m_amte.UDCM.DECRETI MINISTRO.R.0000266.16-12-2020

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

Riesame complessivo del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA/DEC n. 17 del 25 gennaio 2011, come aggiornato dal DM 288 del 21 dicembre 2015, di autorizzazione integrata ambientale (AIA) per l'esercizio della centrale termoelettrica della ENEL Produzione S.p.A. situata nel Comune di Assemini (CA), - (ID 79/9936).

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

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

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);

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

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

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) per i grandi impianti di combustione;

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

VISTO il decreto del Direttore della Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (ora Direzione Generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo, di seguito denominata Direzione Generale) del 22 novembre 2018, n. 430, con il quale è stato disposto l'avvio dei procedimenti di riesame complessivo delle AIA per le installazioni la cui attività principale è oggetto della decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 2017/1442 del 13 luglio 2017 sui grandi impianti di combustione;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 gennaio 2011, n. DVA-DEC-2011-17, di autorizzazione integrata ambientale (nel seguito, AIA) rilasciato a ENEL Produzione S.p.A. (nel seguito, il Gestore) per l'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Assemini (CA);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 21 dicembre 2015 n. 288, di riesame dell'AIA, relativo all'esenzione dal rispetto dei valori limite emissivi prevista per le turbine a gas per i casi di emergenza, rilasciato al Gestore per l'esercizio della predetta centrale termoelettrica nel Comune di Assemini (CA);

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 il Gestore a presentare la documentazione necessaria per procedere con il riesame entro i termini ivi indicati;

VISTA la nota protocollo PRO 30/01/2019-0001916, acquisita il 31/01/2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/2019/2355, con cui il Gestore ha trasmesso la documentazione per il riesame complessivo dell'AIA;

VISTA la nota del 4 febbraio 2019 protocollo n. DVA/2618, con cui la Direzione Generale ha avviato il procedimento di riesame dell'AIA, rilasciata con decreto del 25 gennaio 2011, n. DVA-DEC-2011-17, poi aggiornato con decreto 288 del 21 dicembre 2015, identificandolo con codice ID 79/9936;

VISTA la nota del 19 novembre 2019, protocollo n. CIPPC/2028, acquisita in pari data al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/30253, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica;

VISTA la nota del 9 dicembre 2019, protocollo n. ISPRA 2019/69174, acquisita in pari data al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/32042, 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, PMC) relativo al parere istruttorio protocollo n. CIPPC/2028, per il riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica;

VISTA la nota del 13 dicembre 2019, protocollo n. 32524, con cui il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha trasmesso al Gestore il parere istruttorio e la proposta di piano di monitoraggio e controllo, chiedendo di inviare eventuali osservazioni;

VISTA la nota del 23 dicembre 2019 protocollo ENEL-PRO 0020348 del 23/12/2019 acquisita in pari data al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/33492, con cui il Gestore ha trasmesso l'aggiornamento di alcune schede e le osservazioni al parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 19 novembre 2019 protocollo n. CIPPC/2028;

VISTA la nota dell'11 febbraio 2019, protocollo n. CIPPC/168, acquisita in pari data al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/9065, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo, aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 3 marzo 2020, protocollo n. 10448, acquisita agli atti della Direzione in data 4 marzo 2020 al prot. n. 16301/DVA, con cui l'ISPRA ha trasmesso il PMC, sulla base del parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione per l'AIA-IPPC con la citata nota dell'11 febbraio 2020;

VISTA la nota del 2 ottobre 2020 protocollo n. MATTM 77485 con la quale la Direzione generale ha convocato la Conferenza di Servizi, ai sensi dell'articolo 14-ter, commi 3 e 4, della legge 7 agosto 1990, n. 241, ai fini del riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica;

VISTA la nota del 14 ottobre 2020 protocollo n. 20585, acquisita il 15/10/2020 con protocollo n. MATTM 82313, con la quale la Regione autonoma della Sardegna ha richiesto di rinviare la data fissata per la Conferenza di Servizi, per problemi amministrativi e logistici;

VISTA la nota del 19 ottobre 2020 protocollo n. MATTM 83360 con la quale la Direzione generale ha comunicato il differimento al giorno 4/11/2020 della Conferenza di Servizi, ai sensi dell'articolo 14-ter, commi 3 e 4, della legge n. 241 del 1990;

VISTA la nota del 29 ottobre 2020, protocollo n. DICA 24083, acquisita il 30/10/2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/88225, con la quale il Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali ha trasmesso il parere di competenza nell'ambito dei lavori della Conferenza di Servizi;

VISTA la nota ENEL-PRO – 02/11/2020-0016258 del 2/11/2020, acquisita il 3/11/2020 con protocollo n. DVA/88968, con la quale il Gestore ha trasmesso le osservazioni sul parere istruttorio conclusivo della Commissione AIA-IPPC, reso con la citata nota dell'11 febbraio 2020, e sul PMC reso da ISPRA con la predetta nota del 3 marzo 2020;

VISTA la nota del 4 novembre 2020, protocollo n. 22276, acquisita in pari data al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/90114, con la quale la Regione autonoma della Sardegna ha trasmesso il parere favorevole al riesame dell'AIA alle condizioni di cui al Parere Istruttorio Conclusivo dell'11 febbraio 2020, protocollo n. CIPPC/2020/168;

VISTO il verbale della seduta del 4 novembre 2020, trasmesso con nota del 6 novembre 2020, protocollo n. MATTM/91021, nel corso della quale la Conferenza di servizi si è espressa favorevolmente sul riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica ENEL Produzione S.p.A. ubicata nel Comune di Assemini (CA), alle condizioni di cui al parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota dell'11 febbraio 2020, protocollo n. CIPPC/2020/168 e al relativo PMC, come trasmesso da ISPRA con nota del

4 marzo 2020, protocollo n. 10448, nonché alle condizioni, raccomandazioni e prescrizioni di cui al parere del Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali;

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, dopo il rilascio dell'AIA hanno in ogni caso facoltà di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio di un riesame dell'AIA, ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento 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 dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

RILEVATO che non sono pervenute osservazioni del pubblico, ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, e degli articoli 9 e 10 della legge n. 241 del 1990;

VISTA la nota della Divisione IV "Qualità dello sviluppo" della Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo del 24 novembre 2020, protocollo n. MATTM/int 96827, con cui 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. ENEL Produzione S.p.A., identificata dal codice fiscale 05617841001, con sede legale in Viale Regina Margherita, n. 125 00198 Roma, è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica, situata nel Comune di Assemini (CA) alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo della Commissione istruttoria AIA-IPPC, trasmesso con nota del 11 febbraio 2020, protocollo n. CIPPC/168, e all'allegato piano di monitoraggio e controllo di ISPRA, trasmesso con nota del 4 marzo 2020, protocollo n. 10448, relativi al riesame dell'autorizzazione integrata ambientale n. DVA DEC-2011-17 del 25/01/2011, come aggiornato dal DM n. 288 del 21/12/2015, avviato con DD del 22 novembre 2018, n. 430.
2. Il parere istruttorio 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 nel parere istruttorio nonché nell'integrale rispetto di quanto

indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati sono da intendere non compresi nella presente autorizzazione.
3. Come prescritto dal parere istruttorio, paragrafo 10 "Dismissione e ripristino dei luoghi" di pag. 64, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5, il Gestore, in relazione al piano di dismissione e messa in sicurezza presentato da ENEL il 29/05/2015 con protocollo 897, acquisito il 01/06/2015 con protocollo n. DVA 0014545, presenta al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e trasmette all'ISPRA un rapporto che relazioni su ciò che è stato già realizzato in conformità a quanto dichiarato e un aggiornamento del piano di dismissione e bonifica del sito che comprenda i tempi di realizzazione e gli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate nonché un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal decreto legislativo n.152 del 2006.
4. All'atto della presentazione dei documenti di cui al comma 3, il Gestore allega l'originale della quietanza di versamento della tariffa prevista dal decreto 6 marzo 2017 n. 58, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale dell'11 maggio 2017, n. 108.
5. Ove le disposizioni del presente decreto non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze e/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 nei relativi allegati.
6. Sono fatti salvi gli obblighi ricollegabili all'ubicazione dell'impianto all'interno del SIN "Sulcis Iglesiente Guspinese" nonché quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione, e, in particolare, quelli relativi alla necessità che gli interventi conseguenti all'autorizzazione richiesta non interferiscano, non impediscano la realizzazione delle attività e degli interventi di bonifica e non determinino rischi per la salute dei lavoratori e degli altri fruitori dell'area né siano causa di un incremento della contaminazione accertata

Articolo 3
(Prescrizioni relative alla prevenzione dei pericoli di incidenti rilevanti)

1. Ai sensi dell'art. 29-sexies, comma 8, del decreto legislativo n. 152 del 2006, le prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, costituiscono parte integrante del presente provvedimento.

Articolo 4
(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, e, 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, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5, presenta la relazione di riferimento conformemente con quanto previsto dal decreto ministeriale del 15 aprile 2019 n. 95.

Articolo 5
(Monitoraggio, vigilanza e controllo)

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, 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, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione del 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 con cadenza almeno annuale all'autorità competente.
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 consentire una sua 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 immediatamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e ISPRA, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi imprevisti, e ne informa il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
7. In aggiunta agli obblighi di cui all'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 6
(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

1. La presente autorizzazione ha la durata di dieci anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, 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 dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare entro la citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. A tale riguardo, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenta,

entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Il Gestore comunica al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Ogni variazione di utilizzo di materie prime nonché delle modalità di gestione e di controllo, prima di essere attuata, è comunicata dal Gestore al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

Articolo 7
(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 citato decreto 6 marzo 2017 n. 58, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'11 maggio 2017, n. 108.

Articolo 8
(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 fideiussioni, eventualmente necessarie relativamente alla gestione dei rifiuti.

Articolo 9
(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 rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia a ENEL Produzione S.p.A. e notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Sardegna, alla Città metropolitana di Cagliari, al Comune di Assemini e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della Salute, che potrà chiedere il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.
5. Ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 13 e dell'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, via C. Colombo n. 44, Roma, e attraverso il sito ufficiale internet del Ministero.

Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

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

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5.

Roma,

Sergio Costa

COSTA SERGIO
MINISTERO
DELL'AMBIENTE
MINISTRO
16.12.2020
13:47:16 UTC

m_amte.MATTM.REGISTRO UFFICIALE.INGRESSO.0009065.11-02-2020
m_amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000168.11-02-2020

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

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – DG CreSS
aia@pec.minambiente.it

E, p.c. All'ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame dell'AIA rilasciata alla ENEL Produzione S.p.A. per la Centrale termoelettrica di Assemini (CA) – Procedimento ID 79/9936.

Si fa seguito a quanto richiesto con nota prot. MATTM 3376 del 23 gennaio u.s. per trasmettere l'allegato Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato alla luce delle osservazioni pervenute dal Gestore in data 23/12/2019.

Il Presidente f.f.
Prof. Armando Brath

All. PIC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)

ID 79/9936

ENEL PRODUZIONE SpA
CENTRALE TERMOELETTRICA DI ASSEMINI

Gestore	ENEL PRODUZIONE SpA
Località	Centrale di Assemini (CA)
Gruppo Istruttore	Dott. Mauro Rotatori – referente
	Prof. Antonio Mantovani
	Ing Marco Antonio Di Giovanni
	Dott.ssa Daniela Manca – Regione Sardegna
	Dott. Nicola Carboni – Città Metropolitana di Cagliari
	Ing. Mauro Francesco Antonio Moledda – Comune Assemini
DATA	**05/02/2020**

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TERMOELETTRICA
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Indice

1 DEFINIZIONI 4
2 INTRODUZIONE 8
2.1 Atti presupposti 8
2.2 Atti normativi 9
2.3 Atti e attività istruttorie 10
OGGETTO DELLA MODIFICA 11
3 CONTENUTI DELLA DOCUMENTAZIONE INVIATA DAL GESTORE 12
3.1 Descrizione territoriale ed ambientale 12
3.1.1 Suolo e sotto suolo 13
3.1.2 Idrologia ed idrografia 13
3.1.3 Aria 14
3.1.4 Aree di protezione e vincolo 16
3.1.5 Rumore 16
3.2 Assetto impiantistico 17
3.2.1 I gruppi di produzione (Fase 1 e Fase 2) 18
3.2.2 Funzionamento 20
3.2.3 Combustibili impiegati 22
3.2.4 Attività connesse 23
3.3 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili 25
3.4 Consumi idrici (acqua industriale e acqua potabile) 26
3.5 Aspetti energetici 27
3.6 Emissioni in aria 29
3.6.1 Emissioni convogliate 29
3.6.2 Emissioni di microinquinanti nei fumi 31
3.6.3 Emissioni di CO_2 32
3.6.4 Altre emissioni 33
3.6.5 Emissione di gas lesivi della fascia di ozono 33
3.6.6 Emissioni di gas ad effetto serra 33
3.6.7 Emissioni non convogliate 33
3.7 Scarichi idrici ed emissioni in acqua 34
3.7.1 Tipi di scarico 34
3.7.2 Relazione Descrittiva Sulle Modalità Di Gestione Delle Acque Meteoriche 36
3.8 Produzione di rifiuti 37
3.9 Rumore esterno 38
3.10 Odori 39

3.11 Uso e contaminazione del terreno 39
3.12 Piano di dismissione degli impianti 40
3.13 Analisi e confronto delle condizioni di impianto e le BAT-AEL 41
4 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO 44
5 ESITI DELLE ATTIVITA' ISPETTIVE 45
5.1 Esiti dei controlli e delle ispezioni 45
6 CONSIDERAZIONI FINALI 46
7 CONCLUSIONI 53
7.1 Capacità produttiva 53
7.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime 53
7.3 Efficienza energetica 53
7.3.1 Emissioni convogliate 54
7.3.2 Emissioni non convogliate 57
7.4 Emissioni in acqua 57
7.5 Emissioni sonore e vibrazioni 58
7.6 Suolo e sottosuolo 59
7.7 Rifiuti 59
7.8 Odori 63
8 PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI 63
9 MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI 63
10 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI 64
11 PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E ATTI SOSTITUITI 64
12 SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI 65
13 DURATA, RINNOVO E RIESAME 65
14 AGGIORNAMENTI AL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO 65

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
Autorità di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29-*decies* del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Sardegna.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 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-*terdecies*, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, delle attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
Gestore	ENEL PRODUZIONE S.p.A. indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs n. 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 Seconda, D.Lgs n. 152/06 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. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs n. 46/2014).
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. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 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. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett- l-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 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. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).
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. l-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 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. l-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).

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. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano tali requisiti possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si tiene conto delle linee guida emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. v-bis, del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. come introdotto dal D.lgs. n.46/2014).
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	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". Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. 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.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http//www.va.minambiente.it, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel 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. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).

2 INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Visto il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/2012/033 del 17 febbraio 2012, registrato alla Corte dei Conti il 20 marzo 2012, di nomina della Commissione istruttoria IPPC;

Vista la Legge 27 febbraio 2015, n. 11 art. 9-bis, la Commissione Istruttoria IPPC in carica al 31 dicembre 2014 è prorogata nelle sue funzioni fino al subentro di nuovi componenti nominati con successivo decreto ministeriale;

Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-U.0000232 del 11/02/2019 che assegna l'incarico per lo svolgimento delle attività istruttorie connesse al procedimento di riesame dell'AIA della Centrale Termoelettrica ENEL di Assemini – ID 79/9936 al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott. Mauro Rotatori (Referente del Gruppo Istruttore)
- Prof. Antonio Mantovani (Componente)
- Ing. Marco Antonio Di Giovanni (Componente)

Preso atto della nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot.n. DVA U.0002618 del 04 Febbraio 2019 avente ad oggetto "Enel Centrale Termoelettrica di Assemini – Comunicazione di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della legge 241/90 e ai sensi del D.lgs. 152/06 e ss.mm., per il riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con DM 288 del 21/12/2015 – Procedimento ID 79/9936.";

Preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai fini dell'art. 10, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica n. 90 del 14 maggio 2007, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Dott.ssa Daniela Manca – Regione Sardegna
- Dott. Nicola Carboni – Città Metropolitana di Cagliari
- Ing. Mauro Francesco Antonio Moledda – Comune di Assemini (CA)

Preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Ing. Antonio Carmelo
- Ing. Roberto Borghesi, coordinatore responsabile della sezione analisi integrata dei cicli produttivi

2.2 Atti normativi

Visto il decreto legislativo n. 152/06 e s.m.i., Parte seconda concernente le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);

Vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";

Visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 giugno 2005;

Visto il decreto ministeriale 1 ottobre 2008 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59", pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;

Visto il decreto ministeriale 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;

Visto l'articolo 6, comma 16 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:

- 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;
- deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della Parte quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima Parte quarta del decreto citato;
- l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;
- devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
- deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

2.3 Atti e attività istruttorie

Visto	Il Decreto del Direttore Generale della Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali del MATTM prot. REGISTRO DECRETI R:0000430 del 22/11/2018 con il quale si delibera l'"Avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per le installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione, o la fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici";
Esaminata	la documentazione richiesta ai sensi dell'art. 29 *octies,* comma 5 del D.lgs. 152/2006 per l'avvio della relativa attività istruttoria e trasmessa dal Gestore in data 30/01/2019 proprio prot.n. ENEL- PRO 30/01/2019-0001916 ed acquisita agli atti con prot. DVA/2355 del 31/01/2019;
Considerato	che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute. 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 del presente parere, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
Esaminato	il provvedimento di AIA della Centrale termoelettrica di Assemini (CA) di ENEL PRODUZIONE S.p.A. rilasciato con DVA-DEC-2011-0000017 del 25/01/2011 e del successivo riesame emesso con DM 288 del 21/12/2015;
Esaminati	i provvedimenti ulteriori riguardanti comunicazioni di riesami AIA;
Vista	la nota di avvio del procedimento istruttorio da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot.n. DVA.U/0002618 del 04/02/2019;
Esaminati	i contenuti dei BREF e delle Linee guida di riferimento in materia;
Vista	la Relazione Istruttoria di ISPRA prot 11696/2019 del 11/03/2019 CIPPC prot. 413 del 11/03/2019;
Visto	il verbale della riunione del GI del 17/4/2019 prot. CIPPC/684 del 17/4/2019;
Esaminata	la risposta dell'ENEL alla richiesta di integrazioni prot CIPPC/883 del 20/5/2019;
Visto	il verbale della riunione del GI del 24/10/2019 prot. CIPPC/1862 del 24/10/2019;
Vista	la mail di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo inviato il 29/10/2019 dalla Segreteria IPPC per l'approvazione del Gruppo Istruttore entro il giorno 8/11/2019, avente prot. CIPPC/1977 del 11/11/2019;
Esaminate	le osservazioni del Gestore al PIC e PMC, e alcune schede aggiornate della documentazione presentata, pervenute con nota ENEL-PRO 0020348 del 23/12/2019 ed acquisite in pari data con prot. DVA/33492;
Vista	la mail di consultazione telematica del Gruppo Istruttore inerente le

osservazioni del gestore al PIC e inviata dalla Segreteria IPPC il 27/01/2020 al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC/129 del 3/02/2020.

