



Al Ministro della Transizione Ecologica

Riesame complessivo del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-DEC-2012-337 del 3 luglio 2012, di autorizzazione integrata ambientale (AIA), per l'esercizio della centrale termoelettrica di Enipower S.p.A. situata nel Comune di Ravenna - (ID 170/10118).

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

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

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

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

VISTA la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 24 novembre 2010, concernente le emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) e relativa attuazione avvenuta con il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, di attuazione della direttiva 2010/75/UE;

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

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

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

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

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

VISTO il decreto n. DVA-DEC-2012-337 del 3 luglio 2012 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di autorizzazione integrata ambientale (nel seguito, AIA), rilasciato alla Società Enipower S.p.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Ravenna;

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 al riesame nei termini ivi indicati;

VISTA la nota del 12 aprile 2019, protocollo n. 45, acquisita il 29 aprile 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/10663, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione per il riesame complessivo dell'AIA;

VISTA la nota del 13 maggio 2019, protocollo n. DVA/11957, con la quale la Direzione generale ha comunicato la ricezione della documentazione e l'avvio dell'istruttoria tecnica finalizzata al riesame dell'AIA, identificando il procedimento con codice ID 170/10118;

VISTA la nota del 27 maggio 2020, protocollo n. MATTM/39061 con la quale la Direzione Generale ha trasmesso una richiesta di integrazioni al Gestore;

VISTA la nota protocollo n. 47 del 24 giugno 2020, acquisita il 24 giugno 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/48332, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta;

VISTA la nota del 25 settembre 2020, protocollo n. 80, acquisita il 5 ottobre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/77954, con la quale il Gestore ha trasmesso ulteriore documentazione integrativa;

VISTA la nota del 30 ottobre 2020, protocollo n. CIPPC/1178, acquisita 3 novembre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/89511, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio di competenza;

VISTA la nota dell'11 novembre 2020, protocollo n. 52453, acquisita il 30 novembre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/99208, 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);

VISTA la nota del 4 dicembre 2020, protocollo n. MATTM/101405, con la quale la Direzione generale ha trasmesso al Gestore il parere istruttorio e il PMC per eventuali osservazioni;

VISTA la nota del 14 dicembre 2020, protocollo n. 100, acquisita il 14 dicembre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/104592, con la quale il Gestore ha trasmesso le osservazioni al suddetto parere istruttorio reso il 30 ottobre 2020, e al citato PMC dell'11 novembre 2020;

VISTA la nota dell'1 febbraio 2021, protocollo n. CIPPC/137, acquisita il 3 febbraio 2021 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/10900, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo, aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota dell'11 febbraio 2021, protocollo n. 6186, acquisita il 15 febbraio 2021 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/15233, con la quale l'ISPRA ha trasmesso la proposta di PMC, aggiornata alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 12 marzo 2021, protocollo n. MATTM/26343, con la quale la Direzione generale ha convocato la Conferenza di servizi in forma semplificata e in modalità asincrona, ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006, dell'articolo 13 del decreto legge n. 76 del 2020, convertito con modificazioni dalla legge n. 120 del 2020, e dell'articolo 14-bis della legge 7 agosto 1990, n. 241, ai fini del riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica di Enipower S.p.A. ubicata nel Comune di Ravenna;

VISTA la nota del 26 marzo 2021, protocollo n. 24, acquisita il 29 marzo 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/32353, con la quale il Gestore ha trasmesso le osservazioni al parere istruttorio reso l'1 febbraio 2021 e al PMC reso l'11 febbraio 2021;

VISTA la nota del 31 marzo 2021, protocollo n. 33715, con la quale la Direzione generale ha trasmesso a tutti i partecipanti alla Conferenza di servizi le osservazioni del Gestore, chiedendo alla Commissione istruttoria AIA-IPPC e a ISPRA di aggiornare il parere istruttorio e il PMC laddove le osservazioni del Gestore si configurino come sostanzialmente rilevanti, ovvero di voler rimandare la correzione di eventuali refusi alle successive fasi procedurali;

VISTA la nota del 28 aprile 2021, protocollo n. CIPPC/770, acquisita il 28 aprile 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/44599, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso le proprie determinazioni in merito alle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 7 maggio 2021, acquisita il 10 maggio 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/48944, con la quale la Regione Emilia Romagna ha trasmesso il parere positivo in merito al riesame dell'AIA per la centrale termoelettrica di Enipower S.p.A. ubicata nel Comune di Ravenna;

VISTA la nota del 12 maggio 2021, protocollo n. 21038, acquisita il 12 maggio 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/50335, con la quale il

