energia termica		
<i>Consumo Combustibili (Sm³)</i>			
PRODUZIONE ENERGIA			
Item	Tipologia	Quantità	
<i>Produzione di energia (MWh)</i>	Energia elettrica		
	Energia termica		
<i>% energia prodotta da combustibili solidi (MWh/MWh TOTALI)</i>			
<i>% energia prodotta da combustibili liquidi (MWh/MWh TOTALI)</i>			
<i>% energia prodotta da combustibili gassosi (MWh/MWh TOTALI)</i>			
PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI			
Modalità di gestione	Tipologia	Quantità	% smaltimento/recupero
<i>Deposito temporaneo prima della raccolta (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi		
	Rifiuti non pericolosi		
<i>Deposito preliminare (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi		
	Rifiuti non pericolosi		

SERBATOI				
<i>Serbatoi contenenti idrocarburi</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
<i>Serbatoi contenenti sostanze liquide pericolose</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE				
<i>Ubicazione in perimetrazione SIN</i>				
<i>Sito sottoposto a procedura di bonifica</i>				

2. Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- ◆ il Gestore dovrà 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 dovrà riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e ISPRA, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- ◆ il Gestore dovrà riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione ad Autorità Competente e ISPRA, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

3. Produzione dalle varie attività:

- ◆ quantità di prodotti nell'anno;
- ◆ produzione di energia elettrica e termica nell'anno;

4. Consumi:

- ◆ consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
- ◆ consumo di combustibili nell'anno;
- ◆ caratteristiche dei combustibili;
- ◆ consumo di risorse idriche nell'anno;
- ◆ quantità di acque riutilizzate nell'anno;
- ◆ consumo di energia nell'anno.

5. Emissioni - ARIA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante e ulteriore parametro monitorato per ciascun punto di emissione;
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo previste dal PMC, di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, secondo i seguenti schemi:

Emissioni in atmosfera per punti di emissione

Mese	Concentrazioni misurate in emissione						
Punto di emissione	Parametro	Misure in continuo (indicare % O ₂ rif.)		Misure non in continuo (indicare % O ₂ rif.)			BAT AEL associato
		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)	
				Frequenza/ Date dei prelievi effettuati	Valore misurato (mg/Nm ³)		

- ◆ quantità emessa nell'anno di inquinante (espresso come tonnellate/anno) ai camini autorizzati;
- ◆ quantità specifica di inquinante emessa ai camini autorizzati (espresso come kg/quantità di prodotto principale dell'unità di riferimento del camino);
- ◆ concentrazione media annuale, valore minimo, valore massimo ed 95° percentile e in mg/Nm³ di tutte le sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria;
- ◆ controlli da eseguire presso i sistemi di trattamento dei fumi;
- ◆ risultati del programma LDAR come previsto dal presente PMC che riporti anche:
 - risultati del monitoraggio delle emissioni fuggitive (espresso in t/a o kg/a e m³/a) compreso il confronto con gli anni precedenti.
 - il piano di riduzione delle emissioni fuggitive che s'intende tragguardare nell'anno successivo specificando le relative azioni tecniche e/o gestionali che consentono il raggiungimento del target
- ◆ risultati del monitoraggio delle emissioni diffuse (ove effettuato).

6. Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutti gli scarichi, come previsto dal PMC, secondo i seguenti schemi:

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA													
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 di cui alle prescrizioni dell'AIA					
Mese:	Concentrazioni misurate in emissione				BAT AEL associato
Scarico	Parametro	Frequenza	Valori misurati (mg/l)	Valore limite AIA (mg/l)	

- ◆ controlli da eseguire presso l'impianto di trattamento acque;
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo di qualità e quantità delle acque eventualmente riutilizzate,
- ◆ database del Piano di sorveglianza ed ispezioni della rete fognaria.

7. Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:

- ◆ codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti (pericolosi e non pericolosi) prodotti nell'anno, loro destino ed attività di origine;
- ◆ produzione specifica di rifiuti: kg annui di rifiuti di processo prodotti / tonnellate annue di prodotto principale (**nel caso delle centrali kg/MWht generato – nel caso delle raffinerie kg/t greggio lavorato**);
- ◆ indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti per ogni codice CER;
- ◆ % di rifiuti inviati a discarica/recupero interno/recupero esterno sul totale prodotto per ogni codice CER;
- ◆ conferma del criterio di gestione del deposito temporaneo prima della raccolta di rifiuti adottato per l'anno in corso (temporale o quantitativo).
- ◆ piano di riduzione dei rifiuti di processo con quantificazione degli indicatori eventualmente definiti dal gestore.
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo secondo il seguente schema:

Risultati analisi controllo rifiuti

	CER	Tipologia rifiuto	Quantità annua prodotta (kg)	Avviati a recupero		Avviati a smaltimento		% a recupero	% a smaltimento
				Quantità (kg)	Operazione R	Quantità (kg)	Operazione D		
Processo 1									
Processo 2									
.....									
Processo n									
Totale rifiuti di processo									
Altri rifiuti (non di processo)									
Totale rifiuti (non di processo)									
Totale complessivo rifiuti, di cui:									
Non pericolosi									
Pericolosi									

8. Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

- ♦ risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne;
- ♦ risultanze delle campagne di misura presso eventuali ricettori (misure o simulazioni) diurne e notturne;
- ♦ Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura e/o simulazione con gli obiettivi di qualità nelle aree limitrofe e/o presso eventuali ricettori, e il 90° percentile (L90), in foglio di calcolo ed es. excel editabile.

Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura

	Valori limite di emissione in dB(A)		Valori limite assoluti di immissione in dB(A)		Valori di qualità in dB(A)
	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Aree limitrofe o c/o ricettori
Periodo diurno (ore 6.00 - 22.00)					
Periodo notturno (ore 22.00 - 6.00)					

9. Emissioni per l'intero impianto - ODORI:

- ♦ Sintesi dei risultati del monitoraggio se previsto dal PIC e in altre sezioni del PMC.

10. Indicatori di prestazione

- ◆ Anche facendo riferimento al sistema di gestione ambientale implementato, il Gestore dovrà definire gli indicatori di *performance* (consumi e/o le emissioni riferiti all'unità di produzione annua o all'unità di materia prima, o altri indicatori individuati).
In particolare è opportuno che ciascun indicatore prenda a riferimento al numeratore il consumo di risorsa/inquinante emesso/rifiuto generato mentre al denominatore la quantità di prodotto principale dell'Attività IPPC dell'impianto.

Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Consumi di energia non autoprodotta	Energia termica	MWh/q.tà di prodotto		
	Energia elettrica	MWhe/q.tà di prodotto		
Consumi di combustibile	Consumo di combustibile solido/liquido/gassoso (da differenziare per ogni combustibile utilizzato)	t/q.tà di prodotto		
		Sm ³ /q.tà di prodotto		
Consumi di risorse idriche	Acque di raffreddamento da approvvigionamento esterno (mare, fiume, lago, pozzo)	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque industriali da approvvigionamento esterno (mare, fiume, lago, pozzo)	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque a riuso interno per raffreddamento	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque a riuso interno per uso industriale	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque a riuso esterno (specificare destinazione)	m ³ /q.tà di prodotto		
	Quantità di acqua recuperata/quantità di acque reflue prodotte			
Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni punto di emissione	t/q.tà di prodotto		
Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante (differenziando tra emissioni diffuse e emissioni fuggitive)	t/q.tà di prodotto		
Gas di torcia inviati a sistema di recupero				
Emissioni in acqua	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni scarico	t/q.tà di prodotto		
Produzione di fanghi di depurazione	Produzione specifica di fanghi***	kgSST/kgCODrimosso	C	M
Produzione di rifiuti pericolosi	-	t/q.tà di prodotto		



Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Rifiuti pericolosi inviati a recupero/smaltimento	-	t/q.tà di prodotto		
Altri indicatori				

* M, S, C = Misura, Stima, Calcolo

** Specificare le modalità di riutilizzo ed il comparto/processo di destinazione

*** L'indicatore di performance "Produzione specifica di fanghi" dato dal rapporto $Ps = (V * SST) / COD_{rimosso}$ è calcolato in base ai controlli analitici svolti con cadenza mensile sulla rimozione di COD e sulla produzione di fango in condizioni rappresentative del funzionamento a regime dell'impianto, tenendo conto del tempo di residenza idraulico dell'impianto, misurata su campioni rappresentativi di fango prelevati a piè di impianto in accordo ai metodi indicati nel capitolo 11 "Metodi analitici chimici e fisici"

11. Resoconto variazioni di consumi ed emissioni

Al fine di rappresentare il trend delle prestazioni ambientali, anche nell'ambito nell'applicazione dei Sistemi di Gestione Ambientali, il gestore produrrà sinteticamente:

- ◆ resoconto delle variazioni dei consumi di materie prime, combustibili ed energia dell'installazione rispetto all'anno precedente (e agli anni precedenti se necessario) esplicitando motivazioni tecniche e gestionali.
- ◆ resoconto delle variazioni delle performance emissive dell'installazione rispetto all'anno precedente (e agli anni precedenti se necessario) esplicitando motivazioni tecniche e gestionali per i singoli parametri oggetto di monitoraggio per le seguenti matrici ambientali:
 - ◆ emissioni in atmosfera;
 - ◆ emissioni in acqua;
 - ◆ produzione rifiuti (resoconto delle variazioni delle quantità di rifiuti prodotte e delle quantità avviate a recupero e smaltimento esplicitando motivazioni tecniche e gestionali per le singole categorie di rifiuto (CER));
 - ◆ rumore;
 - ◆ odori;
 - ◆ acque sotterranee, suolo e sottosuolo.

12. Metodi analitici chimici e fisici utilizzati

Al fine di poter quantificare le emissioni nelle diverse matrici ambientali, il gestore produrrà:

- ◆ tabella di riepilogo dei metodi utilizzati per la determinazione dei parametri relativamente alle analisi sui combustibili, emissioni in atmosfera, emissioni in acqua, suolo sottosuolo e acque sotterranee.

Matrice	Parametro	Metodo utilizzato	Limite di rilevabilità del metodo	Limite di quantificazione del metodo	Note

*Specificare se il metodo applicato è accreditato (come da indicazioni contenute nel § 10.1)

13. Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- ♦ quanto previsto al Capitolo 9 e ai § 12.6 e 12.7 del presente PMC.
- ♦ Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di controllo, in foglio excel editabile, delle fasi critiche di processo

Sistemi di controllo delle fasi di processo critiche dal punto di vista ambientale

Attività/Fase di lavorazione/Apparecchiatura	Matrici ambientali coinvolte	Parametri e frequenze				Note
		Tipologia di controllo	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	

- ♦ Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di manutenzione ordinaria/straordinaria, in foglio excel editabile, sui macchinari di cui alle fasi critiche di processo individuate nella tabella precedente

Interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo individuate)

Attività/Fase e di lavorazione/Apparecchiatura	Tipologia di intervento manutentivo (ordinaria/straordinaria)	Motivazione dell'intervento	Tipo di intervento eseguito	Data di esecuzione dell'intervento/durata dell'intervento	Eventuali matrici ambientali coinvolte	n. interventi eseguiti (in passato) sulla medesima apparecchiatura	Note

14. Ulteriori informazioni:

- ♦ risultati dei controlli previsti dal PMC ed effettuati sulle matrici suolo, sottosuolo e acque sotterranee.
- ♦ risultati dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto dal presente PMC;
- ♦ risultati dei controlli effettuati sui serbatoi: risultati delle attività di ispezione e controllo eseguite sui serbatoi di materie prime e combustibili, come previsto dal presente PMC;

15. 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.

12.9. Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati obbligatoriamente per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA su supporto informatico.

A valle del rinnovo dell'AIA il Gestore dovrà conservare i dati SME di almeno 5 anni anteriori alla data di Rinnovo.

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'ISPRA, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati 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 rilascio dell'AIA, 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 rilascio dell'AIA, per garantire che il sistema SME operi secondo le modalità sopra stabilite.

12.10. Gestione e presentazione dei dati

Vedi § *Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano.*

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti dovrà essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO

Quadro sinottico degli autocontrolli

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime e combustibili	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumo combustibili	Mensile	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Semestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni fuggitive	<i>Programma LDAR</i>	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Scarichi idrici	Continuo Giornaliero Mensile Trimestrale Semestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque di raffreddamento approvvigionate	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale A seguito di ogni evento incidentale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					
Verifiche periodiche	V. § 7	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo					
Verifiche periodiche	V. § 9	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Integrità dei serbatoi e bacini di contenimento.					
Verifiche periodiche	A rotazione almeno ogni 5 anni (cfr. Cap. 9)	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari					
Verifiche periodiche	V. § 9	Annuale	Vedi tabella seguinte	Vedi tabella seguinte	Annuale

Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Rif. D.lgs 46/2014	Tutte
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Rif. D.lgs 46/2014	Campionamento a discrezione dell'ISPRA, degli inquinanti emessi dai camini
		Campionamento a discrezione dell'ISPRA, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Rif. D.lgs 46/2014	Analisi dei campioni prelevati
		Analisi dei campioni prelevati