OGGETTO DELLA MODIFICA

Denominazione impianto	ENEL PRODUZIONE S.p.A. – Centrale di "Assemini" (CA)
Indirizzo impianto	Zona industriale Macchiareddu, snc – 09032 Assemini (CA)
Indirizzo sede operativa	Stesso dell'indirizzo impianto
Sede Legale	Viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma
Rappresentante Legale	Luca Solfaroli Camillocci Viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma
Tipo impianto	Centrale termoelettrica – Impianto esistente
Codice e attività IPPC	Codici IPPC: 1.1 - Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione > 50MWt; Codice NACE: 40.11 – Produzione energia elettrica Codice NOSE-P: 101.01 – Processi di combustione >300MWt
Gestore Impianto	Stefano Liguori Indirizzo Z.I. Portovesme – 09010 Portoscuso (CI) Recapiti telefonici 0781/071200 e-mail stefano.liguori@enel.com Posta Certificata (PEC) enel_produzione_ub_sulcis@pec.enel.it
Referente IPPC	Stefano Liguori Indirizzo Z.I. Portovesme – 09010 Portoscuso (CI) Recapiti telefonici 0781/071200 e-mail stefano.liguori@enel.com Posta Certificata (PEC) enel_produzione_ub_sulcis@pec.enel.it
Numero addetti	5
Impianto a rischio di incidente rilevante	Si
Sistema di gestione ambientale	Sistema SGA non certificato
Misure penali o amministrative in corso	Nessuna

3 CONTENUTI DELLA DOCUMENTAZIONE INVIATA DAL GESTORE

In riferimento al Decreto del Direttore Generale della Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali del MATTM prot. REGISTRO DECRETI R:0000430 del 22/11/2018 con il quale si delibera l'"Avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per le installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione, o la fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici", il Gestore, in data 30/01/2019 proprio prot.n. ENEL- PRO 30/01/2019-0001916, ha trasmesso la relativa documentazione per l'avvio della relativa attività istruttoria. La documentazione del Gestore è stata acquista agli atti con prot. DVA/2355 del 31/01/2019.

3.1 Descrizione territoriale ed ambientale

La Centrale Termoelettrica Enel di Assemini (CA) ricade all'interno del Sito di Interesse Nazionale del "Sulcis-Iglesiente-Guspinese", come risulta dalla perimetrazione definitiva di dettaglio approvata con la Deliberazione n. 27/13 del 01.06.2011 della Regione Autonoma della Sardegna. Questo sito è pertanto inserito nel programma nazionale di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinati, soggetti ad interventi di interesse nazionale, mediante la Legge n. 426 del 9 dicembre 1998. In conformità a quanto prescritto dal D.Lgs. 152/2006, Enel Produzione S.p.A. ha provveduto a redigere il Piano della Caratterizzazione (Rapporto CESI A8015506 del 19/08/2008).

La Centrale è inserita nell'area del Consorzio Industriale Provinciale di Cagliari (CACIP), precisamente nell'area di Macchiareddu, destinata alle grandi e medio-piccole industrie ed occupa, nell'area di proprietà Enel di complessivi 137436 m^2, una superficie di poco superiore a 57.000 m^2

L'area della centrale, sulla quale non sussistono vincoli di tipo ambientale, paesistico, urbanistico, è ubicata in:

- lontananza da insediamenti abitativi;
- area pianeggiante e priva di sovrastrutture;
- disponibilità di acqua industriale.

Le specifiche territoriali sopra elencate, sono coincidenti con gli obiettivi del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) che al suo interno individua e seleziona aree di localizzazione degli impianti destinati all'insediamento di impianti, tra le quali rientra l'area industriale di Macchiareddu.

Per quel che riguarda nello specifico i vincoli paesaggistici, l'area non è assoggettata a tutela ai sensi del D Lgs 42/2004 s.m.i. (Codice dei beni culturali e del Paesaggio).

Inoltre, il Sito della Centrale Termoelettrica Enel:

- non ricade in Aree Protette della Rete Natura 2000 e in Aree protette di rilevanza regionale;
- non ricade in territorio assoggettato a Vincolo Idrogeologico ai sensi del R.D. 3267/23;
- non è interessato da fenomeni di rischio idraulico o rischio di frana e da fasce fluviali di salvaguardia.

A livello urbanistico l'area si inserisce nel territorio gestito dal Piano Regolatore dell'Area di sviluppo industriale di Cagliari, come area a destinazione industriale (art.4 NTA).

In queste aree è possibile l'insediamento delle attività industriali, artigiane e di servizio.

Sono quindi consentite solo quelle costruzioni attinenti alla destinazione della zona e non potranno comprendere locali di abitazione se non per custodi e per il personale tecnico di cui sia strettamente indispensabile la presenza continua in stabilimento.

3.1.1 Suolo e sotto suolo

L'area dove sorge la centrale si trova nella piana di Capoterra ed è costituita da un basamento paleozoico scistoso-metamorfico e granitico, da una copertura paleogenica della "Formazione dei Cixerri", da vulcaniti andestiche dell'Oligocene e da una copertura quaternaria.

Il Quaternario caratterizza il settore Nord Est della piana di Capoterra fino a Macchiareddu ed è costituito da alluvioni terrazzate formate da ciotoli di scisto, porfido, granito in matrice sabbiosa-argillosa.

3.1.2 Idrologia ed idrografia

Il corpo idrico superficiale più significativo e limitrofo nell'area industriale di Assemini è lo stagno di Santa Gilla.

L'area drenata dallo stagno di Santa Gilla comprende i bacini idrografici dei Flumini Mannu, del Cixerri, del Rio di Santa Luvia e del Rio di Sestu con superficie di 265325 ettari.

L'area è fragile dal punto di vista ambientale ed è stata vittima nel passato di alcuni fenomeni di inquinamento, tra cui si ricordano:

- l'inquinamento da idrocarburi, mercurio ed altre sostanze negli anni '60;
- elevate concentrazioni di mercurio riscontrate nei pesci nel 1976.

L'area industriale di Cagliari-Macchiareddu utilizza grandi quantità d'acqua presenti nei depositi alluvionali quaternari sui quali insistono gli stessi insediamenti industriali.

L'area è inserita tra le zone umide d'importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar (1977). Dopo gli interventi di bonifica, dal 1994 lo stagno è nuovamente considerato idoneo

per la pesca. Attualmente l'area è protetta ai sensi della "Direttiva Habitat" (SIC) e della "Direttiva Uccelli" (ZPS).

La Regione Autonoma della Sardegna ha approvato il Piano Tutela delle Acque (PTA) con deliberazione della Giunta Regionale n. 14 del 4 aprile 2006.

Il PTA comprende lo Stagno di Santa Gilla in quanto area sensibile tra quelle richiedenti misure specifiche di prevenzione dell'inquinamento e di risanamento.

3.1.3 Aria

Il Piano regionale di qualità dell'aria ambiente, redatto ai sensi del d.lgs. 155/2010 e ss.mm.ii., è stato approvato con delibera della Giunta Regionale n. 1/3 del 10.01.2017";

Tale Piano di qualità dell'aria è stato elaborato sulla base dei seguenti dati:

-Inventario delle emissioni di inquinanti dell'aria (aggiornato al 2010);
-Zonizzazione e classificazione del territorio regionale, di cui alla deliberazione della Giunta regionale n. 52/19 del 10.12.2013.

L'attuale rete regionale di monitoraggio della qualità dell'aria è stata approvata con delibera della Giunta Regionale n. 50/18 del 7.11.2017, a regime sarà costituita da n. 24 stazioni di monitoraggio, di cui n. 18 per la valutazione delle fonti diffuse e n. 6 per le fonti puntuali nei siti industriali. Tale rete di monitoraggio è gestita dall'ARPA Sardegna.

La misura automatica delle concentrazioni in aria ambiente è possibile per gli inquinanti benzene, tuolene, xileni (BTX), monossido di carbonio (CO), composti organici volatili distinti tra metano e non metanici (COV). Idrogeno solforato (H_2S), ossidi di azoto (NO_x-NO-NO_2), ozono (O_3), particolato con diametri inferiori a 10 e 2,5 μm (PM10 e PM2,5), biossido di zolfo (SO_2). Per altri inquinanti come ad esempio piombo, arsenico, cadmio, nichel, fluoro, IPA, diossine ecc., per quanto rilevati da un punto di vista igienico-sanitario e ambientale, viene effettuata la misura in un laboratorio chimico attrezzato.

La rete regionale di qualità dell'aria è gestita da ARPAS.

Nell'area industriale sono presenti due stazioni di misura denominate CENAS6 dotata anche per parametri meteorologici e CENAS8, questa è la più prossima alla centrale.

Nel centro urbano di Assemini è attiva la stazione CENAS9.

Nell'anno 2017 le stazioni di misura dell'area di Assemini hanno avuto una funzionalità con percentuali medie di dati validi pari al 94%.

Le stazioni di misura hanno registrato vari superamenti dei limiti relativi:

- per il valore obiettivo per l'O_3 (120 $\mu g/m^3$ sulla massima media mobile giornaliera di otto ore da non superare più di 25 volte in un anno civile come media sui tre anni): 6 superamenti della

media triennale nella CENAS8 (7 superamenti annuali), e 12 nella CENAS9 (2 superamenti annuali);
- per la soglia di informazione per l'O_3 (180 $\mu g/m^3$ sulla media oraria): 1 superamento nella CENAS8 e 2 nella CENAS9;
- per il valore limite giornaliero per la protezione della salute umana per il PM_{10} (50 $\mu g/m^3$ sulla media giornaliera da non superare più di 35 volte in un anno civile): 12 superamenti nella CENAS6, 27 nella CENAS8, e 6 nella CENAS9;

Per quanto riguarda il benzene (C_6H_6), rispetto a un limite di legge di 5 $\mu g/m^3$ sulla media annuale, sono state rilevate dai laboratori mobili medie relative al periodo di campionamenti nell'area industriale di Macchiareddu, 0,5 $\mu g/m^3$ nell'area urbana di Assemini, 0,7 $\mu g/m^3$.

Il monossido di carbonio (CO) rilevato dalla stazione CENAS8. La massima media mobile di otto ore nell'anno risulta pari a 0,6 mg/m^3, valore abbondantemente entro il limite di legge di 10 mg/m^3.

Relativamente al biossido di azoto (NO_2), si evidenziano medie annuali ben al di sotto dei limiti di legge (40 $\mu g/m^3$), variando tra 14 $\mu g/m^3$ (CENAS6 e CENAS8) e 19 $\mu g/m^3$ (CENAS9); i massimi valori orari variano tra 80 $\mu g/m^3$ (CENAS6) e 146 $\mu g/m^3$ (CENAS9), valori più elevati in ambito urbano ma senza nessun superamento dei limiti normativi.

In merito all'ozono (O_3), la massima media mobile di otto ore si attesta tra 132 $\mu g/m^3$ (CENAS8) e 134 $\mu g/m^3$ (CENAS9); le massime medie orarie tra 191 $\mu g/m^3$ (CENAS9) e 192 $\mu g/m^3$ (CENAS8), valori al di sopra della soglia di informazione (180 $\mu g/m^3$). Non si riscontrano superamenti della soglia di allarme (240 $\mu g/m^3$). In relazione al valore obiettivo per la protezione della salute umana (120 $\mu g/m^3$ sulla massima media mobile giornaliera di otto ore da non superare più di 25 volte in un anno civile come media sui tre anni) non si registra nessuna violazione.

Per quanto riguarda il PM_{10}, le medie annue variano tra 19 $\mu g/m^3$ (CENAS9) e 30 $\mu g/m^3$ (CENAS8), mentre le massime medie giornaliere tra 85 $\mu g/m^3$ (CENAS9) e 121 $\mu g/m^3$ (CENAS6). Relativamente alle annualità 2014-2015, periodo critico per il PM10, si assiste negli ultimi due anni ad una situazione con superamenti più contenuti, rispetto al limite di 35 superamenti giornalieri.

Il biossido di zolfo (SO_2) continua a mostrare valori elevati nell'area industriale, con massime medie giornaliere che variano tra 89 $\mu g/m^3$ (CENAS8) e 173 $\mu g/m^3$ (CENAS6) e massimi valori orari tra 228 $\mu g/m^3$ (CENAS6) e 272 $\mu g/m^3$ (CENAS8). Analogamente al 2016, si evidenziano superamenti della media giornaliera di 125 $\mu g/m^3$, per 2 volte nella stazione CENAS6, rispettivamente il 12 e 13/02/2017. Nella stazione urbana CENAS9 i valori sono molto più contenuti con medie giornaliere massime di 8 $\mu g/m^3$ e medie orarie massime di 56 $\mu g/m^3$.

In generale si conferma che la tendenza delle concentrazioni di biossido di zolfo rimane quindi critica per le stazioni dell'area industriale (stazioni CENAS6 e CENAS8), che evidenziano valori elevati in modo duraturo, alternato e periodico a seconda della direzione del vento. Infatti tutti gli studi illustrano che i valori di concentrazione di SO_2 si distribuiscono in funzione della direzione di provenienza dei venti di maestrale e di scirocco, ed evidenziano che i valori più elevati sono attribuibili interamente all'area industriale ma in particolare modo alle fonti

emissive ricadenti nell'asse che unisce le due postazioni.

In definitiva, nell'area di Assemini, persistono le criticità relative al biossido di zolfo, con registrazione di concentrazioni orarie sostenute e superamenti del limite giornaliero, ma anche una riduzione significativa della criticità PM_{10} rispetto agli anni 2014-2015. Si evidenzia inoltre una criticità per l'O_3, con diversi superamenti della soglia di informazione.

3.1.4 Aree di protezione e vincolo

L'area in cui insiste la centrale non è assoggettata a tutele sulla protezione delle bellezze naturali né a tutele delle zone di particolare interesse ambientale.

La centrale non ricade inoltre in aree protette dalla Rete Natura 2000, in aree di rilevanza regionale ed in territorio assoggettato a vincolo idrogeologico ai sensi del RD 3267/23.

La centrale è ubicata in un polo industriale sito nelle immediate vicinanze dello Stagno di Santa Gilla, zona di particolare sensibilità ambientale, dove vigono più livelli di tutela (SIC, ZPS, zona umida).

Nell'area di Macchiareddu si trovano i seguenti siti di importanza comunitaria (SIC) individuati ai sensi della Direttiva 92/43/CEE:

- 39 ITB030037 Stagno di Santa Giusta
- 55 ITB040023 Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla
- 56 ITB040024 Isola Rossa e Capo Teulada

una zona di protezione speciale (ZPS)

- 7 ITB0440033 Stagno di Cagliari

3.1.5 Rumore

Il Consiglio Comunale del Comune di Assemini ha adottato con Deliberazione del C.C. n°19 del 20.07.2015 il "Piano di Classificazione Acustica del Comune di Assemini", la verifica dell'impatto acustico verrà effettuata applicando i dettami del DPCM 14/11/1997 ovvero, attribuendo la classificare il territorio di pertinenza della centrale come "**area esclusivamente industriale"** dove in ottemperanza alla tabella B del DPCM 14 novembre 1998, si osservano i seguenti livelli limite:

Livelli limite di emissione:
a) tempo di riferimento diurno: 65 dB(A);
b) tempo di riferimento notturno: 65 dB(A).

Livelli assoluti di immissione:
a) tempo di riferimento diurno: 70 dB(A);

b) tempo di riferimento notturno: 70 dB(A).

Livelli di riferimento di qualità:
a) tempo di riferimento diurno: 70 dB(A);
b) tempo di riferimento notturno: 70 dB(A).

Valori limite assoluti di immissione Leq in Db(A)

Zonizzazione	Tempi di riferimento Diurno (06.00 - 22.00)	Notturno (22.00 - 06.00)
Classe I: aree particolarmente protette	50	40
Classe II: aree destinate ad uso prevalentemente residenziale	55	45
Classe III: aree di tipo misto	60	50
Classe IV: aree di intensa attività umana	65	55
Classe V: aree prevalentemente industriali	70	60
Classe VI: aree esclusivamente industriali	70	70

3.2 Assetto impiantistico

L'impianto produttivo si compone di due unità a turbina identiche della potenza unitaria di 109.400 kVA ciascuna e da un gruppo elettrogeno di emergenza.

Ogni unità è costituita da un compressore d'aria assiale, da un insieme di combustori racchiusi in un'unica camera di combustione anulare, da una turbina a gas e da un alternatore coassiale.

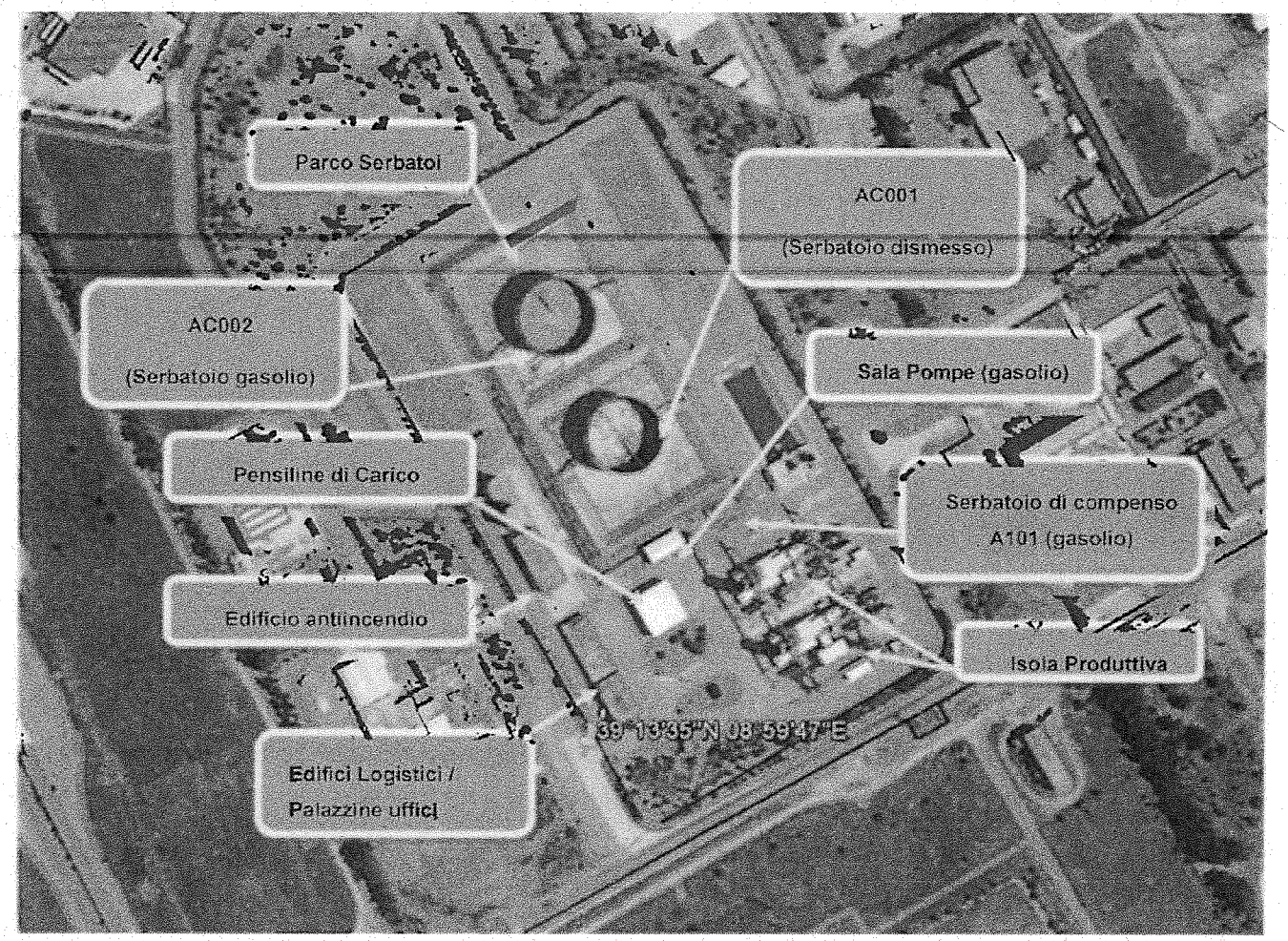
L'aria aspirata dall'atmosfera, dopo filtrazione, viene compressa dal compressore ed inviata alla camera di combustione dove viene iniettato il combustibile che, bruciando, produce il fluido termico motore (miscela di aria compressa e gas di combustione); l'espansione del fluido termico nella turbina sviluppa energia meccanica.

L'alternatore, collegato rigidamente alla turbina e da essa messo in rotazione, provvede alla trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica; parte dell'energia meccanica fornita dalla turbina è utilizzata per azionare il compressore assiale.