Ministero della salute ha trasmesso il parere positivo in merito al riesame dell'AIA per la centrale termoelettrica di Enipower S.p.A. ubicata nel Comune di Ravenna, a condizione che nella sezione "Suolo, sottosuolo e acque sotterranee" a pag. 112 del parere istruttorio sia inserita la seguente prescrizione per la tutela della salute pubblica: "*Ai sensi dell'art. 242-ter, il Gestore è tenuto ad effettuare gli interventi richiesti nell'ambito della procedura di A.I.A. senza che gli stessi pregiudichino o interferiscano con l'esecuzione e il completamento della bonifica delle acque sotterranee*" e segnalando inoltre alcuni refusi all'interno del parere istruttorio dell'1 febbraio 2021;

VISTA la nota del 14 maggio 2021, protocollo n. 51284, con la quale la Direzione generale ha trasmesso a tutti i partecipanti alla Conferenza di servizi le osservazioni del Ministero della Salute, chiedendo alla Commissione istruttoria AIA-IPPC e a ISPRA di modificare, se del caso, il parere istruttorio e il PMC correggendo refusi oppure di confermare i documenti già trasmessi;

VISTA la nota del 14 maggio 2021, protocollo n. 24800, acquisita il 14 maggio 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/51465, con la quale l'ISPRA ha trasmesso la proposta di PMC, modificata alla luce dei refusi individuati dal Gestore;

VISTO il resoconto degli esiti della Conferenza di Servizi asincrona, trasmesso con nota del 20 maggio 2021, protocollo n. MATTM/53700, dal quale emerge il parere favorevole all'unanimità sul riesame complessivo dell'AIA per la centrale termoelettrica di Enipower S.p.A. ubicata nel Comune di Ravenna, alle condizioni di cui al parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota dell'1 febbraio 2021, protocollo n. CIPPC/137, da modificare correggendo i refusi individuati dal Gestore e dal Ministero della salute, di cui al piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 14 maggio 2021, protocollo n. 24800, corretto dei refusi individuati dal Gestore, nonché a condizione del rispetto della prescrizione indicata dal Ministero della salute;

VISTA la nota del 28 maggio 2021, protocollo n. CIPPC/1093, acquisita il 31 maggio 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/57988, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo al riesame dell'AIA, emendato dai refusi individuati dal Gestore e dal Ministero della salute;

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

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

RILEVATO che non sono pervenute osservazioni del pubblico, 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 del 3 giugno 2021, protocollo interno n. MATTM.int./59553, con la quale
il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge n. 241 del
1990, ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Articolo 1

(Autorizzazione Integrata Ambientale)

1. Enipower S.p.A., identificata dal codice fiscale 12958270154, con sede legale in Piazza Vanoni, 1 – San Donato Milanese (MI), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica sita nel Comune di Ravenna alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo, reso con nota del 28 maggio 2021, protocollo n. CIPPC/1093, dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC, e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 14 maggio 2021, protocollo n. 24800, relativi al riesame dell'autorizzazione integrata ambientale n. DVA-DEC-2012-337 del 3 luglio 2012, avviato con decreto direttoriale 22 novembre 2018, n. 430.
2. Si prescrive come indicato dal Ministero della salute nel parere reso con nota del 12 maggio 2021, protocollo n. 21038, che, relativamente alla sezione "Suolo, sottosuolo e acque sotterranee" di pag. 112 del parere istruttorio: "*Ai sensi dell'art. 242-ter, il Gestore è tenuto ad effettuare gli interventi richiesti nell'ambito della procedura di A.I.A. senza che gli stessi pregiudichino o interferiscano con l'esecuzione e il completamento della bonifica delle acque sotterranee*".
3. Il parere istruttorio conclusivo, come integrato dal comma 2, e il piano di monitoraggio e controllo di cui al comma 1, costituiscono parti integranti del presente decreto.

Articolo 2

(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)

1. L'esercizio dell'installazione deve avvenire in conformità alle prescrizioni e ai valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Ove le disposizioni del presente decreto non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze o per taluni punti di emissione, resta ferma l'applicabilità delle Parti Terza e Quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, in caso di superamento dei valori limite di emissione puntuali in aria e in acqua indicati negli allegati al suddetto decreto.
4. Come riportato alle prescrizioni n. 72 e 73 di pag. 115 del parere istruttorio, qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo un Piano di cessazione definitiva delle attività dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti di produzione, delle relative apparecchiature ancillari e degli stoccaggi associati. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto è compreso un piano di indagini atte a caratterizzare

la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del decreto legislativo n. 152 del 2006.

5. All'atto della presentazione dei documenti di cui al comma 4 il Gestore allega l'originale della relativa quietanza di versamento della tariffa prevista dal decreto 6 marzo 2017 n. 58, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal Titolo III-bis della Parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Articolo 3 **(Altre prescrizioni)**

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

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

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

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

Articolo 4 **(Monitoraggio, vigilanza e controllo)**

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

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

3. Ai sensi dell'art. 29-decies, comma 3, del decreto legislativo n. 152 del 2006, ISPRA, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifica il rispetto delle prescrizioni previste nel parere istruttorio e ne riferisce gli esiti all'autorità competente con cadenza almeno annuale.