L'energia elettrica prodotta dalla centrale viene immessa nella rete 150 kV mediante trasformatori elevatori 15/160kV - 100MVA; in caso di inattività della centrale i servizi ausiliari e generali vengono

alimentati dalla rete locale di media tensione dell'e-distribuzione S.p.A. mediante il trasformatore di avviamento (TAG).
I gas di combustione, al termine del ciclo, sono inviati all'atmosfera tramite un camino alto circa 18 metri (un camino per ogni gruppo TG).

Di seguito si riporta una vista aerea della centrale con indicata la suddivisione nei reparti/impianti principali.



3.2.1 I gruppi di produzione (Fase 1 e Fase 2)

Componenti principali
Le principali caratteristiche di ciascun gruppo di produzione sono:

- potenza nominale continua di base ai morsetti dell'alternatore 90 MWe, al netto dei servizi ausiliari di gruppo 88 MWe;
- potenza continua di punta ai morsetti dell'alternatore 95 MWe;

- combustibile utilizzato: gasolio.

Ciascun gruppo generatore è costituito da:
una turbina di costruzione FIAT tipo TG 50/C, monoalbero a ciclo aperto, ad una fase di compressione, una di combustione, una di espansione senza rigenerazione di calore, velocità nominale 3000 giri, composta da:
un compressore aria del tipo assiale a 20 stadi, rapporto di compressione 12:1;
una camera di combustione avente 18 combustori disposti tra il compressore aria e la turbina a gas e racchiusi in un unico corpo di sezione anulare;

- una turbina a gas propriamente detta del tipo a reazione, a 4 stadi, con rotore ed involucro raffreddati con aria proveniente dal compressore assiale e preventivamente raffreddata;
- un generatore sincrono trifase di costruzione Marelli tipo SGT 24-36-02 anno di costruzione 1980, della potenza di 109.400 kVA a cos f 0,85, tensione 15 kV, frequenza 50 Hz;
- un motore diesel per l'avviamento della turbina accoppiato all'asse della turbina tramite un convertitore di coppia idraulico che disinnesta ed arresta il Diesel quando la turbina ha raggiunto la velocità di autosostentamento; il motore diesel è alimentato a gasolio contenuto in un serbatoio della capacità di 2 m^3.

Il tempo di funzionamento richiesto al diesel di lancio è di circa 10-15' ad ogni avviamento.

Le apparecchiature sono posizionate all'interno di cabinati realizzati con pannelli modulari prefabbricati composti da una lamiera esterna zincata e da una lamiera interna perforata, riempita con materiale insonorizzante.

Il ciclo produttivo utilizza esclusivamente gasolio che viene approvvigionato tramite autobotti e stoccato un serbatoio AC2 da 15.350 m^3 ed alimenta i gruppi a turbina tramite una stazione di pompaggio; il consumo di gasolio è pari a circa 30 m^3/h per ciascun gruppo alla potenza di 88 MWe.

Il secondo serbatoio AC1 di analoga dimensione presente in sito non è in uso.

Il gasolio, oltre che per la produzione di energia elettrica; è utilizzato per alimentare i sistemi di emergenza quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio, azionati da motori diesel.

Un sistema di comando e controllo sovrintende alle operazioni di avviamento, arresto e variazioni di carico delle unità di produzione ed esegue il controllo automatico dei parametri di funzionamento; è prevista inoltre la possibilità di telecomando a distanza dell'impianto che consente il comando delle operazioni di avviamento ed arresto dell'impianto del Power Plant Sulcis (Centrale Sulcis Grazia Deledda) che è stata individuata da Enel per sovrintendere al comando a distanza dei propri impianti di Assemini.

All'interno dell'impianto sono realizzati inoltre i locali per le officine, magazzini, servizi logistici.

Non è prevista la presenza 24h/24 di personale presso l'impianto; la gestione di tutte le attività è affidata ad un operatore terzo (la Power Plant Sulcis ditta che ha il compito, tra l'altro, di effettuare gli interventi di pronto intervento, i controlli e le attività di routine, gestire gli interventi di manutenzione ordinaria e quelli programmati a cadenza, attraverso il proprio personale o con ditte appaltatrici).

Pertanto la presenza di personale presso l'impianto è in relazione al tipo di attività in corso di svolgimento.

La tabella seguente riporta i dati di produzione dei due gruppi riferiti all'ultimo triennio 2015-2017.

	Unità 1	Unità 2	Totale impianto
Anno 2015			
Produzione Lorda (MWh)	2 336	919	3.255
Ore di funzionamento (h)	66,98	23,50	---
Anno 2016			
Produzione Lorda (MWh)	834	709	1.543
Ore di funzionamento (h)	21,52	15,73	---
Anno 2017			
Produzione Lorda (MWh)	481	1 813	2.294
Ore di funzionamento (h)	10,16	38,50	---

L'impianto è in possesso delle seguenti autorizzazioni come riportate in tabella

Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
2151	Vigili del Fuoco	2018	2021	D.Lgs 151/11	CPI
Decreto 661132	**MICA**	02/07/1991	-	-	Autorizzazione alla costruzione
835	MATTM	2005	-	Direttiva 2003/87/CE	Emissione Gas Serra

3.2.2 Funzionamento

La realizzazione degli impianti a turbina a ciclo semplice, tra i quali quello di Assemini, è stato previsto dal piano di emergenza proposto da Enel al CIPE nel 1975.

Tali impianti rispondevano all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale ed, in caso di blackout, contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete nazionale.

Le caratteristiche principali di tale tipologia di impianti sono:
- ridotti tempi di avviamento (circa 30' - 40' per il pieno carico);
- possibilità di avviamento, in caso di blackout totale, senza ricorrere a fonti di energia elettrica dall'esterno.

Tali impianti non sono quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica.

L'impianto di Assemini, realizzato sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 28/06/1991, è entrato in esercizio a metà del 1992, contribuendo al soddisfacimento del fabbisogno di energia della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevata od in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa.

L'esercizio della Centrale è stato autorizzato con Decreto Ministeriale di Autorizzazione Integrata Ambientale n.000017 del 25/01/2011 (G.U. n.47 del 26/02/2011).

In base a quanto contenuto nel Parere Istruttorio, la Centrale sarebbe dovuta essere in grado di traguardare dei limiti di emissione dai camini principali inferiori a quelli inizialmente autorizzati entro il 31/12/2015, prevedendo ogni adeguamento possibile alle Migliori Tecniche Disponibili (BAT/BREF) al fine di adempiere a tale prescrizione.

Nel 2014 Enel ha trasmesso al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, così come richiesto dall'AIA, il Piano di adeguamento alle Migliori Tecniche Disponibili evidenziando come tecnologia applicabile per il traguardo dei nuovi limiti il Water Injection System.

Tuttavia, nel 2015 la Società ha comunicato al MATTM che le prove previste dal suddetto Piano hanno dato un esito non positivo ai fini del rispetto delle "concentrazioni limite prescritte entro il periodo di validità dell'AIA".

In base a quanto sopra ed alla luce di una pervenuta dichiarazione di essenzialità pluriannuale dell'impianto di Assemini da parte di TERNA, in data 31/07/2015 Enel trasmette al MATTM istanza
di modifica sostanziale con la richiesta di una Deroga dei Valori Limite di Emissione, proponendo dei nuovi limiti coerenti con le evidenze sperimentali ottenute in campo con la valutazione tecnica degli interventi di adeguamento ambientale.

La predetta istanza è stata accolta dal MATTM con l'emanazione del Riesame del Decreto AIA n.0000288 del 21/12/2015 (G.U. n.4 del 07/01/2016).

Al fine di poter traguardare nell'operativo i nuovi limiti proposti da Enel, in particolare il limite previsto per l'inquinante SOx, Enel ha provveduto alla sostituzione del combustibile precedentemente in uso approvvigionando un nuovo gasolio che avesse un bassissimo tenore di zolfo. Inoltre sono state effettuate delle attività di manutenzione programmata sulle sezioni AS1 e AS2 al fine di rendere disponibile su entrambe il sistema di Water Injection.

Attualmente, su entrambi i gruppi asserviti all'impianto, risulta applicata la tecnologia di iniezione di acqua (WI) in camera di combustione.

Il sistema WI consente la riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto agendo sulla temperatura di combustione. L'iniezione di acqua in camera di combustione viene effettuata iniettando l'acqua finemente nebulizzata, nel flusso d'aria, il quale deve essere regolato in modo analogo alla portata di combustibile in proporzione al carico e portata combustibile.

L'acqua da iniettare in camera di combustione deve essere acqua demineralizzata allo scopo di evitare fenomeni corrosivi delle parti calde

3.2.3 Combustibili impiegati

L'impianto di Assemini è classificato come Stabilimento a rischio incidente rilevante "soglia inferiore" secondo quanto disposto dal D.Lgs. 105/2015 (detta "Legge Seveso III").

La sostanza pericolosa presente è il gasolio che viene stoccato in un serbatoio di capienza 15.000 m^3 ed è usato come unico combustibile in alimentazione alle attività produttive.

Il gasolio viene approvvigionato con autocisterne ed alimenta i gruppi a turbina tramite una stazione di pompaggio.

Il consumo di gasolio è pari a circa 30 m^3/h per ciascun gruppo alla potenza di 88 MWe.

Modesti quantitativi di gasolio sono utilizzati per alimentare i sistemi di emergenza quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio.

Lo stoccaggio del gasolio era effettuato originariamente in due serbatoi da 15.350 m^3 ciascuno. Allo stato attuale solamente uno dei due serbatoi, l'AC2, è in uso. (L'altro l'AC1 è stato svuotato, bonificato e reso gas free.)

3.2.4 Attività connesse

Il processo di produzione è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza quali:
1) gruppo elettrogeno di emergenza;
2) impianto trattamento acque reflue;
3) impianto antincendio;
4) deposito combustibili e rampa di scarico combustibili.

1) Gruppo elettrogeno di emergenza (AC1 – attività connessa 1)

Una delle principali caratteristiche dell'impianto di Assemini è la possibilità, in caso di blackout totale, di avviamento senza ricorrere a fonti di energia elettrica proveniente dall'esterno.

Tale energia è assicurata dal diesel di emergenza che in tali circostanze è in grado di fornire l'energia elettrica per alimentare le apparecchiature ed i sistemi di comando e controllo per l'avviamento delle due unità di produzione.

Il motore diesel MTU di potenza di 950 kW, collegato ad un generatore elettrico Leroy Sommer da 950 kW.

Il gasolio necessario al funzionamento è raccolto in un apposito serbatoio di servizio della capacità di
0,5 m^3.

2) Impianto trattamento acque reflue (AC2 – attività connessa 2)

L'approvvigionamento di acqua avviene tramite la condotta del consorzio CASIC, su cui è installato un misuratore di portata.
L'acqua è utilizzata per l'antincendio e per i lavaggi aree con presenza di macchinari e per gli usi igienico-sanitari.

Tutta l'area d'impianto è dotata di appositi reticoli fognari (disegno Allegato B21 alla documentazione trasmessa dal Gestore per il riesame complessivo dell'AIA in data 30/01/2019 prot.n. Enel-PRO-30/01/2019-001916) separati che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti:
a) acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali;
b) acque domestiche;
c) acque meteoriche non inquinate.

Le acque di tipo a) derivano da:
- spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli minerali (sala macchine, edificio servizi industriali, ecc.);
- precipitazioni su aree scoperte,

e sono raccolte dalla fognatura oleosa e inviate al disoleatore.

Nelle acque di apporto di tipo a), possono essere presenti tracce di idrocarburi di origine petrolifera derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi. Nel ciclo produttivo tali sostanze non sono utilizzate come materia prima.

Le acque di tipo b) derivano da: servizi igienici e docce degli spogliatoi. Le acque risultanti vengono inviate allo scarico in fogna e convogliate al depuratore consortile.

Le acque di tipo c) derivano da: precipitazioni su aree sicuramente non inquinabili da oli o da altre sostanze.

Le acque vengono raccolte da un'apposita fognatura e inviate al disoleatore.

Le acque potenzialmente inquinate da oli sono raccolte, tramite rete fognaria, in una vasca di calma dalla quale per tracimazione passano nella vasca di disoleazione della capacità di 2.000 m^3 dove un discoil raccoglie l'olio presente e lo invia in un serbatoio di raccolta dal quale poi può essere prelevato.

L'acqua trattata viene inviata tramite 2 pompe in una vasca trappola e da qui, tramite comandi manuali, allo scarico.

Le acque risultanti vengono inviate allo scarico in fogna e convogliate al depuratore consortile.

3) Impianto antincendio (AC3 – attività connessa 3)

L'impianto è dotato di sistema generale antincendio costituito da due serbatoi di riserva da 1.500 m^3, da una autoclave da 30 m^3, da una elettropompa e due motopompe azionate da motori diesel per l'alimentazione della rete di idranti distribuita su tutto l'impianto.

L'elettropompa per il mantenimento della pressione ha una portata di 80 m^3/h, prevalenza 90 m, mentre le due motopompe hanno una portata di 1200 m^3/h, prevalenza 90 m e sono azionate da motori diesel Perkins da 500 KW; il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe è raccolto in due appositi serbatoi di servizio della capacità di 1,5 m^3 ciascuno.

A protezione dei cabinati delle turbine, dei diesel di lancio, dei quadri elettrici, della sala comando, del gruppo elettrogeno è installato un impianto fisso automatico alimentato con bombole di NAF S125, disposte all'esterno dei cabinati, attivato da rilevatori antincendio (termocoppie continue e rilevatori ottici).

I trasformatori elettrici sono protetti da un impianto automatico ad acqua frazionata, azionato da rilevatori incendio del tipo a bulbo.

Inoltre su tutto l'impianto sono opportunamente distribuiti estintori portatili a polvere ed a CO_2.

4) Deposito combustibili e rampa di scarico autobotti (AC4 – attività connessa 4)

L'area parco combustibile è costituita da:
- zona scarico autobotti;
- zona travaso combustibile;
- zona deposito combustibile.

La zona scarico autobotti è costituita da una tettoia con quattro stazioni separate da muri tagliafuoco, per il parcheggio delle autobotti. Da queste il gasolio tramite una manichetta, di adeguate dimensioni, viene scaricato in un serbatoio interrato della capacità di circa 100 mc.

La zona travaso combustibile è costituita anch'essa da una tettoia che protegge le pompe e le relative apparecchiature ausiliarie necessarie sia per il travaso del gasolio dal serbatoio da 100 mc a quello da 15.000 mc sia per l'invio dello stesso ai due gruppi a turbina.

La zona deposito combustibile è costituita da un serbatoio della capacità di circa 15.000 mc, per lo stoccaggio del gasolio necessario per un funzionamento continuativo della centrale.

Il serbatoio è posizionato all'interno di un bacino di contenimento atto al contenere l'eventuale totale fuoriuscita del gasolio in caso di sfondamento dei medesimi.

Le suddette aree possiedono la pavimentazione impermeabilizzata onde poter contenere eventuali perdite di gasolio senza che esso possa infiltrarsi nel sottosuolo. Inoltre risultano provviste di impianto antincendio ad intervento automatico.

Presso la centrale è al momento autorizzato l'esercizio dei seguenti serbatoi:
- serbatoio AC2 di 15.350 m^3 (serbatoio di stoccaggio presso area parco combustibili);
- serbatoio AC010 di 50 m^3 (serbatoio di stoccaggio gasolio non agevolato).

L'attuale capacità complessiva di stoccaggio della centrale è costituita dai seguenti serbatoi:
n.2 serbatoi da 15.350m3 cadauno per gasolio "agevolato" per produzione E.E. di cui solo uno attualmente in uso
n.2 serbatoi da 1,5 m3 cadauno per gasolio motopompe antincendio
n.2 serbatoi da 2,0 m3 cadauno per gasolio di lancio turbo gruppi
n.1 serbatoio da 0,5 m3 per gasolio gruppo elettrogeno
n.1 serbatoio da 100 m3 per travaso di gasolio
n. serbatoio da 50 m3 per gasolio per altri usi /non "agevolato")
n. 1 serbatoio da 4,0 m3 per gasolio centrale termica edificio servizi (fuori servizio)

3.3 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

Il solo combustibile utilizzato in centrale per la produzione di energia elettrica è il gasolio.

Il gasolio è approvvigionato tramite autobotti ed è stoccato nel serbatoio AC2 dalla capienza di 15.350 m^3 posizionato nell'area destinata al parco combustibili.

Il serbatoio AC2 di forma cilindrica, appoggia su di una soletta in cemento armato che lo sopraeleva di 80 cm al di sopra del fondo del bacino di contenimento

Il serbatoio AC2 dispone di un bacino di contenimento (m 72x64x4) dimensionato per raccogliere la massima capacità del serbatoio stesso.

I consumi di gasolio sono strettamente correlati all'energia prodotta dall'impianto e per il triennio 2015-2017 sono risultati pari a:

	2015	2016	2017
Consumo di gasolio (t)	1558,4	686,7	921,1

Il serbatoio AC010 da 50 m^3 contiene invece gasolio non "agevolato" che alimenta i diesel di lancio dei due gruppi e i diesel di emergenza.

I consumi di gasolio registrati nel triennio 2015-2017 per le attività accessorie sono i seguenti:

	2015	2016	2017
Consumo di gasolio per attività accessorie (kg)	4877	6690	6763

3.4 Consumi idrici (acqua industriale e acqua potabile)

L'approvvigionamento di acqua avviene tramite due condotte provenienti dal Consorzio CASIC.

Il funzionamento della centrale di Assemini, come già esplicitato in precedenza, è legato alla eventuale criticità di produzione di energia elettrica a livello nazionale che si potrebbe riscontrare in limitati periodi dell'anno, pertanto i consumi di acqua non sono costanti per tutti i giorni dell'anno, ma possono essere pari a zero per la maggior parte e avere un incremento, non esattamente quantificabile e determinato dalle esigenze di servizio, in altri limitati giorni; nel corso dell'anno.

L'acqua industriale è utilizzata essenzialmente per innaffiamento delle aree verdi, per l'antincendio e per i lavaggi delle aree con presenza di macchinari.

L'acqua potabile è utilizzata per usi civili, negli uffici e nei spogliatoi.

I consumi registrati nel triennio 2015-2017 sono i seguenti:

	2015	2016	2017
Consumo acqua industriale (m^3)	1250	1720	2160
Consumo acqua potabile (m^3)	370	245	280

3.5 Aspetti energetici

La realizzazione dell'impianto di Assemini risponde principalmente all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale ed, in caso di blackout, intervenire immediatamente per ripristinare le condizioni di normale funzionalità della rete nazionale.

L'impianto non è quindi destinato alla produzione continuativa o prolungata di energia elettrica e pertanto l'efficienza energetica ed il rendimento globale del ciclo produttivo non sono fattori di principale rilevanza per questa tipologia di impianto.

Per misurare l'efficienza energetica dell'impianto si utilizza il seguente indicatore:

- consumo specifico netto dell'impianto: kcal contenute nel combustibile impiegato/kWh netti prodotti.

I rendimenti delle sezioni produttive sono sensibilmente superiori a quelli caratteristici di impianto termoelettrico tradizionale (circa il 39%) ed ancor più di quelli dei recenti impianti a ciclo combinato (circa il 56%); la variazione riscontrabile da un anno all'altro è dovuta principalmente al numero di ore di funzionamento per ogni intervento e al numero di ore totali e soprattutto dal numero di avviamenti, in quanto i tempi di avviamento, seppur rapidi, comportano un consumo di gasolio a fronte di ridotta produzione di energia elettrica.

Nelle successive tabelle si riportano le informazione relative ai consumi interni ed all'energia prodotta nelle condizioni di memoria storica (anno 2016) e capacità produttiva (informazioni tratte da Scheda B allegata alla documentazione trasmessa dal Gestore per il riesame complessivo dell'AIA in data 30/01/2019 prot.n. Enel-PRO-30/01/2019-001916).

B.3.1 Produzione di energia (parte storica)						Anno di riferimento: 2016			
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità *(forno, caldaia ecc.)*	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (a) (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Fase 1	TG1	Turbina a gasolio	Gasolio	310	6.670	-	90	834	815
Fase 2	TG2	Turbina a gasolio	Gasolio	310	4.878	-	90	709	693
AC1	Gruppo elettrogeno	Motore a gasolio	Gasolio	2,384	20	-	0,950	8	-
TOTALE				622	11.567	-	181	1.550	1.508

B.3.2 Produzione di energia alla capacità produttiva (Assetto normale)									
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità *(forno, caldaia ecc.)*	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (MW)	Energia prodotta (GWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Fase 1	TG1	Turbina a gasolio	Gasolio	310	155	-	90	45.000	44.000
Fase 2	TG2	Turbina a gasolio	Gasolio	310	155	-	90	45.000	44.000
AC1	Gruppo elettrogeno	Motore a gasolio	Gasolio	2,384	1	-	0,950	475	-
TOTALE				622	311	-	181	90.475	88.000

B.4.1 Consumo di energia (parte storica)				Anno di riferimento: 2016		
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (GWh) (a)	Energia elettrica consumata (GWh) (b)	Prodotto principale Energia Elettrica (GWh) (c)	Consumo termico specifico (Kcal/KWh)	Consumo elettrico specifico (kWh/ KWh unità) (d)
Fase 1	SU2	6.670	19	834	4.766	0,02
Fase 2	SU3	4.878	16	709	4.261	0,02
TOTALE		11.548	34	1.543	3.051	0,02

Note:

(a) consumo del ciclo termodinamico, corrispondente a "energia termica prodotta", indicata nella scheda B.3.1

(b) consumo ausiliari elettrici, corrispondente a "energia prodotta - "energia ceduta a terzi", indicate nella scheda B.3.1

(c) Il prodotto corrisponde a "energia elettrica prodotta", il cui quantitativo è indicato nella scheda B.3.1

(d) corrispondente a: (b)/(c)

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)						
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (GWh) (a)	Energia elettrica consumata (MWh) (b)	Prodotto principale Energia Elettrica (MWh) (c)	Consumo termico specifico (Kcal/KWh)	Consumo elettrico specifico (kWh/ KWh unità) (d)
Fase 1	SU2	155	1.000	45.000	3.030	0,02
Fase 2	SU3	155	1.000	45.000	3.030	0,02
TOTALE		310	2000	90000	-	0,02

Note:

(a) consumo del ciclo termodinamico, corrispondente a "energia termica prodotta", indicata nella scheda B.3.2

(b) consumo ausiliari elettrici, corrispondente a "energia prodotta - "energia ceduta a terzi", indicate nella scheda B.3.2

(c) Il prodotto corrisponde a "energia eletrrica prodotta", il cui quantitativo è indicato nella scheda B.3.2

(d) corrispondente a: (b)/(c)

3.6 Emissioni in aria

3.6.1 Emissioni convogliate

Le emissioni in atmosfera derivano dal processo di combustione che avviene nelle turbine e sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NOx), di biossido di zolfo (SO_2) e anidride carbonica(CO_2); con l'impiego del gasolio, le emissioni monossido di carbonio (CO) e Polveri risultano ininfluenti nel computo totale emissivo dell'impianto.

Le emissioni vengono convogliate in atmosfera attraverso due camini alti circa 18 m (uno per ciascuna sezione).

La formazione di ossidi di azoto (NOx), legata alla presenza di azoto nell'aria di combustione, è funzione della temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione.

Il monossido di carbonio (CO) è uno dei prodotti tipici derivanti dalla non completa combustione di qualunque combustibile a base organica qual è il gasolio; risulta pertanto di interesse dell'esercente minimizzare la presenza nei fumi di tali sostanze.

L'emissione di anidride carbonica (CO_2) dipende direttamente dal quantitativo di combustibile utilizzato.
Attualmente il limiti di emissione prescritti in AIA con l'emissione del Riesame avvenuta nel 2015, sono riportati nella tabella seguente:

Limite di emissione [mg/Nm³]	In Concentrazione [mg/Nm³]	In flusso di massa [kg/anno]
NOx	100	42.351
CO	100	14.117
SOx	10	-
Polveri	10	2.352

Per effetto della temperatura (circa 500-540 °C) e della velocità (circa 40-50 m/s) dei fumi in uscita dai camini i prodotti della combustione raggiungono normalmente quote molto elevate con conseguente notevole dispersione e diluizione degli effluenti, che, unitamente alle ridottissime quantità di inquinanti prodotte annualmente, fanno ritenere non significativo l'impatto delle emissioni in atmosfera sull'ambiente esterno.

Le emissioni di biossido di zolfo SO_2 vengono minimizzate usando combustibili a bassissimo tenore di zolfo.

In conseguenza all'entrata in vigore la normativa della Comunità Europea che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra in ambito comunitario *(Emissions trading),* il 28.12.2004 l'impianto ha ottenuto l'autorizzazione (n. 835 di identificativo) ad emettere gas ad effetto serra ai sensi del Decreto Legge 12.11.2004, n. 273 (convertito con legge n. 316 del 30.12.04) rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Sull'impianto sono inoltre presenti altri punti di emissioni in atmosfera, che per la loro natura e quantità sono classificabili come poco significativi:

- emissioni dei n. 2 diesel di lancio dei gruppi di produzione: diesel alimentati a gasolio da 2350 kW utilizzati in fase di avviamento per la messa in rotazione, fino alla velocità di autosostentamento, del gruppo di produzione, il funzionamento del diesel di lancio è di circa 15 minuti per ogni avviamento;
- emissione del diesel gruppo elettrogeno di emergenza: diesel alimentato a gasolio di 950 kW di potenza, destinato a fornire l'energia elettrica necessaria all'avviamento dell'impianto nel caso di totale assenza di energia esterna (blackout);
- emissioni dei n. 2 diesel motopompe antincendio: diesel da 500 kW ciascuno, alimentati a gasolio, a servizio dell'impianto antincendio generale dell'impianto;
- emissioni da officine e altri locali: per la sporadicità e l'esiguità degli interventi di manutenzione operati all'interno dell'officina della centrale ed in relazione all'assenza d'impiego di sostanze o preparati chimici particolari, le missioni provenienti da tali locali sono ritenute non significative.

Le emissioni in atmosfera provenienti dai camini principali sono monitorate in conformità al Piano di Monitoraggio e Controllo dell'AIA.

Il gestore dovrà garantire almeno un monitoraggio annuale e, ove applicabile, al conseguimento di un numero di ore di funzionamento pari a:

- ¼ delle ore autorizzate (125 h/anno) per gli inquinanti per cui è previsto in AIA monitoraggio con cadenza trimestrale – ossia i macroinquinanti (polveri, SO_2, NOx e CO);
- ½ delle ore autorizzate (250 h/anno) per gli inquinanti per cui è previsto in AIA monitoraggio con cadenza semestrale – ossia i microinquinanti (metalli).

Si riportano di seguito i dati relativi alle emissioni atmosferiche totali (t/anno Polveri, SO_2, NOx) e specifiche (Kg/MWh) in atmosfera per ciascun gruppo e complessive per l'impianto, riferite nel triennio 2015 – 2017:

	Unità 1		Unità 2		Totale impianto	
	t/anno	kg/MWh	t/anno	kg/MWh	t/anno	kg/MWh
Anno 2015						
Polveri	0.280	0,12	0.100	0,11	0.380	0,12
SO_2	1.720	0,74	0.620	0,67	2.340	0,72
NOx	20.140	8 62	7.110	7,74	27.250	8,37

	Unità 1		Unità 2		Totale impianto	
	t/anno	kg/MWh	t/anno	kg/MWh	t/anno	kg/MWh
Anno 2016						
Polveri	0,07	0,08	0,04	0,06	0,11	0,07
SO_2	0,047	0,06	0,036	0,05	0,08	0,05
NOx	1,52	1,82	1,04	1,47	2,56	1,66
Anno 2017						
Polveri	0,028	0,06	0,096	0,05	0,124	0,05
SO_2	0,048	0,10	0,173	0,10	0,221	0,10
NOx	0,600	1,25	2,373	1,31	2,973	1,30

3.6.2 Emissioni di microinquinanti nei fumi

I fumi prodotti durante i processi di combustione contengono microinquinanti quali i metalli pesanti.

Con periodicità semestrale o annuale (a seconda delle ore di funzionamento) vengono effettuate, come da PMC, misure sui microinquinanti nei fumi ai camini a cura di strutture certificate ed in presenza di tecnici ARPAS.

Si riportano di seguito gli esiti delle campagne di rilievi effettuate a luglio 2017 ed ottobre 2017:

		TG1		TG2	
UdM: mg/Nm³ 15% O_2	Limite di Emissione	05/07/2017	06/07/2017	24/10/2017	25/10/2017
Be	0.05	0,0003	0,0001	0,0002	0,0001
Cd + Hg + Tl	0.10	0,0012	0,0008	0,0069	0,0024
As + Cr(V) + Co + Ni (respirabile)	0.50	0,0092	0,0227	0,0025	0,0048
Se + Te + Ni (polvere)	1.00	0,0142	0,0081	0,2015	0,0163
Sb + Cr (III) + Mn + Pd + Pb+ Pt + Cu + Rh + Sn + V	5.00	0,0667	0,1900	0,0234	0,3352

3.6.3 Emissioni di CO_2

L'emissione di anidride carbonica durante i processi di combustione è riconducibile alla presenza di carbonio nel combustibile utilizzato per il funzionamento delle unità produttive. L'emissione di tale inquinante contribuisce direttamente al fenomeno dell'effetto serra.

In conseguenza dell'entrata in vigore della normativa dell'Unione Europea che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra in ambito comunitario (EU ETS Emission Trading System), il 28/12/2004 l'impianto ha ottenuto l'autorizzazione (n. 835 di identificativo) ad emettere gas serra ai sensi della Legge 316/2004 rilasciata dal MATTM.

Si riporta nel seguito il dato relativo all'emissione di CO_2 per il triennio 2015 – 2017:

Anno	t CO_2
2015	4932
2016	2187
2017	2927

In ottemperanza alle disposizioni sul sistema di scambio delle quote di emissione dei gas ad effetto serra, Enel ha provveduto ad effettuare annualmente la comunicazione al MATTM delle emissioni di CO_2 prodotte da ciascun impianto. Tale dato è verificato e convalidato da apposito organismo verificatore riconosciuto dal MATTM.

3.6.4 Altre emissioni

Sull'impianto sono presenti altri punti di emissione in atmosfera, che per loro natura sono classificati come "poco significativi". Precisamente:

- emissioni dai 2 motori diesel di lancio dei gruppi di produzione. Motori diesel alimentati a gasolio da 2350 KW utilizzati in fase di avviamento per la messa in rotazione, fino alla velocità di auto sostentamento del gruppo di produzione. Il funzionamento dei diesel di lancio è di circa 15 minuti per ogni avviamento;
- emissione dal motore diesel del gruppo elettrogeno di emergenza. Motore diesel alimentato a gasolio da 950 KW di potenza destinato a fornire energia elettrica necessaria all'avviamento dell'impianto nel caso di totale assenza di energia esterna (black out);
- emissione dei 2 motori diesel delle motopompe antincendio da 500 KW ciascuno.

3.6.5 Emissione di gas lesivi della fascia di ozono

Il gas R22, unico gas lesivo inizialmente presente, non viene più utilizzato ed è stato completamente sostituito con gas non ozono lesivo.

3.6.6 Emissioni di gas ad effetto serra

Presso la centrale di Assemini, all'interno della stazione Terna, sono presenti apparecchiature che utilizzano esafluoruro di zolfo (SF_6). Tale gas è presente in tutti gli interruttori ad alta tensione e nei loro condotti sbarre, nella maggior parte degli interruttori a media tensione e nei condotti sbarra alta tensione dei trasformatori elevatori.

I controlli sulle apparecchiature contenenti SF_6 vengono eseguiti da ditte terze specializzate, secondo quanto previsto dalle vigenti disposizioni di legge.

3.6.7 Emissioni non convogliate

Il Gestore dichiara che non sono presenti in centrale fonti di emissione diffuse o fuggitive.

3.7 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

3.7.1 Tipi di scarico

Tutta l'area di scarico è dotata di appositi reticoli fognari che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti:
a) acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali;
b) acque sanitarie;
c) acque meteoriche non inquinate
Le acque di tipo a) derivano da:
- spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli minerali (sala macchine, edificio servizi industriali, ecc.);
- precipitazione su aree scoperte.

Le acque di tipo a) sono raccolte dalla fognatura oleosa e inviate al disoleatore.

Le acque di apporto di tipo a), possono essere presenti tracce di idrocarburi di origine petrolifera derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi. Nei cicli produttivi tali sostanze non sono utilizzate come materia prima.

Le acque di tipo b) derivano da: servizi igienici e docce degli spogliatoi
Tali reflui vengono inviati in una dedicata fossa imhoff le cui acque risultanti vengono inviate allo scarico.

Le acque di tipo c) derivano da precipitazione su aree sicuramente non inquinabili da oli o altre sostanze. Tali acque sono raccolte da una apposita fognatura e inviate al disoleatore.

Tutte le acque, sia di quelle di tipo b che quelle risultanti dal disoleatore (in cui arrivano quelle di tipo a e c) confluiscono nello scarico SF1.

Si riporta nella successiva tabella si descrivono gli andamenti nel triennio 2015-2017 della qualità delle acque di scarico allo scarico SF1 con monitoraggio semestrale in ottemperanza alle prescrizioni dell' AIA vigente.

Parametro	udm	Gen15	Lug15	Gen16	Lug16	Gen17	Lug17	Media	Limiti Reg. CASIC	Limiti D.lgs.152/ 2006
pH	unita pH	7,91	7,53	6,93	7,8	7,28	7,53	7 5	6,0-8,5	5,5-9,5
solidi sospesi totali	mg/l	2,89	34,4	20,6	5,9	220	2,9	47,78	300	200
BOD5	mg/l	< 18	40	< 18	4,7	16	3	13,62	700	250
COD	mg/l	21,8	203,4	76	17	66	19	67,20	500	500
Cloruri	mg/l	14,5	46,09	42,97	70	16	49	39,76	1200	1200
Fluoruri	mg/l	2,65	4,31	2,77	6,5	3	8,7	4,66	10	12
Fosforo totale (come P)	mg/l	0,07	< 0,06	0,17	< 0,1	< 0,1	< 0,1	0,07	10	10
Azoto ammoniacale (come NH4)	mg/l	< 0,04	0,04	< 0,04	< 0,05	< 0,05	1	0,19	50	30
Azoto nitroso (come N)	mg/l	< 0,04	0,013	< 0,04	0,22	< 0,05	< 0,05	0,05	0,6	0,6
Azoto nitrico (come N)	mg/l	0,115	0,067	2,49	0,63	0,14	< 0,1	0,58	30	30
Grassi e oli animali/vegetali	mg/l	< 0,02	1,24	< 0,02	< 0,5	1,2	1,1	0,64	50	40
Idrocarburi totali	mg/l	< 0,6	< 0,6	< 0,6	< 0,5	1,4	< 0,5	0,47	20	10
Tensioattivi anionici	mg/l	< 0,5	1,06	2,19	< 0,01	< 0,01	< 0,03	0,59	-	-
Tensioattivi non ionici	mg/l	< 0,5	0,3	2,3	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,48	-	-
Solidi sedimentabili	mg/l	< 0,1	< 0,1	< 0,02	< 0,1	7	< 0,1	1,20	10	Assente
Durezza	°F	70	200	120	100	49	130	111,5	-	-
Ferro	mg/l	0,77	0,209	0,058	0,0038	0,325	0,0074	0,23	4	4
Manganese	mg/l	0,073	0,123	< 0,001	0,065	0,076	0,029	0,06	4	4
Nichel	mg/l	< 0,01	0,002	< 0,001	< 0,004	< 0,008	0,002	0,0026	4	4
Rame	mg/l	< 0,01	< 0,01	< 0,001	0,063	< 0,08	0,007	0,02	1	0,4
Stagno	mg/l	< 0,01	< 0,01	< 0,001	0,0045	< 0,2	< 0,3	0,04	-	-
Zinco	mg/l	0,39	0,357	0,019	0,088	0,62	0,08	0,26	5	1

3.7.2 Relazione Descrittiva Sulle Modalità Di Gestione Delle Acque Meteoriche

Impianto trattamento acque reflue (AC2 - attività connessa 2).

L'impianto di trattamento delle acque reflue della centrale di Assemini è dotato di 3 reti fognarie per la raccolta delle seguenti tipologie di acque:

- acque meteoriche e di lavaggio potenzialmente inquinabili da oli minerali;
- acque meteoriche non inquinate;
- acque sanitarie.

Le acque meteoriche e di lavaggio potenzialmente inquinabili da oli minerali derivano da spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli (sala macchine, edificio servizi industriali, ecc.) e da precipitazioni su aree scoperte.

Le stesse sono raccolte dalla fognatura oleosa in una vasca di calma dalla quale per tracimazione sono inviate al disoleatore. Nelle acque di questo tipo possono essere presenti tracce d'idrocarburi di origine petrolifera derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti e da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi.

Nel ciclo produttivo tali sostanze non sono utilizzate come materia prima.

Con frequenza semestrale tali acque vengono analizzate ed i referti vengono trasmessi in sede di rapporto annuale AIA.

Le acque meteoriche non inquinate derivano da precipitazioni su aree non inquinabili da oli o da altre sostanze. Le stesse, tramite apposito sistema di raccolta, vengono convogliate alla vasca di raccolta acque oleose.

Alla rete di fognatura delle acque oleose sono collegati i bacini dei serbatoi, le rampe di scarico delle autobotti, le aree sottostanti le tettoie dove sono alloggiate le elettropompe e i vassoi dei gruppi.

L' impianto di trattamento delle acque (disoleatore) è costituito da una vasca di calma dalla quale, per tracimazione, le acque inquinate da oli passano nella vasca di disoleazione avente capacità pari a 2.000 m^3. Tale vasca risulta interrata, a cielo aperto, di forma parallelepipeda, con pavimento in calcestruzzo impermeabilizzato mediante membrana in polietilene ad alta densità. Nella vasca di disoleazione un discoil raccoglie l'eventuale olio presente e lo invia mediante pompe in una seconda vasca parallelepipeda, del tipo a cielo aperto, da 5 m^3, per il raffinamento dell'operazione di separazione oli. Infine, gli oli vengono inviati in un serbatoio di raccolta cilindrico, verticale, a cielo aperto da 60 m^3.

Tale serbatoio è dotato di cordolo ed ha pavimentazione impermeabilizzata. L'acqua trattata è inviata
tramite 2 pompe in una vasca trappola e da qui, mediante comandi manuali, allo scarico in fogna e, quindi, al depuratore consortile CASIC.

Nella zona adiacente la palazzina degli uffici è presente una fossa Imhoff dedicata ai reflui sanitari derivanti dalla palazzina.

Le acque reflue derivanti dall'impianto di trattamento insieme alle acque domestiche sono scaricate nel collettore fognario SF1 che porta al depuratore del Consorzio CASIC.

Lo scarico è di tipo saltuario con contatore totalizzatore.

3.8 Produzione di rifiuti

L'attività svolta presso l'impianto di Assemini non prevede produzione diretta e costante di rifiuti collegati alla generazione di energia elettrica e le modeste quantità di rifiuti prodotte derivano principalmente dagli interventi di manutenzione delle apparecchiature e dei circuiti; sono classificabili in:

- rifiuti speciali non pericolosi: ferro e acciaio, materiali assorbenti e stracci, imballaggi, rifiuti urbani provenienti dai locali dei servizi logistici e rifiuti biodegradabili (erba) proveniente dalla manutenzione delle aree verdi;
- rifiuti speciali pericolosi: oli esauriti da motori, altri rifiuti oleosi costituiti da materiale assorbente e filtrante, accumulatori al piombo.

Tutte le fasi relative alla gestione dei rifiuti, dalla produzione, al deposito temporaneo ed allo smaltimento, sono svolte nel rispetto della normativa vigente in materia; la gestione dei rifiuti è affidata al personale del Power Plant Sulcis, che è responsabile della corretta classificazione dei rifiuti (attribuzione codici CER), della gestione dei contratti di smaltimento e della verifica delle autorizzazioni delle ditte a cui è affidato il rifiuto, della corretta compilazione documentale del registro rifiuti e dei formulari di trasporto, del controllo di tempi e quantità di rifiuti in deposito temporaneo e della predisposizione del Modello Unico di Dichiarazione annuale (MUD).

I rifiuti sono depositati in apposita area, in parte coperta, (planimetria Allegato B.22 da Scheda B allegata alla documentazione trasmessa dal Gestore per il riesame complessivo dell'AIA in data 30/01/2019 prot.n. Enel-PRO-30/01/2019-001916)) e le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva relativa ai rifiuti prodotti nel triennio 2015-2017.

Codice CER	Descrizione	2015 (t)	2016 (t)	2017 (t)
160115	Liquidi antigelo, diversi da quelli di cui alla voce 160114	-	1,100	-
160509	Sostanze chimiche di scarto diverse da quelle di cui alle voci 160506,160507,160508	14,040	-	-
170107	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diversi da quelli di cui alla voce 17 01 06	1,713	0,467	0,462
170405	Ferro e acciaio	2,850	6,340	83,560
170203	Plastica	0,220	-	-
170504	Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503	-	-	0,190
191308	Rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 191307 (piezometri)	338,520	365,910	368,410
200101	Carta e Cartone	-	0,150	0,400
200139	Plastica	-	0,100	0,160
200201	Rifiuti biodegradabili	2,970	1,920	5,820
200301	Rifiuti urbani non differenziati	1,120	1,830	2,250
200304	Fanghi delle fosse settiche	-	-	3,480
080317*	Toner per stampa esauriti, contenenti sostanze pericolose	-	0,030	-
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	-	2,150	3,200
150202*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	1,041	1,228	1,370
160601*	Batterie al piombo	-	0,520	3,900
170204*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	0,369	0,418	0,090
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	0,216	0,090	0,030

La permanenza dei rifiuti prodotti è gestita in regime di "deposito temporaneo".

3.9 Rumore esterno

L'area immediatamente circostante all'impianto è classificata come "Area prevalentemente Industriale".

Il confinamento dei macchinari in cabinati chiusi consentono un efficace contenimento delle emissioni sonore.

Il tipo di funzionamento richiesto attualmente all'impianto, limitato a brevi periodi a fronte di situazioni di emergenza della domanda di energia elettrica sulla rete nazionale, porta a valutare l'aspetto ambientale dovuto alle emissioni sonore come poco significativo; inoltre le richieste di funzionamento riguardano normalmente periodi diurni corrispondenti al fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale più elevato (periodi di punta), rendendo poco probabile il funzionamento notturno.

Nel mese di giugno 2016 è stata effettuata una campagna di misura, come richiesto dall'AIA, che ha evidenziato il rispetto dei limiti applicabili nell'area come definiti nel Piano comunale di zonizzazione acustica adottato dalla città di Assemini

3.10 Odori

Il Gestore non dichiara nulla in proposito.

3.11 Uso e contaminazione del terreno

La centrale ricade nel Sito di Interesse Nazionale (SIN) del Sulcis-Iglesiente-Guspinese, individuato con Decreto del 18/09/2001 n. 468 e perimetrato con DM 12/03/2003 del MATTM.

Sulla base di quanto sopra, Enel nel 2008 ha trasmesso al MATTM un "Piano di caratterizzazione della centrale di Assemini" ed approvato in Conferenza dei Servizi del07/07/2009.

Le indagini svolte secondo le modalità del Piano nel periodo giugno- luglio 2010, hanno indicato la presenza di alcune situazioni di contaminazione dei terreni e della falda.

Per i terreni è emersa la contaminazione da idrocarburi in corrispondenza di due verticali di indagine adiacenti a due serbatoi interrati di stoccaggio (gasolio).

Per la falda si è riscontrato il superamento delle SCS per manganese e tetracloroetilene.

Le contromisure di sicurezza adottate da Enel sono state:

- messa in sicurezza d'emergenza delle acque di falda, in ottemperanza alle prescrizioni contenute nel documento preparatorio alla Conferenza dei Servizi istruttoria del 20/04/2011;
- svuotamento, bonifica e rimozione dei due serbatoi interrati di gasolio da 50 e 100 m^3 identificati come possibile causa di contaminazione.

Tra il luglio 2013 e il giugno 2014, in risposta a quanto espresso in sede di Conferenza dei Servizi del 20/04/2011 e a quanto concordato con ARPAS (tavolo tecnico del 04/12/2012) e parere ISPRA (nota tecnica del 07/06/2013), sono state quindi effettuate una serie di indagini integrative finalizzate a:

- delimitare l'estensione spaziale della contaminazione da idrocarburi nei suoli nell'intorno nei sondaggi S20 e S23 ed effettuare la speciazione degli idrocarburi sui campioni prelevati ai fini dell'applicazione dell'Analisi di Rischio sito-specifica;
- ri-prelevare campioni di terreno lungo la verticale dei sondaggi S20 e S23 per effettuare la speciazione degli idrocarburi;
- delimitare l'estensione del surnatante eventualmente presente nelle acque di falda a valle idrogeologico del piezometro S23;
- acquisire maggiori informazioni sulle caratteristiche idrogeologiche del sito e elaborare il Modello Concettuale definitivo del sito;
- acquisire dati sito-specifici per l'implementazione dell'Analisi di Rischio sanitario-ambientale;
- reperire maggiori informazioni necessarie per la progettazione degli eventuale interventi di bonifica.

Con nota prot.n.37709 del 02/10/2015, Enel ha inviato alle Autorità Competenti l'Analisi di rischio sanitaria ambientale per i terreni e le acque sotterranee.

A seguito della approvazione della Analisi suddetta è stato implementato il piano di monitoraggio e controllo della falda e costruito un nuovo piezometro POC per il monitoraggio della falda sospesa.

Attualmente le misure prevedono l'esecuzione delle verifiche chimiche trimestrali per i parametri Idrocarburi, manganese e Tetracloroetilene su tutta la rete piezometrica costituita in totale da 7 piezometri.

3.12 Piano di dismissione degli impianti

Con nota U.prot.DVA-2015-0007291 del 16/03/2015 il MATTM ha richiesto la trasmissione del piano di dimissione completo dell'impianto ed il ripristino del sito entro il periodo di validità dell'AIA secondo quanto previsto dal comma 3 dell'articolo 1 del provvedimento di AIA del 25/01/2011 prot.n. DVA-DEC-2011-0000017.

Enel Produzione SpA ha trasmesso in data 29/05/2015 proprio prot. n. 897 al MATTM - Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali ed al MISE – Direzione Generale per l'Energia Nucleare, le Energie Rinnovabili e l'Efficienza Energetica – Divisione II – Produzione elettrica i seguenti documenti inerenti le misure da adottare per la dismissione di impianti ed infrastrutture della centrale e la bonifica ambientale dell'area e dei terreni del sito produttivo:

- documento descrittivo delle misure previste per la dismissione e messa in sicurezza dei Gruppi a Turbina TG1 e TG2 della propria centrale di Assemini (CA);

- C.le Termoelettrica Enel di Assemini (CA): Analisi di Rischio sanitario-ambientale sito specifica (ai sensi del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.) per la contaminazione da Idrocarburi C≤12 e C>12 nei terreni e da Tetracloroetilene (PCE) nelle acque di falda. C.le Termoelettrica Enel di Assemini (CA). Rapporto CESI. (Scheda A.26 allegata alla documentazione trasmessa dal Gestore per il riesame complessivo dell'AIA in data 30/01/2019 prot.n. Enel-PRO-30/01/2019-001916).

3.13 Analisi e confronto delle condizioni di impianto e le BAT-AEL

In relazione alla valutazione delle condizioni operative e/o strutturali della centrale rispetto ai requisiti indicati dalle BAT-AEL per i Grandi Impianti di Combustione ai sensi della "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" il Gestore , come riportato nella sua nota del 30/01/2019 proprio prot.n. Enel-PRO-30/01/2019-0001916 ed acquisita agli atti con prot. DVA.I.0002355 del 31/01/2019, dichiara testualmente:
m) come indicato nell'allegato D15, richiede l'applicazione di deroghe al rispetto dei BAT-AEL, in applicazione dell'articolo 29-sexies. Comma 9-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per i punti di emissione e/o gli scarichi.

Di seguito si riporta quanto espresso in proposito dal Gestore con l'allegato D15 (tratta da Scheda D allegata alla documentazione trasmessa dal Gestore per il riesame complessivo dell'AIA in data 30/01/2019 prot.n. Enel-PRO-30/01/2019-001916):

Considerate ed esaminate le BAT di cui alle decisioni di esecuzione della Commissione dell'Unione Europea (UE) 2017/1442 del 31 luglio 2017 concernenti i grandi impianti di combustione, il Gestore dichiara che per lo Stabilimento in argomento risultano applicate le BAT riportate nelle schede AIA D1.1 e D1.2 per entrambi i gruppi asserviti all'esercizio dell'impianto, che di seguito si riportano:

Comparto/matrice ambientale	Tecnica	Riferimento BAT
1- SGA	Istituire e applicare un sistema di gestione ambientale (SGA)	1
2- Consumo ed efficienza energetica 4- Emissioni convogliate in atmosfera	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Dosaggio e miscela dei combustibili	6.a
2- Consumo ed efficienza energetica 4- Emissioni convogliate in atmosfera	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Manutenzione del sistema di combustione	6.b
2- Consumo ed efficienza energetica 4- Emissioni convogliate in atmosfera	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Sistema di controllo avanzato	6.c
2- Consumo ed efficienza energetica 4- Emissioni convogliate in atmosfera	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Buona progettazione delle apparecchiature di combustione	6.d
2- Consumo ed efficienza energetica 4- Emissioni convogliate in atmosfera	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, ottimizzare la combustione e fare uso della tecnica: Scelta del combustibile	6.e
2- Consumo ed efficienza energetica 4- Emissioni convogliate in atmosfera 3- Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera includere nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1): i) caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati, in conformità alle norme EN o norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente: Per Gasolio: Ceneri; N, C, S ii) prove periodiche della qualità del combustibile iii) adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità.	9

2- Consumo ed efficienza energetica 10- Emissioni sonore 11- Emissioni odorigene	Determinare il rendimento elettrico netto dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica significativa	2
4- Emissioni convogliate in atmosfera	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	8
4- Emissioni convogliate in atmosfera 7- Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali (OTNOC), elaborare e attuare, nell'ambito del SGA (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti mediante: 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	10
4- Emissioni convogliate in atmosfera 7- Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali (OTNOC), elaborare e attuare, nell'ambito del SGA (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti mediante: elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi	10
4- Emissioni convogliate in atmosfera 7- Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali (OTNOC), elaborare e attuare, nell'ambito del SGA (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti mediante: rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive	10
4- Emissioni convogliate in atmosfera 7- Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali (OTNOC), elaborare e attuare, nell'ambito del SGA (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti mediante: valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive	10
4- Emissioni convogliate in atmosfera 7- Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (OTNOC: periodi di avvio e arresto (SU/SD)).	11
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera per flusso di effluenti gassosi: Portata (determinazione periodica o in continuo)	3
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera per flusso di effluenti gassosi: Pressione (misurazione periodica o in continuo)	3
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera per flusso di effluenti gassosi: Tenore di vapore acqueo (misurazione periodica o in continuo)	3
7- Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, tenere distinti i flussi delle acque reflue (acque meteoriche di dilavamento superficiale, acqua di raffreddamento, acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi) e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	14
10- Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, utilizzare: Misure operative - Comprendono: ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature; chiusura di porte e finestre nelle aree di confinamento, se possibile; attrezzature azionate da personale esperto; rinuncia alle attività rumorose nelle ore notturne, se possibile; misure di contenimento del rumore durante le attività di manutenzione	17.a
10- Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, utilizzare: Apparecchiature a bassa rumorosità - Riguarda potenzialmente i compressori, le pompe e i dischi	17.b
10- Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, utilizzare: Attenuazione del rumore - La	17.c

	propagazione del rumore può essere ridotta inserendo barriere fra la sorgente del rumore e il ricevente. Sono barriere adeguate i muri di protezione, i terrapieni e gli edifici	
10- Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, utilizzare: Dispositivi anti rumore - Comprendono: fono-riduttori; isolamento delle apparecchiature; confinamento delle apparecchiature rumorose; insonorizzazione degli edifici	**17.d**
10- Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, utilizzare: Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici - I livelli di rumore possono essere ridotti aumentando la distanza fra la sorgente e il ricevente e usando gli edifici come barriere fonoassorbenti	**17.e**
Emissioni in atmosfera di NOX e CO	Prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NOX mediante: Aggiunta d'acqua/vapore	**37.a**
Emissioni in atmosfera di NOX e CO	Prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di CO mediante: Ottimizzazione della combustione	**38.a**
Emissioni in atmosfera di SOX e polveri	Prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SOX e polveri mediante: Scelta del combustibile	**39.a**
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare secondo norme EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3, EN 14181 le emissioni in aria di NOX - frequenza minima di monitoraggio: in continuo	4
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare secondo norme EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3, EN 14181 le emissioni in aria di CO - frequenza minima di monitoraggio: in continuo	4
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare secondo norme EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3, EN 14181, EN 14791 le emissioni in aria di SO2 - frequenza minima di monitoraggio: in continuo	4
6- Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitorare secondo norme EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3, EN 14181, EN 13284-1, EN 13284-2 le emissioni in aria di Polveri - frequenza minima di monitoraggio: in continuo	4

Per quanto concerne le BAT Conclusions attualmente non applicate, di cui alle schede AIA D2.1 e D2.2, il Gestore conferma la non applicabilità delle stesse in quanto non compatibili con il fattore di utilizzo autorizzato dal Decreto AIA per l'impianto TG di Assemini (massimo di 500 h/anno di esercizio per gruppo).

Il Gestore rappresenta che l'attuale assetto autorizzativo della centrale di Assemini, così come previsto dal DM 0000288 del 21/12/2015 di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale n. DVA-DEC-2011-0000017 del 25/01/2011, prevede l'applicazione dell'esenzione dal rispetto dei valori limite emissivi, prevista per le turbine a gas alimentate a gasolio per casi di emergenza, alla sez. 4 A, punto 3 della parte II dell'allegato II alla parte quinta del D.Lgs. 152/06 e smi.

4 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione del sito web "htpp://www.va.minambiente.it" non risultano pervenute osservazioni da parte del pubblico in relazione alla presente istanza di riesame complessivo dell'AIA.

5 ESITI DELLE ATTIVITA' ISPETTIVE

5.1 Esiti dei controlli e delle ispezioni

Visita ispettiva ordinaria Settembre2012

In data 31/07/2012 è stata trasmessa la comunicazione dell'avvio delle attività di controllo ordinario presso la centrale, effettuata da ISPRA ed ARPA Sardegna nel mese di settembre 2012. Tale ispezione, pur non riscontrando non conformità alle prescrizioni AIA, ha dato luogo ad alcune azioni di miglioramento, richieste al gestore, riconducibili al monitoraggio e controllo e alla gestione ambientale. Conseguentemente il gestore ha inviato la documentazione a supporto alle suddette azioni di miglioramento (sostituzione dei contatori del gasolio in alimentazione, monitoraggio delle emissioni di microinquinanti in atmosfera ecc.).

Visita ispettiva ordinaria dal 03 al 04/08/2017

A seguito del sopralluogo sono state rilevate le seguenti inadempienze e/o irregolarità:

Risultanze e relative azioni da intraprendere

Per effetto della visita in loco sono state individuate alcune condizioni per il Gestore, indicate nei verbali d'ispezione o emerse nel corso degli approfondimenti successivi.
In particolare :
1) Sono stati visionati i due serbatoi posizionati in bacino di contenimento in cemento (AC1 e AC2).
Di questi solo il serbatoio AC2 risulta in esercizio e contenente gasolio. Il serbatoio AC2 è dotato di tetto galleggiante. Il gestore valuterà l'opportunità di definire eventuali modalità di controllo del sistema di tenute del tetto galleggiante.
2) Il GI stabilisce che debba essere redatta una procedura di manutenzione programmata e consuntivazione relativamente alla fossa Imhoff, alla vasca di disoleazione, e alla vasca a setti di separazione acqua olio. Il gestore ha trasmesso agli Enti di Controllo ISPRA ed ARPA Sardegna la suddetta procedura unitamente al programma di manutenzione entro il 28 agosto.
3) Il GI ritiene che la procedura operativa AS_PIR 11 del sistema di gestione della sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevanti acquisita in allegato 9, debba essere inclusa nel sistema di gestione ambientale e di valutare l'opportunità di individuare altri scenari di malfunzionamenti, anomalie ed incidenti, nonché le apparecchiature critiche con potenziali interazioni con le diverse matrici ambientali
4) Il GI ritiene opportuno che la scelta degli 8 punti di misura dell'impatto acustico debba essere dettagliatamente argomentata e riportata su una planimetria con indicazioni fotografiche e di specificare meglio, altresì, la significatività delle condizioni di esercizio, in quanto nella misura del livello di rumore ambientale in notturno la potenza era di 5 MW.
5) Al fine di una migliore e completa rappresentazione delle evidenze oggettive dell'ottemperanza alle prescrizioni AIA, il Gestore dovrà esplicitare all'interno del DAP la documentazione a supporto

e il riferimento. Dovranno altresì essere incluse le prescrizioni che discendono dal Riesame dell'AIA o da eventuali altri atti prescrittivi che si sono aggiunti dalla data di emissione dell'AIA.

6 CONSIDERAZIONI FINALI

Con decreto n. 430 del 22/11/2018 del Direttore Generale della Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali del MATTM che ha disposto Avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per le installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione per l'adeguamento ai requisiti disposti con "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" conseguentemente è stato disposto l'avvio del procedimento di riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con provvedimento DM 288 del 21/12/2015 per l'esercizio della Centrale Termoelettrica di Assemini (CA).
In ottemperanza a tale disposizione, il Gestore ha trasmesso in data 30/01/2019 con proprio prot. ENEL-PRO-30/01/2019-0001916 la necessaria documentazione che è stata acquisita agli atti il 31/01/2019 con prot. DVA/2355.

Si riportano le conclusioni inerenti i confronti con le condizioni disposte dalle BAT Conclusions di cui alla *Decisione UE n. 2017/1442 del 31/07/17 Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili per i grandi impianti di combustione (BATC 2017)* per le sole BAT ritenute di interesse della Centrale di Assemini (CA).

BAT 1 - *Sistemi di gestione ambientale* Caratteristiche del sistema di gestione ambientale applicabile per migliorare la prestazione ambientale complessiva.
Stato: Applicata
La centrale Enel di Assemini (CA) adotta un Sistema di Gestione Ambientale non certificato

BAT 2 - *Monitoraggio* La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente
Stato: Applicata
L'impianto non è destinato alla produzione continuativa o prolungata di energia elettrica e pertanto l'efficienza energetica ed il rendimento globale del ciclo produttivo non sono fattori di principale

rilevanza per questa tipologia di impianto.
Per misurare l'efficienza energetica dell'impianto si utilizza il seguente indicatore:

- consumo specifico netto dell'impianto: kcal contenute nel combustibile impiegato/kWh netti prodotti.

I rendimenti delle sezioni produttive sono sensibilmente superiori a quelli caratteristici di impianto termoelettrico tradizionale (circa il 39%) ed ancor più di quelli dei recenti impianti a ciclo combinato (circa il 56%); la variazione riscontrabile da un anno all'altro è dovuta principalmente al numero di ore di funzionamento per ogni intervento e al numero di ore totali e soprattutto dal numero di avviamenti, in quanto i tempi di avviamento, seppur rapidi, comportano un consumo di gasolio a fronte di ridotta produzione di energia elettrica.

BAT 3 - *Monitoraggio*
La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito.

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

(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.

Stato: Applicata

Le azioni previste dal PMC in vigore prevedono anche il monitoraggio dei parametri individuati dalla BAT 3

BAT 4 - *Monitoraggio*
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

Stato: Applicata

Le emissioni in atmosfera sono monitorate con modalità e frequenze indicate dal PMC in vigore.

BAT 6a - ***Monitoraggio***
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 indicate di seguito.
a. Dosaggio e miscela dei combustibili, garantire stabili condizioni di combustione e/o ridurre l'emissione di inquinanti miscelando qualità diverse dello stesso tipo di combustibile.
Stato: Applicata
Si utilizza come combustibile il solo gasolio BTZ, pertanto, non sussiste la necessità di provvedere alla miscelazione di qualità diverse dello stesso tipo di combustibile.

BAT 6b - ***Monitoraggio***
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 indicate di seguito.
b. Manutenzione del sistema di combustione Manutenzione regolare programmata conformemente alle raccomandazioni dei fornitori
Stato: Applicata
La manutenzione del sistema di combustione ha luogo nei tempi e con le modalità previste in proposito dai piani aziendali di manutenzione

BAT 6c - ***Monitoraggio***
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 indicate di seguito.
c. Sistema di controllo avanzato Cfr. descrizione alla sezione 8.1.
Stato: Applicata
Un sistema di comando e controllo sovrintende alle operazioni di avviamento, arresto e variazioni di carico delle unità di produzione ed esegue il controllo automatico dei parametri di funzionamento.

BAT 6d - ***Monitoraggio***
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 indicate di seguito.
d. Buona progettazione delle apparecchiature di combustione Buona progettazione del forno, delle camere di combustione, dei bruciatori e dei dispositivi connessi
Stato: Applicata

Tutte le componenti di combustione sono state progettate secondo i criteri di buona norma in vigore al momento della realizzazione.

BAT 6e - ***Monitoraggio***
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 indicate di seguito.
e. Scelta del combustibile Scegliere, tra i combustibili disponibili, quello/i con il migliore profilo dal punto di vista ambientale (basso tenore di zolfo e/o di mercurio), o sostituire totalmente o parzialmente il/i combustibile/i utilizzato/i con detti combustibili, anche nelle fasi di avviamento o quando si utilizzano combustibili di riserva
Stato: Applicata
Si utilizza gasolio a BTZ per contenere i livelli emissivi degli inquinanti

BAT 8 - Sistemi di trattamento dei gas di scarico
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.
Stato: Applicata
Il controllo dello stato di funzionamento dei sistemi di abbattimento delle emissioni e delle modalità operative sono regolate dalle apposite procedure aziendali a tal riguardo progettate.

BAT 9 - ***Sistemi di gestione ambientale***
Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale.
Stato: Applicata
I combustibili utilizzati sono sottoposti a verifica secondo le linee indicate nel SGA

BAT 10 - ***Sistemi di gestione ambientale***
Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale , un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi: — adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto); — elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi; — rassegna e registrazione delle

emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive; — valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive.
Stato: Non Applicata
Il Gestore, con la documentazione trasmessa per il riesame complessivo dell'AIA e nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale adottato, non fornisce esaustive informazioni inerenti la gestione delle "condizioni di esercizio degli impianti diverse da quelle normali"

BAT 14 - Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua
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.
Stato: Applicata
Le varie tipologie di acque reflue (industriali e meteoriche inquinate, sanitarie e meteoriche non inquinate) prodotte e presenti in centrale sono raccolte e trattate separatamente.

BAT 17a - Emissioni sonore
Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito. **a**. Misure operative Comprendono: —ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature — chiusura di porte e finestre nelle aree di confinamento, se possibile — attrezzature azionate da personale esperto — rinuncia alle attività rumorose nelle ore notturne, se possibile —misure di contenimento del rumore durante le attività di manutenzione
Stato: Applicata
Il confinamento dei macchinari in cabinati chiusi consentono un efficace contenimento delle emissioni sonore. Il tipo di funzionamento richiesto attualmente all'impianto, limitato a brevi periodi a fronte di situazioni di emergenza della domanda di energia elettrica sulla rete nazionale. Le richieste di funzionamento riguardano normalmente periodi diurni rendendo poco probabile il funzionamento notturno.

BAT 17b - Emissioni sonore
Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito. **b**. Apparecchiature a bassa rumorosità Riguarda potenzialmente i compressori, le pompe e i dischi
Stato: Applicata
I livelli di emissione di rumore delle apparecchiature rispettano i requisiti di legge in vigore.

BAT 17c - Emissioni sonore Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito. **c**. Attenuazione del rumore La propagazione del rumore può essere ridotta inserendo barriere fra la sorgente del rumore e il ricevente. Sono barriere adeguate i muri di protezione, i terrapieni e gli edifici
Stato: Applicata
Il confinamento dei macchinari in cabinati chiusi consentono un efficace contenimento delle emissioni sonore.

BAT 17d - Emissioni sonore Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito. **d.** Dispositivi anti rumore Comprendono: — fono-riduttori — isolamento delle apparecchiature — confinamento delle apparecchiature rumorose — insonorizzazione degli edifici
Stato: Applicata
Le apparecchiature sono sistemate all'interno di locali realizzati con pannelli modulari prefabbricati composti da una lamiera zincata e da una lamiera interna perforata riempita con materiale insonorizzante.

BAT 17e - Emissioni sonore Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito. **e**. Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici I livelli di rumore possono essere ridotti aumentando la distanza fra la sorgente e il ricevente e usando gli edifici come barriere fonoassorbenti
Stato: Applicata
L'area immediatamente circostante all'impianto è classificata come "Area prevalentemente Industriale". Non si registra nelle immediate vicinanze della centrale la presenza di abitazioni o infrastrutture destinate ad ambienti di vita, studio, riposo ecc.

BAT 37a - Turbine a gas alimentate a gasolio Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito. **a**. Aggiunta d'acqua/vapore
Stato: Applicata
il sistema di Water Injection adottato su entrambi i gruppi asserviti all'impianto consente, con la

tecnologia di iniezione di acqua (WI) in camera di combustione, la riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto agendo sulla temperatura di combustione.

BAT 38a - Turbine a gas alimentate a gasolio Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di CO risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito. **a.** Ottimizzazione della combustione
Stato: Applicata
Le emissioni monossido di carbonio (CO) e Polveri risultano ininfluenti nel computo totale emissivo dell'impianto in quanto si provvede ad ottimizzare le condizioni di combustione per le turbine (temperatura di combustione circa 500-540 °C)

BAT 39a - Turbine a gas alimentate a gasolio Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SOx e polveri risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare la tecnica indicata di seguito **a.** Scelta del combustibile
Stato: Applicata
Si utilizza gasolio a BTZ per contenere i livelli emissivi di SOx

7 CONCLUSIONI

In conclusione,

considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'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 parziale dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti);

Il GI ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 152/2006 e smi se saranno rispettate le prescrizioni di seguito indicate.

7.1 Capacità produttiva

Il Gestore dovrà attenersi alla potenza termica nominale di 620 MWt dichiarata nella domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale presentata in data 28/07/2006 e nei successivi atti integrativi.

Tutte le procedure indicate dal Gestore nella domanda s'intendono esplicitamente prescritte al Gestore medesimo.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente e di Controllo; ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

7.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime

Il Gestore è autorizzato all'utilizzo dei seguenti combustibili, definiti nelle caratteristiche merceologiche ai sensi delle normative vigenti:

- **Gasolio**

Il Gestore è autorizzato ad esaurire eventuali scorte di gasolio in deposito nell'impianto in caso di chiusura della centrale.

7.3 Efficienza energetica

Il Gestore deve garantire il mantenimento di quanto previsto dalla BAT 36 della D.E.2017/1442/UE, ed in particolare dovrà garantire un rendimento elettrico netto di riferimento superiore al 33,00 %;. Nel caso la singola turbina sia esercita < 1500 ore/anno tale BAT-AEEL non si applica.

Si prescrive la determinazione del rendimento elettrico netto effettivo per ogni anno e di riportarlo nella relazione annuale. Nel caso la singola turbina sia esercita < 1500 ore/anno il gestore dovrà dare comunicazione a ISPRA delle ore di esercizio della singola turbina. Emissioni in aria

7.3.1 Emissioni convogliate

Le emissioni derivano dal processo di combustione che avviene nei gruppi a turbina e sono convogliate in atmosfera attraverso i due camini, alti circa 18 metri.
Si prescrive che il funzionamento dell'impianto, come previsto anche dal DEC/VIA/701 del 20.02.1991 DM 288 del 21/12/2015, non potrà eccedere le 500 ore/anno per ciascun gruppo e che dovrà rivestire le caratteristiche di essenzialità ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale, come dichiarato dal MISE entro il 31 gennaio di ogni anno, pena la decadenza dell'AIA per l'esercizio delle turbine, con immediato avvio delle procedure di dismissione.

Sigla del camino	Descrizione	Caratteristiche		Portata massima (Nm^3/h) ($15\%O_2$)	Inquinanti	VLE AIA (1) (mg/Nm^3 rif $15\%O_2$)	Flusso di massa T/anno (2)
		Altezza (m)	Sezione bocca di uscita (m^2)				
1	Scarico TG1	18	6,5	941.141	Nox espressi come NO_2	100	42,35
					CO	100	14,12
					Polveri	10	2,35
					SO_2	10	
2	Scarico TG2	18	6,5	941.141	Nox espressi come NO_2	100	42,35
					CO	100	14,12
					Polveri	10	2,35
					SO_2	10	

NOTE:

(1) Valori limite di emissione riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari al 15% nelle condizioni normali (273,15K e 101,3kPa)

(2) I limiti in flusso di massa sono ricavati a partire dalle concentrazioni che furone autorizzate con decreto DVA DEC 2011 - 000017 del 25/01/2011 pari a (NOX 90 mg/Nm3 , CO 30 mg/Nm3, e polveri 5 mg/Nm3, considerando 500 ore/anno di esercizio e una portata fumi dichiarata alla capacità produttiva di 941.141 Nm3/h. I limiti in flusso di massa dovranno essere rispettati indipendentemente dal raggiungimento o meno del minimo tecnico.

Sono altresì autorizzate le seguenti emissioni in atmosfera, in qanto emissioni non significative"

Sigla del camino	Descrizione	Durata massima emissione (1)
3	Scarico motore diesel di lancio TG1 (P=2,350 MWt)	Episodica (circa 15 minuti per ogni avviamento TG)
4	Scarico motore diesel di lancio TG2 (P=2,350 MWt)	Episodica (circa 15 minuti per ogni avviamento TG)
5	Scarico motore diesel gruppo elettrogeno di emergenza (P=950 kW)	in caso di emergenza
6	Scarico 2 motopompe antincendio (P=500 kW)	in caso di emergenza
7	Sfiato serbatoio gasolio gruppo elettrogeno di emergenza 0,5 m^3	episodica
8	Sfiato 2 serbatoi gasolio motopompe antincendio da 1,5 m^3	episodica
9	Sfiato serbatoio gasolio motore lancio TG1 2 m^3	episodica
10	Sfiato serbatoio gasolio motore lancio TG2 2 m^3	episodica
11	Sfiato da 2 serbatoi di gasolio da 15.350 m^3	continua
12	Sfiato da serbatoio per travaso gasolio da 100 m^3	continua
13	Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	continua
14	Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	continua
15	Emissioni Officina (2)	continua

NOTE:

(1) La durata dell'emissione dipende dalla durata del funzionamento delle due turbine;

(2) Il Gestore ha dichiarato che, all'interno dell'officina, non sono effettuate operazioni di saldatura (affidate a terzi o compiute all'aperto) e che la stessa viene utilizzata come ricovero per mezzi e attrezzature.

Tutti i limiti prescritti ad eccezione di quelliin flusso di massa, non si applicano durante le fasi di avviamento e arresto degli impianti solo per il periodo in cui gli stessi si trovano al di sotto del Minimo Tecnico.

Relativamente alla frequenza delle misurazioni, vista la discontinuità nell'utilizzo delle turbine, si prescrive, che vengano eseguite almeno con cadenza annuale, per NO_x e CO, SO_2 e polveri o in alternativa al conseguimento di ¼ delle ore di funzionamento autorizzate (ovvero 125h). Le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione e che siano rappresentativi di almeno un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio piu'gravose, non supera il valore limite di emissione.

Si prescrive di dare comunicazione entro 24 ore al Comune di Assemini ed alla Regione Sardegna, Assessorato alla difesa dell'ambiente, dei dati relativi alle accensioni, alle durate di funzionamento ed agli spegnimenti dell'impianto, e di inviare agli Enti Locali ed alle Autorità di Controllo competenti un report trimestrale contenente i dati relativi al funzionamento dei due gruppi a turbina e alle rispettive emissioni rilevate.

Fermo restando che, per quanto non espressamente specificato, rimangono validi i limiti di cui al D. Lgs n. 152/06, si prescrive il rispetto dei seguenti valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti:

Valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti, espressi come metallo	
Parametri	**Valore limite**
Be	0,05 mg/Nm^3
Berillio e suoi composti, espressi come Berillio (Be)	
Cd +Tl	0,05 mg/Nm^3
Cadmio e suoi composti, espressi come Cadmio (Cd)	
Tallio e suoi composti, espressi come Tallio (Tl)	
Sb + As + Co +Cr + Mn + Ni + Pb + Cu + V + Sn	0,5 mg/Nm^3
Antimonio e suoi composti, espressi come Antimonio (Sb)	
Arsenico e suoi composti, espressi come Arsenico (As)	
Cobalto e suoi composti, espressi come Cobalto (Co)	
Cromo e suoi composti, espressi come Cromo (Cr)	
Manganese e suoi composti, espressi come Manganese (Mn)	
Nichel e suoi composti, espressi come Nichel (Ni)	
Piombo e suoi composti, espressi come Piombo (Pb)	
Rame e suoi composti, espressi come Rame (Cu)	

Stagno e suoi composti, espressi come Stagno (Sn)	
Vanadio e suoi composti, espressi come Vanadio (V)	

7.3.2 Emissioni non convogliate

Il Gestore dichiara che per le lavorazioni, i materiali e le sostanze utilizzate dall'impianto, non si rilevano emissione diffuse o fuggitive di qualche rilevanza.

Eventuali azioni di monitoraggio sono individuate nell'ambito del PMC.

7.4 Emissioni in acqua

La centrale di Assemini possiede un unico scarico idrico finale SF1 che convoglia tutte le acque reflue dell'impianto nel collettore fognario consortile il quale, a sua volta, scarica le acque nel depuratore del consorzio industriale CASIC (Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari).

Relativamente alle emissioni di inquinanti dello scarico SF1 – premesso che dalle analisi effettuate risultano già rispettati anche i valori limite di emissione in fognatura di cui al D. Lgs. n. 152/06 e che la prescrizione di detti limiti sarebbe, comunque, vanificata dalla circostanza che le acque scaricate nel depuratore del consorzio industriale CASIC si mescolano a quelle scaricate da terzi - si prescrive che lo stesso debba rispettare esclusivamente i valori limite di accettabilità contenuti nel *"Regolamento per il Sistema di Raccolta e trattamento degli scarichi"*, approvato con provvedimento n. 40235/95 del 3/9/1996, dell'Assessore della Difesa dell'Ambiente della Regione Autonoma della Sardegna e sue eventuali modifiche e/integrazioni.

Parametri inquinanti	Unità di misura	Limiti applicabili per lo scarico delle acque nella "fognatura nera" consortile
Concentrazioni ioni idrogeno	ph	6.0 – 8,5
Solidi sospesi totali	mg/l	300
BOD_5	mgO_2/l	700
COD	mgO_2/l	500
Azoto ammoniacale	$mgNH_4^+/l$	50
Fosforo totale	mg P/l	10
Tensioattivi totali	mg/l	10
Cloruri	mg/l	1200
Grassi e oli animali e vegetali	mg/l	50
Solidi sedimentabili	ml/l	10
Idrocarburi totali	mg/l	20
Fluoruri	mg/l	10
Manganese	mg/l	4
Durezza	mg/l	-
Ferro	mg/l	4
Nichel	mg/l	4
Rame	mg/l	1
Zinco	mg/l	5
Azoto nitrico	mg N/l	30
Azoto nitroso	mg N/l	0,6

Si prescrive l'effettuazione di un monitoraggio semestrale degli inquinanti pertinenti allo scarico SF1, le cui risultanze dovranno essere trasmesse all'Autorità Competente e di Controllo.

7.5 Emissioni sonore e vibrazioni

Si prescrive il rispetto dei limiti previsti dal DPCM 14.11.1997 e dalla zonizzazione acustica comunale; in caso di superamento dei suddetti limiti , il gestore dovrà identificare gli ulteriori interventi di risanamento tecnicamente fattibili e dovrà intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui recettori a valle dei quali dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutarne l'efficacia.
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 comprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto.
Ai fini della verifica dei limiti sopra indicati, dovrà essere eseguita una campagna di monitoraggio quadriennale, da effettuarsi in accordo con l'Autorità di Controllo, come specificato nel PMC. Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante le campagne di misura con l'impianto alla massima potenza, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. del 16/03/1998, nonché del rispetto dell'eventuale normativa regionale..

7.6 Suolo e sottosuolo

Il rischio di contaminazione di suolo, sottosuolo e acque sotterranee va valutato alla luce della presenza dello stoccaggio e dell'utilizzo di gasolio e oli lubrificanti.

Si prescrive quanto segue:

- la predisposizione di una nota aggiornata e dettagliata in merito all'utilizzo delle aree non pavimentate presenti nell'impianto ed alla tipologia della pavimentazione ove presente, con riferimento alle sue caratteristiche di impermeabilità;
- la continuazione dei controlli dello stato di conservazione di apparecchiature, linee, serbatoi, bacini di contenimento e sistema fognario, come da prescrizione vigente;

Inoltre, la movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti deve avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici recettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante.
Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

7.7 Rifiuti

Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei Rifiuti al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico fisiche. Il Gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e, successivamente, ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.
Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore; in particolare, il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dalla normativa vigente e, durante il loro trasporto, devono essere accompagnati

dal formulario d'identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.
Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito temporaneo, messa in riserva e/o deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- 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;
- ciascuna area di stoccaggio deve essere segnalata opportunamente, differenziando per tipologia di rifiuto; il rifiuto stoccato deve essere identificato riportando i codici EER, lo stato fisico e la pericolosità;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
- tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti devono essere gestite coerentemente con le prescrizione di cui al precedente paragrafo. Ove la disciplina di settore non preveda espressamente obblighi differenti, tali acque devono essere collettate 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;
- 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;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili (contenenti rifiuti liquidi) devono assicurare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e d'indicatori e di allarmi di livello;
- 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.
- 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 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 contenitori e/o 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 successive modifiche e al D.M. 392/1996. In particolare, qualora la produzione degli oli esausti, superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. 95/92, per il detentore il rispetto delle condizioni di cui agli artt. 6 e 8 del decreto stesso. A tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.
- 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.

In relazione al codice 200121* si prescrive che la raccolta e lo stoccaggio avvenga garantendo l'integrità dei tubi (ad esempio con il riutilizzo degli imballaggi originali).
Deve essere, altresì, indicata l'ubicazione delle eventuali aree di trattamento dei rifiuti speciali eventualmente presenti nello stabilimento, con la specificazione della tipologia di quelli trattati - con relativi codici EER - ed indicazione dei quantitativi massimi trattati e della destinazione finale.
La gestione dei rifiuti deve essere basata sui principi di riduzione, riutilizzo e riciclaggio in modo da minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e da ridurre l'impatto con l'ambiente.
I rifiuti prodotti rientrano nelle categorie di rifiuti urbani (derivanti dalle attività di manutenzione e domestiche) e rifiuti speciali, ulteriormente suddivisi in non pericolosi e pericolosi, secondo le disposizioni indicate dalla normativa vigente
Devono essere raccolti in maniera differenziata e stoccati in appositi contenitori suddivisi per tipologia di rifiuto, evitando mescolamenti, conformemente a quanto segue :

- i diluenti per vernici, i solventi infiammabili, derivanti da attività manutentive dovranno essere stoccati in un'apposita area in base alla loro potenziale pericolosità;
- i contenitori per prodotti chimici vuoti data la possibile presenza di residui dovranno essere stoccati separatamente;
- gli oli esausti, acidi, batterie esauste ed accumulatori, stracci oleosi, panni assorbenti oleosi, aerosol, vernici, ed altri rifiuti speciali dovranno essere differenziati e stoccati separatamente in base alla tipologia di appartenenza, separati da quelli non pericolosi e dai rifiuti pericolosi non compatibili
- il carbone attivo esausto deve essere stoccato in apposito contenitore sigillato e conferito al produttore per la rigenerazione
- al fine di consentire il corretto smaltimento o recupero è necessario che il Gestore, eventualmente, avvalendosi di laboratori esterni qualificati e certificati effettui la caratterizzazione dei rifiuti non identificati; i campioni dovranno essere prelevati unicamente da personale competente in modo da assicurare che vengano adottate tutte le necessarie misure di sicurezza e che vengano utilizzate le idonee attrezzature; il

campionamento verrà effettuato in modo che i campioni prelevati siano rappresentativi e debitamente etichettati; una volta caratterizzati e classificati, i rifiuti verranno debitamente stoccati ed imballati.

Una volta classificati e differenziati, rispettando i limiti temporali o quantitativi previsti dal deposito temporaneo, i rifiuti devono essere debitamente stoccati ed imballati nelle specifiche aree dedicate alla gestione dei rifiuti pericolosi e non della centrale, dotate di un opportuno sistema di copertura.

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere e convogliare le acque di dilavamento e gli eventuali sversamenti accidentali, con divieto di svolgere lavori che comportino l'uso di fiamme libere o attività che possano potenzialmente produrre scintille senza l'adozione di idonee precauzioni.

Deve essere assicurato che le infrastrutture di drenaggio delle aree di stoccaggio siano dimensionate in modo tale da poter contenere ogni possibile spandimento di materiale contaminato e che rifiuti con caratteristiche fra loro incompatibili non possano venire in contatto gli uni con gli altri, anche in caso di sversamenti accidentali.

La presenza di buone procedure operative e di manutenzione devono garantire la caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, la loro separazione in base alla specifica tipologia, ed un sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.

Eventuali variazioni rispetto all'elenco di rifiuti contenuto nell'autorizzazione e rispetto alla gestione dei depositi temporanei dovranno essere comunicati all'Autorità Competente ed a quella preposta per il controllo nell'ambito del reporting annuale.

Inoltre, il Gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno, secondo le modalità specificate nel piano di monitoraggio e controllo, quanto segue:

- tonnellate di rifiuti prodotti nell'anno precedente;
- tonnellate di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente;
- produzione specifica di rifiuti (kg annui prodotti/ton di combustibile utilizzato e kg annui prodotti/MWh generati);
- indice di recupero dei rifiuti annuo (%): kg annui di rifiuti inviati al recupero/kg annui di rifiuti prodotti;
- criterio di gestione dei depositi temporanei.

Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione; per tale attività il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).

Si prescrive il rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente in materia. In particolare, si prescrive quanto segue:

1) i rifiuti depositati non devono contenere policlorodibenzodiossine, policlorodibenzofurani, policlorodibenzofenoli in quantità superiore a 2,5 parti per milione (ppm), né policlorobifenile e policlorotrifenili in quantità superiore a 25 parti per milione (ppm);

2) i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento secondo una delle seguenti modalità alternative, a scelta del produttore, 1) con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito; 2) quando il quantitativo di rifiuti in deposito raggiunga complessivamente i 30 metri cubi di cui al massimo 10 metri cubi di rifiuti pericolosi. In ogni caso il deposito temporaneo non può avere durata superiore ad un anno;
3) il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito dell'obbligo di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, 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. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.

Il Gestore sarà, comunque, tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento.

7.8 Odori

Il gestore è tenuto a mantenere in efficienza tutte le procedure tecnico-operative necessarie a limitare le emissioni odorigene.

8 PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI

Si raccomanda un adeguamento al sistema di gestione ambientale SGA in modo conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e/o regolamento EMAS.

9 MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI

Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento senza determinare effetti ambientali di rilievo.
A tal fine il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, Regione Sardegna e al Comune di Assemini, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. A tal fine il Gestore deve

dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.
A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato, ai quali non è stata posta la necessaria attenzione in forma preventiva con interventi strutturali e gestionali.
Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, Regione Sardegna e al Comune di Assemini, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.
In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o fax e, comunque, nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, nonché alla Regione Sardegna, Provincia di Cagliari ed al Comune di Assemini. Inoltre, 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.
Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.

10 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

In relazione al piano di dismissione e messa in sicurezza presentato da ENEL il 29.05/2015 prot DVA 2015- 0014545 del 01/06/2015 si prescrive la presentazione di quanto già realizzato in conformità a quanto dichiarato e di un aggiornamento del piano di dismissione e di bonifica del sito omnicomprensivo dei tempi di realizzazione entro tre mesi dal rilascio dell'AIA.La documentazione dovrà essere presentata all'Autorità Competente e all'ISPRA.
Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate.
Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06.

11 PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E ATTI SOSTITUITI

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.

Il presente parere sostituisce quello allegato al decreto di autorizzazione DVA-DEC -2011-17 del 25/01/2011 rilasciato a ENEL Produzione S.p.A. per l'esercizio della Centrale Termoelettrica di Assemini (CA), e i relativi successivi atti di modifica ed aggiornamento , ovvero:
-Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale al sistema di caricamento e travaso del gasolio ;alienazione del serbatoio ACO03 e rimozione serbatoio interrato ACO06. DVA 3102 del 8/2/2016
-Riesame avviato adempimento prescizione AIA verifica ottemperanza alla prescrizione art1 comma3 del decreto AIA "Piano di adeguamento". DVA 2015 -17831 del 8/7/2015
-Riesame avviato in adempimento prescrizione AIA. DM 288 del 21/12/2015

12 SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il Gestore è tenuto ad assolvere ad ogni obbligo di natura finanziaria derivate dal rilascio dell'AIA nonché dalle prescrizioni in materia di rifiuti, con particolare riferimento agli obblighi discendenti dall'art. 208 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..

13 DURATA, RINNOVO E RIESAME

Rilevato che il Gestore ENEL PRODUZIONE S.P.A non dispone per la centrale sita in Assemini di alcuna delle suddette certificazioni, la presente Autorizzazione Integrata Ambientale ha durata di **anni 10.**
Infine, il Gestore prende atto che, ai sensi della normativa vigente, l'Autorità Competente può effettuare il riesame del provvedimento emanato, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, quando:

a) l'inquinamento provocato dall'impianto 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;

b) le migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi;

c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;

d) nuove disposizioni legislative comunitarie o nazionali lo esigono.

14 AGGIORNAMENTI AL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo sarà aggiornato in linea con le modifiche definite nel PIC.

m_amte.MATTM_.REGISTRO UFFICIALE.INGRESSO.0016301.04-03-2020

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per la Crescita sostenibile e la Qualità dello Sviluppo
Dott. Antonio Ziantoni
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 Enel centrale termoelettrica di Assemini ID 9936**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo *(CIPPC.Registro Ufficiale.U.168 del 11/02/2020 nota acquisita da ISPRA con prot. 6477 del 11/02/2020)* relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

SERVIZIO PER I RISCHI E LA SOSTENIBILITA' AMBIENTALE DELLE TECNOLOGIE, DELLE SOSTANZE CHIMICHE, DEI CICLI PRODUTTIVI E DEI SERVIZI IDRICI E PER LE ATTIVITA' ISPETTIVE
Il Responsabile
Dr. Ing. Gaetano Battistella

All. c.s.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	**ENEL PRODUZIONE S.P.A. - CENTRALE DI ASSEMINI**
LOCALITA'	**Assemini (CA)**
DATA DI EMISSIONE	**27/02/2020**
NUMERO TOTALE DI PAGINE	**64**
Referenti ISPRA	**Carlo Carlucci**
Coordinatore	**Roberto Borghesi - responsabile della Sezione Analisi integrata delle tecnologie e dei cicli produttivi industriali.**

INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA 4
PREMESSA 4
FINALITA' DEL PIANO 5
STRUTTURA DEL PIANO 5
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO 5

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI 5
1. GENERALITA' DELLO STABILIMENTO E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI 9
1.1. Generalità dello Stabilimento 9
1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie 9
1.3. Consumo di combustibili 10
1.4. Caratteristiche dei combustibili 11
1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili 12
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI 13
2.1. Consumi idrici 13
2.2. Produzione e consumi energetici 13
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA 14
3.1. Emissioni convogliate 14
3.1.1. Punti di emissione convogliata 14
3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria 15
3.2. Prescrizioni sui transitori degli impianti di combustione 16
3.3. Emissioni non convogliate 17
4. EMISSIONI IN ACQUA 22
5. RIFIUTI 23
6. EMISSIONI ACUSTICHE 25
7. EMISSIONI ODORIGENE 26
8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO 26
9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE 27

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI 30
10. ATTIVITÀ DI QA/QC 30
10.1. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici 30
10.2. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità 31

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI 31
11.1. Combustibili 34
11.2. Emissioni in atmosfera 34
11.3. Scarichi idrici 38
11.4. Livelli sonori 45
11.5. Rifiuti 45
11.6. Misure di laboratorio 45
11.7. Controllo di apparecchiature 46

SEZIONE 3 – REPORTING 47
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC 47
12.1. Definizioni 47
12.2. Formule di calcolo 48
12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità 49
12.4. Validazione dei dati 50
12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio 50
12.6. Eventuali non conformità 50
12.7. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali 50
12.8. Obbligo di comunicazione annuale 52
12.9. Reporting in situazioni di emergenza 61
12.10. Gestione e presentazione dei dati 62
QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO 63

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. 244 del 06/09/2013 e s.m.i..

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

1. **Riesame Complessivo** dell'AIA, **ID 79/9936** finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT di cui alla decisione di esecuzione 2017/1442 del 31 luglio 2017

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	*ID_79_9936_CTE-L_ENEL Centrale di Assemini _ASSEMINI_CA_PMC_rev0_06_12_2019*	06/12/2019	**ID 79/9936** RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento dell'intero Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo di cui al prot. CIPPC-2028 del 19/11//2019
1	*ID_79_9936_CTE-L_ENEL Centrale di Assemini _ASSEMINI_CA_PMC_rev1_27_02_2020*	27/02/2020	**ID 79/9936** RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento del Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo di cui al prot. CIPPC-168 del 12/02/2020.

*Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** sopra menzionate (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.)."*

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è stato redatto in coerenza con il Parere Istruttorio conclusivo (PIC) e in riferimento al *JRC Reference Report on Monitoring of Emissions to Air and Water from IED Installations* e rappresenta parte essenziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo 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 prescritti.

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di attuare degli aggiustamenti del presente piano, il Gestore potrà fare istanza all'Autorità di Controllo supportata da idonee valutazioni ed argomentazioni documentate, previa comunicazione all'Autorità Competente.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del presente PMC, il Gestore deve 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 e di valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali e necessarie azioni correttive con la verifica dell'efficacia degli interventi posti in essere.

FINALITA' DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies (Autorizzazione Integrata Ambientale), comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il Piano di Monitoraggio e Controllo che segue, ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA relativa all'attività IPPC (e le eventuali attività non IPPC tecnicamente connesse con l'esercizio) dell'installazione in oggetto ed è parte integrante ed attuativa dell'AIA.

Il monitoraggio dell'attività IPPC (e le eventuali attività non IPPC tecnicamente connesse con l'esercizio) può essere costituito dalla combinazione di:

- registrazioni amministrative, verifiche tecniche e gestionali
- misure in continuo;
- misure discontinue (periodiche ripetute sistematicamente);
- stime basate su calcoli o altri algoritmi utilizzando parametri operativi del processo produttivo.

STRUTTURA DEL PIANO

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo comprende 3 sezioni principali:

- *SEZIONE 1: autocontrolli, a carico del Gestore*
- *SEZIONE 2: metodologie per gli autocontrolli;*
- *SEZIONE 3: reporting annuale relativo al precedente anno di esercizio.*

L'Autocontrollo è la componente principale del Piano di Monitoraggio e Controllo relativa all' impianto che, sotto la responsabilità del Gestore, assicura un monitoraggio degli aspetti ambientali dell'attività costituiti dalle emissioni nell'ambiente (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, smaltimento rifiuti e consumo di risorse naturali) in coerenza con quanto prescritto nel Parere Istruttorio Conclusivo.

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

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 EN 17025:2018 e, per quanto riguarda il campionamento dei rifiuti, redatto in base alla norma UNI EN 14899:2006.

3. La misura dei parametri stabiliti nel presente piano deve essere effettuata nelle più gravose condizioni di esercizio
4. Il gestore dovrà predisporre l'accesso 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 devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, nel rispetto delle norme vigenti in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.
5. 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 DEGLIN 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, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito;

2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere

[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.

realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

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'Autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

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'Autorità di controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Autorità di controllo.

2. Tutti i rapporti che dovranno essere trasmessi all'Autorità di Controllo 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'Autorità di Controllo nel mese di aprile, agosto e dicembre 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 quando 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 quadrimestrale all'Autorità di Controllo nel mese di aprile, agosto e dicembre di ciascun anno.

5. Decommissioning: il Gestore deve predisporre un Piano di cessazione/dismissione di massima con annesso crono programma/Gantt di attuazione al fine di individuare le misure adeguate per limitare qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione delle attività. Tale Piano dovrà essere trasmesso all'Autorità di Controllo nell'ambito del primo reporting annuale.

   Il Piano di dismissione con il relativo crono programma dovrà essere integrato con i dovuti dettagli qualora il Gestore decidesse di attuare la dismissione e di trasmetterlo all'Autorità Competente e Autorità di Controllo almeno 1 anno prima dell'avvio dei lavori.

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

1. GENERALITA' DELLO STABILIMENTO 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, deve essere compilato e trasmesso all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo con cadenza annuale.

1.1. Generalità dello Stabilimento.

Lo Stabilimento 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. Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime, semilavorati e materie ausiliarie dichiarate in AIA, come precisato nella seguente tabella.

Principali materie prime e ausiliarie

Denominazione/codice CAS	**Classificazione di pericolosità (CLP)**	**Fase di utilizzo**	**Metodo di misura**	**Oggetto della misura**	**UM**	**Frequenza autocontrollo**
Olio lubrificante/-	-	Fase 1 (TG1) Fase 2 (TG2) Gruppo elettrogeno di	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
		emergenza (AC1) Impianto antincendio (AC3)				
Combustibili						
Gasolio	GHS02 GHS07 GHS08 GHS09	Stoccaggio serbatoi	Misura del volume/ calcolo peso	Quantità in giacenza	t	Trimestrale
Gasolio	GHS02 GHS07 GHS08 GHS09	Fase 1 (TG1) Fase 2 (TG2)	Registrazione ore funzionamento impianti/calcolo del peso	Quantità totale	t	Mensile

2. 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'Autorità di Controllo
3. 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.
   Il consumo annuo deve essere inteso come il quantitativo effettivamente adoperato nel ciclo produttivo; qualora si facesse riferimento alle materie prime acquistate nel corso dell'anno bisogna tener conto di eventuali scorte in magazzino.

1.3. Consumo di combustibili

1. Deve 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	Fase 1 (TG1) – Fase 2 (TG2) –	quantità totale consumata	tonnellate	Giornaliera
	AC1 (Gruppo elettrogeno)	quantità totale consumata	tonnellate	Giornaliera all'utilizzo

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, per i soli combustibili utilizzati, deve far riferimento ai metodi di misura di cui al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X per i parametri ivi riportati. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.
2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file".

Gasolio

Per il gasolio[2] deve 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

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

[2] Per il gasolio per autotrazione, qualora acquistato nella distribuzione, la scheda tecnica dovrà essere prodotto annualmente

1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili

1. Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dei combustibili deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportati nelle seguenti tabelle.

Aree di stoccaggio e serbatoi dei combustibili e materie ausiliarie liquide

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Ispezione visiva per la verifica dello stato di integrità: • 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 bacini di contenimento	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.

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).
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. Deve 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
Acque ad uso igienico sanitario	Consorzio industriale	quantità consumata	m^3	Mensile (lettura contatore)
Acque di processo	Consorzio industriale	quantità consumata	m^3	Mensile (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 acqua consumata nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

2.2. Produzione e consumi energetici

1. Deve 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
Energia elettrica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)
Ore di funzionamento	h	Giornaliera
Consumo di energia		
Energia termica consumata	quantità (MWh)	Giornaliera
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, il relativo consumo annuo.

Efficienza energetica

3. In coerenza con quanto prescritto nell'AIA, il Gestore deve effettuare il monitoraggio annuale del rendimento elettrico netto effettivo. Inoltre il Gestore deve effettuare la determinazione del rendimento elettrico netto di riferimento dopo ogni intervento in grado di incidere sullo stesso.

4. Il Gestore deve condurre, con frequenza biennale, specifici "audit energetici".
5. Pertanto il Gestore, in attuazione del decreto legislativo 102/2014, 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.
6. L'audit energetico deve avvenire secondo la norma UNI CEI EN 16247-5:2015 che riguarda le competenze dell'auditor energetico.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1. Emissioni convogliate

1. Nel rapporto annuale deve 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. WGS84	Coord. Gauss-Boaga Nord	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistema di abbattimento degli inquinanti	SME
1	18	6,5	N 39°13'37,83''	E 39°13'36,87''	Fase 1 TG1	-	NO
2	18	6,5	N 39°13'37,83''	E 39°13'36,87''	Fase 2 TG2	-	NO

In relazione al funzionamento dei punti di emissione convogliata indicati nella tabella seguente, essi sono autorizzati in AIA come punti di "scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico".

Punti di emissione convogliata "scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico" (Art. 272 D.Lgs. 152/06)

Punti di emissione	Sigla Sorgenti	Qualità dell'emissione	Modalità di emissione
Scarico motore diesel di lancio TG1 (P=2,350 MWt)	3	Gas combustione gasolio	Episodica
Scarico motore diesel di lancio TG2 (P=2,350 MWt)	4	Gas combustione gasolio	Episodica
Scarico motore diesel gruppo elettrogeno di emergenza (P=959 kW)	5	Gas combustione gasolio	Emergenza
Scarico 2 motopompe antincendio	6	Gas combustione gasolio	Emergenza
Sfiato serbatoio gasolio gruppo elettrogeno di emergenza	7	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiato 2 serbatoi gasolio motopompe antincendio	8	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiato serbatoio gasolio motore lancio TG1	9	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiato serbatoio gasolio motore lancio TG2	10	Vapori di idrocarburi	Episodica
Sfiato 2 serbatoi gasolio da 15.350 m^3	11	Vapori di idrocarburi	Continua
Sfiato da serbatoio per travaso gasolio da 100 m^3	12	Vapori di idrocarburi	Continua
Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	13	Vapori di idrocarburi	Continua
Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	14	Vapori di idrocarburi	Continua
Emissioni officina	15	Vapori di idrocarburi	Continua

1. 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

1. Il Gestore deve effettuare gli autocontrolli sulle emissioni convogliate in aria secondo le modalità riportate nelle tabelle seguenti.
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 gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.

Emissioni dai camini principali

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
1	Temperatura Portata % O_2 H_2O (umidità fumi) Velocità Pressione	Controllo	Annuale o, in alternativa, al conseguimento di ¼ delle ore di funzionamento autorizzate (ovvero 125 h)	Misura (Campionamento manuale)
	Polveri	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione		Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SO_2			
	NO_x			
	CO			
	Be, Cd, Tl, Sb, As, Co, Cr, Mn, Ni, Pb, Cu, Sn, V	Concentrazione limite come da autorizzazione		Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
2	Temperatura Portata % O_2 H_2O (umidità fumi) Velocità Pressione	Controllo	Annuale o, in alternativa, al conseguimento di ¼ delle ore di funzionamento autorizzate (ovvero 125 h)	Misura (Campionamento manuale)
	Polveri	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione		Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SO_2			
	NO_x			
	CO			
	Be, Cd, Tl, Sb, As, Co, Cr, Mn, Ni, Pb, Cu, Sn, V	Concentrazione limite come da autorizzazione		

3. Per tutte le altre emissioni scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico il Gestore deve fornire nel rapporto annuale, le stime dei valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati (stechiometricamente nel caso di emissioni derivanti da combustione) allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

3.2. Prescrizioni sui transitori degli impianti di combustione

1. Il Gestore deve 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'Autorità di Controllo, i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti

pertinenti, i volumi dei fumi[3], 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.

2. Il Gestore deve 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	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ 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 misura delle emissioni annue	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.

3. Il Gestore deve effettuare il monitoraggio dei transitori con il quale accertare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati, 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'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nel presente PMC.
4. 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 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. Emissioni non convogliate

Emissioni fuggitive:

1. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA il Gestore deve mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) e relativo protocollo di ispezione, i risultati dei quali

[3] Determinato mediante misuratore di velocità.

devono essere trasmessi all'Autorità di controllo con cadenza annuale ed andranno aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

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'Autorità di controllo.
   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) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
   d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "***emettitori cronici***"[4];
   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 deve utilizzare un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Autorità di Controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access".

[4] 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 un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

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,
- 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'Autorità di Controllo.

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 CH_4) 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 deve registrare le informazioni contenute nelle seguenti tabelle:

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili[5]

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 imprevedibili[6]

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 deve 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[7]
Valvole/Flange	Trimestrale (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) Annuale 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 immediatamente dopo l'individuazione della perdita.	Registrazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate. Registrazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale se intercettano "*stream*" con sostanze cancerogene Annuale se intercettano "*stream*" con sostanze non cancerogene		
Tenute dei compressori			
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza	Immediatamente dopo il		

[5] Condizioni prevedibili: fermate temporanee, manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive.

[6] Condizioni imprevedibili: malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria, emergenza.

[7] Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati

dopo rilasci	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 deve 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 dei componenti fuori soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore deve valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo.
10. Il Gestore può proporre all'Autorità di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte. 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, soro 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 inviati a trattamento esterno

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 WGS84	
							E	N
SF1 (N 39°13'42,98''; E 08°59'49,98'')	1	Acque industriali (AI) uscenti dal disoleatore	Continuo	-	Depuratore consortile CASIC	Pozzetto di controllo a monte della confluenza al depuratore consortile	08°59'49,98''	39°13'42,98''
	2	Acque domestiche (AR)	Continuo	ITAO		Pozzetto di controllo a monte della confluenza al depuratore consortile	08°59'49,98''	39°13'42,98''

1. I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili dall'Autorità di Controllo ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque da scaricare.
2. Il Gestore deve 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. Deve 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.
5. 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.

Scarico SF1 – punto 1

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
SF1	Acque industriali (AI) uscenti dal	N 39°13'42,98'';	Portata	Semestrale	Controllo
			pH		Come da

	disoleatore Acque domestiche (AR)	E 08°59'49,98''	Solidi speciali sospesi		autorizzazione
			BOD5		
			COD		
			Solidi sedimentabili		
			Grassi e oli animali e vegetali		
			Ferro		
			Manganese		
			Nichel		
			Rame		
			Zinco		
			Cloruri		
			Fluoruri		
			Fosforo totale (come P)		
			Azoto ammoniacale (come NH4)		
			Azoto nitroso (come N)		
			Azoto nitrico (come N)		
			Idrocarburi totali		
			Tensioattivi totali		

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'Autorità di controllo.
2. Il Gestore deve 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 deve 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 deve comunicare nel rapporto Annuale trasmesso, entro il 30 Aprile, all'Autorità competente, all'Autorità di controllo, alla Regione, alla Provincia, al Comune, all'ARPA e alla

ASL territorialmente competente le quantità di rifiuti prodotti per ogni codice CER, 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 per ogni mese solare con relativo raffronto allo stesso mese dell'anno precedente.
6. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA, relative alle condizioni di esercizio dei depositi di rifiuti, il Gestore deve 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 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'), deve 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 deve compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Monitoraggio delle aree di Deposito Temporaneo

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m^3)	Quantità presente (t)	Produzione specifica di rifiuti[8]	Indice di recupero rifiuti annuo (%)[9]	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

Monitoraggio delle aree di Deposito Preliminare e Messa in riserva

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici CER 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							

10. Inoltre per ogni rifiuto prodotto il Gestore deve compilare la seguente tabella

Tipologia di intervento	Parametri	Frequenza	Modalità di registrazione
Analisi chimica di classificazione per i rifiuti non pericolosi identificati da codici a specchio	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 per cui si rimanda alle tabelle di cui al capitolo 4 del presente Piano

[8] kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;
[9] kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti
[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

Analisi chimica per verifica conformità impianti di destino	D.M. 27/09/10 o comunque quelli richiesti dall'impianto di smaltimento	Almeno annuale o con la frequenza richiesta dal destinatario	

11. Il Gestore, per ogni operazione di conferimento dalle aree di deposito, deve registrare le quantità di rifiuti inviati:
    - in discarica;
    - 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 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 alle prescrizioni da n. 68 a n. 74 dell'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'Autorità di controllo 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.

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	Annuale 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 (in coerenza con le prescrizioni dell'AIA) deve 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, stoccaggio combustibili, linee di distribuzione ecc.).

2. Il Gestore deve altresì trasmettere all'Autorità di controllo 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).

3. Il Gestore deve 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

1. In coerenza con le prescrizioni dell'AIA, il Gestore deve 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 stabilimento.
2. Il Gestore presso le stazioni individuate, deve effettuare il monitoraggio delle acque di falda, secondo quanto riportato nella seguente tabella.
3. 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; conducibilità; Durezza, sodio, potassio, calcio, magnesio, carbonati e bicarbonato, nitrati, nitriti, cloruri, solfati, silice, ammoniaca, sostanze organiche, solidi sospesi, residuo fisso	Verifica annuale e a seguito di ogni evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'Autorità di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso).
Metalli: Fe, Mn, As, Se, Cr tot, Ni, V, Zn, Hg		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
BTEX		
IPA		

4. Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freatimetrici e la ricostruzione dell'andamento della freatimetria.

9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

Con cadenza annuale, il Gestore deve presentare all'Autorità di Controllo, anche quando non interessato da aggiornamenti:

1. **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 DM 28.02.2006 e s.m.i. integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, nonché dei sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche; l'elenco delle apparecchiature deve essere corredato da un'analisi di rischio che motivi la scelta effettuata con i relativi criteri; l'elenco dovrà comunque includere tutta 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 deve inoltre compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo

Attività/Fase di lavorazione	Macchina	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

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 deve:

6. presentare all'Autorità di controllo un programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi, aggiornato con cedenza annuale.
7. Tale programma deve prevedere, per ciascun serbatoio, almeno un controllo/verifica dell'integrità dello stesso (ad es: magnetoscopia, ultrasuoni, ecc.) almeno ogni 5 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.
12. Il Gestore deve 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	Freq.	
							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'Autorità di Controllo.

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 ENISO/IEC 17025 e i relativi metodi di prova per i parametri da monitorare.

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'autorità di controllo.

10.1. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici

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.

10.2. 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'Ente di controllo.

   La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo 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 di cui si avvarranno i gestori dovranno possedere l'accreditamento sia per la prova di riferimento che per il metodo equivalente.

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 nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore 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 previsto un monitoraggio secondo le BAT Conclusions, i campionamenti devono 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 prelevamento 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	-	Media ponderata rispetto alla portata di campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore, alla frequenza minima prevista per il parametro in questione e in condizioni operative normali. Si può

nell'industria chimica		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 compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore. Si possono utilizzare campioni compositi proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/2117 DELLA COMMISSIONE del 21 novembre 2017 - Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi	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.	Valore medio ponderato rispetto alla portata di campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore in condizioni di esercizio normali. Si possono utilizzare campioni compositi 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 compositi 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. 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.
Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

11.2. Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo. 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)
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
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 boroidruro e campionamento come descritto dal metodo

Parametro	Metodo	Principio del 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_2SO_4	NIOSH 7908	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
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

Parametro	Metodo	Principio del metodo
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
	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

Parametro	Metodo	Principio del metodo
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	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_2S	M.U. 634:84	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_2O	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".

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 ± 0,1°C
conducibilità	APAT-IRSA 2030 UNI EN 27888:1995	-
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	Determinazione gravimetrica del particellato raccolto su filtro da 0,45 □m di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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 BOD5
	UNI EN 1899-1:2001	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BODn) - Metodo con diluizione e inoculo con aggiunta di alliltiourea
	UNI EN 1899-2:2000	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BODn) - 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 NH3 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-NH4) 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.
	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 perossidisolfato, acido borico 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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
		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 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
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)
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)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	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 boroidruro
	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 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)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	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
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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT IRSA 5060	Estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
∑ pesticidi organo fosforici(5)	APAT IRSA 5100	Determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
∑ 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 Cl2(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
	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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
		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 ~~tetracloruro di carbonio~~
	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
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
Escherichia coli	APAT IRSA 7030C	Conteggio del numero di colonie di *Escherichia coli* 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 *Vibrio fischeri* 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, Dibenzo(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.

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. 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 eluati
   - 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.

11.6. Misure di laboratorio

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.

11.7. 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'Autorità di controllo 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 - valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 70% delle letture continue.

Media giornaliera - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 17 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio su 3 repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile - valore medio validato, cioè 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 - Valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali, nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 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. 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:

$$Q = \sum_{i=1}^{H} \left(\overline{C}_{mese} \times \overline{F}_{mese} \right)_i \times 10^{-9}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in t/anno

$\overline{C}_{mese}$ = concentrazione media mensile espressa in mg/Nm^3

$\overline{F}_{mese}$ = flusso medio mensile espresso in Nm^3/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:

$$Q = \left(\overline{C}_{anno} \times \overline{F}_{anno} \right) \times 10^{-6}$$

Q = quantità emessa nell'anno espressa in kg/anno

$\overline{C}_{anno}$ = concentrazione media annua espressa in mg/l

$\overline{F}_{anno}$ = flusso medio 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, in ogni condizione di esercizio, inferiore al 12% per anidride solforosa, monossido di carbonio e ossidi di azoto (espressi come NO_2) 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:

- SO_2 20 %
- NOx 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. Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.
In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di controllo.

12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione preventiva all'Autorità di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

12.6. Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.
Tutti dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità competente e all'Autorità di Controllo.

12.7. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali

In ottemperanza alle prescrizioni di cui in AIA, relative agli obblighi di comunicazione in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali, si precisa quanto segue:

1. il Gestore registra e comunica ad Autorità Competente e Autorità di controllo gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente o sull'applicazione delle prescrizioni previste dall'AIA, insieme con una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
   In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contenitive adottate e tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli

stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo;

2. In caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, il gestore deve informare immediatamente l'Autorità Competente e l'Ente responsabile degli accertamenti di cui all'articolo 29 decies, comma 3, e deve adottare immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti, informandone l'Autorità Competente.
3. La comunicazione di cui sopra deve contenere:
    - la descrizione dell'incidente o eventi imprevisti,
    - le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
    - i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente,
    - la durata,
    - l'analisi delle cause,
    - le misure di emergenza adottate,
    - le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca;

    I criteri minimi secondo i quali il Gestore deve comunicare i suddetti incidenti o eventi imprevisti, 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:
        i. Superamenti dei limiti per le matrici ambientali;
        ii. malfunzionamenti dei presidi ambientali (ad esempio degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e/o impianti di depurazione ecc.)
        iii. danneggiamenti o rotture di apparecchiature/attrezzature (serbatoi, tubazioni, ecc.) e degli impianti produttivi;
        iv. incendio;
        v. 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;
        vi. 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.);
        vii. eventi naturali.

4. Il gestore dovrà comunque individuare 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 dei sistemi di gestione ambientale certificati UNI EN ISO 14001:2015 o registrati EMAS 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 smi, e in particolare agli obblighi relativi all'accadimento di incidente rilevante.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel rapporto riassuntivo annuale.

12.8. Obbligo di comunicazione annuale

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.

Le modalità di compilazione delle seguenti tabelle potranno essere oggetto di chiarimento in accordo con L'Autorità di Controllo nel corso della fase di attuazione del presente PMC.

A titolo di esempio, ogni tabella dovrà essere relativa ai singoli aspetti secondo il punto elenco successivo (contenuti minimo del rapporto, punti 1 – 3 - 4 – 5 – 7 - 11) 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:

a) Nella COLONNA1: il codice identificativo assegnato dal MATTM per l'installazione IPPC in oggetto, riportandolo per ogni riga della tabella[12];

b) Nella COLONNA2: la denominazione dell'installazione IPPC, riportandola per ogni riga della tabella[13];

[12] 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.

c) Nella COLONNA3: le coordinate geografiche baricentriche dell'installazione IPPC, riportandole per ogni riga della tabella[14];

d) 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…);

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.

Tali tabelle dovranno essere fornite **in aggiunta** a quelle richieste (sempre in formato excel) all'interno del PMC e all'interno dei singoli punti elenco.

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 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 combustibile[15] 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)

[13] 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.

[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] 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.

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente

TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI IMPIANTO

(Dati alla Massima Capacità Produttiva)

Società		
Capacità produttiva autorizzata	**Prodotto**	**Quantità (t/a)**
EMISSIONI IN ATMOSFERA		
Camini autorizzati (sigla – fase di provenienza)		
Emissioni autorizzate come non significative (sigla – fase di provenienza)		
Valori limite AIA per ogni camino *(specificare rif. O_2)*	**Inquinante**	**Valore limite di emissione (mg/Nm^3 – media temporale) – (t/a)**
Numero SME – parametri per ogni SME		
Numero/Sigla Torce di emergenza		
Applicazione programma LDAR		
Applicazione metodo di stima emissioni diffuse		
EMISSIONI IN ACQUA		
Scarichi idrici finali/parziali autorizzati (sigla – fase di provenienza – corpo idrico recettore)		
Valori limite AIA per ogni scarico idrico (finale/parziale)	**Inquinante**	**Valore limite di emissione (mg/l – media temporale)**
Impianto di trattamento interno		
Invio a impianto di trattamento esterno *(specificare denominazione e estremi dell'autorizzazione all'esercizio in possesso dell'impianto esterno)*		

CONSUMI		
Item	**Tipologia**	**Quantità**
Materie prime (t/anno)		
Consumi idrici (m^3/anno)		
Consumi energia (MWh)	Energia elettrica	
	Energia termica	
Consumo Combustibili (Sm^3)		

PRODUZIONE ENERGIA		
Item	**Tipologia**	**Quantità**
Produzione di energia (MWh)	Energia elettrica	
	Energia termica	
% energia prodotta da combustibili solidi (MWh/MWh TOTALI)		

% energia prodotta da combustibili liquidi (MWh/MWh TOTALI)				
% energia prodotta da combustibili gassosi (MWh/MWh TOTALI)				
PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI				
Modalità di gestione	**Tipologia**		**Quantità**	**% smaltimento/recupero**
Deposito temporaneo (t/a)	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
Deposito preliminare (t/a)	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
SERBATOI				
Serbatoi contenenti idrocarburi	**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)**
Serbatoi contenenti sostanze liquide pericolose	**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				
Ubicazione in perimetrazione SIN				
Sito sottoposto a procedura di bonifica				

2. **Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:**
   - il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
   - il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e ISPRA, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
   - il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione ad Autorità Competente e 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;
   - 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.)		
		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 minino, valore massimo ed 95° percentile e in mg/Nm^3 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 m^3/a) compreso il confronto con gli anni precedenti.
     - il piano di riduzione delle emissioni fuggitive che s'intende traguardare 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. **Immissioni – ARIA:**
   - acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie mensili ed annuali delle centraline/a di monitoraggio della qualità dell'aria più rappresentative e/o eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

7. **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**			
Scarico	**Parametro**	**Frequenza**	**Valori misurati (mg/l)**	**Valore limite AIA (mg/l)**

- controlli da eseguire presso l'impianto di trattamento acque**;**
- database del Piano di sorveglianza ed ispezioni della rete fognaria.

8. 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;
- % di rifiuti inviati a discarica/recupero interno/recupero esterno sul totale prodotto;
- conferma del criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso (temporale o quantitativo).

- piano di riduzione dei rifiuti speciali di processo con quantificazione degli indicatori eventualmente definiti dal gestore.

9. 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)					

10. Emissioni per l'intero impianto - ODORI:

- risultati del monitoraggio previsto dal PMC.

11. Indicatori di prestazione

- Vanno indicati 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	MWht/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/qtà 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		

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
	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		
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		
Emissioni in acqua	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni scarico	t/q.tà di prodotto		
Produzione di rifiuti pericolosi	-	t/q.tà di prodotto		
Rifiuti pericolosi inviati a recupero/smaltimento	-	t/q.tà di prodotto		
Altri indicatori				

* M, S, C = Misura, Stima, Calcolo

12. Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- quanto previsto al Capitolo 9 e al § 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 critiche di processo

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 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

13. Ulteriori informazioni:

- risultati dei controlli previsi 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;

14. Informazioni PRTR

In applicazione al DPR 157/2011, a commento finale del report annuale il Gestore trasmetta anche una sintetica relazione inerente l'adempimento a tale disposizione, secondo uno dei due seguenti schemi di seguito elencati:

- nel caso il complesso sia escluso dall'obbligo di presentazione della dichiarazione PRTR il Gestore dovrà indicare in allegato al report:
  a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR 157/2011);
  b. motivo di esclusione dalla dichiarazione[16];
- nel caso il Gestore abbia effettuato la dichiarazione PRTR:
  a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR 157/2011);
  b. esplicitazione dei calcoli effettuati per l'inserimento dei dati [17] contenuti nella dichiarazione trasmessa ad ISPRA entro il 30 aprile.

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.

[16] L'obbligo di dichiarazione sussiste se:
- l'emissione di almeno un inquinante nell'aria, o nell'acqua o nel suolo risulta superiore al corrispondente valore soglia individuato dalla tab. A2 del DPR 157/2011 (che corrisponde allegato II del Regolamento CE n. 166/06);
- il trasferimento fuori sito di inquinanti nelle acque reflue risulta superiore al corrispondente al valore soglia individuato dalla tab. A2 del DPR 157/2011 (che corrisponde allegato II del Regolamento CE n. 166/06);
- il trasferimento fuori sito di rifiuti risulta superiore ai valori soglia che sono 2 t/anno e 2000 t/anno rispettivamente per i rifiuti pericolosi e non pericolosi.

[17] L'emissione di uno o più inquinanti in aria, nell'acqua o nel suolo, trasferimenti fuori sito di inquinanti nelle acque reflue e/o trasferimento di rifiuti fuori sito.

12.9. Reporting in situazioni di emergenza

Il Gestore deve effettuare il reporting nelle 24 ore successive alla prima notifica[18] di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo[19] rapporto , che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto**;
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza**;
- **Punto di emissione** (nome con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite**;
- **Data e tempo**; oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento**;
- **Lista di composti rilasciati**;
- **Limiti di emissione autorizzati**;
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, 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, reattori etc. prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)
- **Cause** (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto**;

[18] La notifica dell'accadimento deve essere fatta all'Ente di Controllo immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile.

[19] Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.

- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica**, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

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 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.

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**
Prodotti					
Prodotti	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumi					
Materie prime e combustibili	Mensile Trimestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumo combustibili	Giornaliero	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Annuale o, in alternativa, al conseguimento di ¼ delle ore di funzionamento autorizzate (ovvero 125 h)	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni fuggitive	*Programma LDAR*	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Scarichi idrici	Semestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Annuale 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	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					
Verifiche periodiche	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Integrità dei serbatoi e bacini di contenimento.					

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Verifiche periodiche	A rotazione almeno ogni 5 anni (cfr. Cap. 9)	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Stoccaggi e sistemi di movimentazione combustibili					
Verifiche periodiche	Mensile Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	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'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi dai camini
		Campionamento a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Rif. D.lgs 46/2014	Analisi dei campioni prelevati
		Analisi dei campioni prelevati