4. Per l'adempimento di quanto stabilito ai commi 1 e 2, ISPRA, nel corso della durata dell'autorizzazione, concorda con il Gestore ed attua adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde 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 impreveduti che incidano in modo significativo sull'ambiente, informa subito il Ministero della transizione ecologica e ISPRA, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi impreveduti, che sono altresì comunicate al Ministero della transizione ecologica.

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

Articolo 5

(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

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

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

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

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

Articolo 6

(Tariffe)

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

Articolo 7

(Autorizzazioni sostituite)

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

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

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

Articolo 8

(Disposizioni finali)

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

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

3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nell'istanza di riesame rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente decreto è trasmesso in copia alla società Enipower S.p.A. e notificato al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Emilia Romagna, alla Provincia di Ravenna, al Comune di Ravenna e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della salute, che potrà chiederne il riesame nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.
5. Ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 13 e dell'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, copia del presente 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 competente Direzione Generale del Ministero della transizione ecologica, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero. Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.
6. A norma dell'articolo 29-quattordicesimo, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di sanzione amministrativa da 1.500 a 15.000 euro ovvero, nei casi più gravi, di ammenda da 5.000 a 26.000 euro e arresto fino a due anni, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto, ai sensi dell'articolo 29-decies, comma 9 del decreto legislativo n. 152 del 2006.

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

Roberto Cingolani



ROBERTO
CINGOLANI
MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE
ECOLOGICA
MINISTRO
10.06.2021
12:22:46 UTC



Ministero della Transizione Ecologica

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE - IPPC

IL PRESIDENTE

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

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

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame complessivo dell'AIA rilasciata alla Società ENIPOWER S.p.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica situata nel Comune di Ravenna – Procedimento ID 170/10118.

Si fa seguito a quanto richiesto con nota MATTM-51284 del 14/05/2021 ed alla successiva trasmissione del resoconto degli esiti della Conferenza dei Servizi asincrona per trasmettere, ai sensi del D.M. 335/2017 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativo al funzionamento della Commissione, l'aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo in oggetto indicato.

Il Presidente f.f.

Prof. Armando Brath

ALL. PIC



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

PARERE ISTRUTTORIO

EniPower S.p.A. Centrale Termoelettrica di Ravenna

id. 170/10118

Gestore	EniPower S.p.A.
Località	Ravenna
GRUPPO ISTRUTTORE	Dott. Paolo Ceci - Referente
	Ing. Antonio Voza
	Ing. Alberto Pacifico
	Ing. Matteo Balboni (Regione Emilia Romagna)
	Ing. Laura Avveduti (ARPAE ex L.R. 13/2015)
	Dott. Stefano Ravaioli (Comune di Ravenna)

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



INDICE DEL TESTO

1.	DEFINIZIONI	4
2.	INTRODUZIONE	7
2.1.	Atti presupposti	7
2.2.	Atti normativi	7
2.3.	Attività istruttorie	8
3.	IDENTIFICAZIONE INSTALLAZIONE	12
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	13
4.1.	Inquadramento territoriale.....	13
4.2.	Vincoli territoriali, urbanistici ed ambientali	14
4.2.1.	Pianificazione Regionale e sovraregionale	14
4.2.2.	Pianificazione Provinciale	19
4.2.3.	Pianificazione Comunale	20
5.	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO.....	22
5.1.	Sezione 1	22
5.2.	Sezione 2	25
5.3.	Sistemi ausiliari.....	27
5.4.	Distribuzione vapore	29
5.5.	Distribuzione dell'energia elettrica	29
5.6.	Produzione	30
5.7.	Capacità produttiva	31
5.8.	Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili.....	33
5.9.	Serbatoi di stoccaggio di combustibili liquidi ed altre sostanze	35
5.10.	Consumo di energia.....	36
6.	USO DI RISORSE E INTERAZIONI CON L'AMBIENTE.....	38
6.1.	Emissioni convogliate in Atmosfera	38
6.2.	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato.....	40
6.3.	Risorse idriche.....	41
6.4.	Scarichi idrici	43
6.5.	Rifiuti	47
6.6.	Rumore e vibrazioni.....	49
6.7.	Emissioni odorigene.....	50
6.8.	Qualità del suolo e della falda.....	51
6.9.	Altre forme di inquinamento	51
6.9.1.	Vibrazioni	51
6.9.2.	Campi elettromagnetici.....	51
6.9.3.	Strutture e apparecchiature contenenti Amianto	52
6.9.4.	Sostanze pericolose per l'ozono.....	52
6.9.5.	Impatto visivo	52
6.9.6.	Emissioni di aerosol.....	52



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

7.	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT	53
7.1.	Confronto con le BAT LCP	54
7.2.	Analisi delle BATC riferite al progetto della nuova caldaia B600 in sostituzione dell'attuale 20B400	89
7.2.1.	BAT Generali (BAT 1-17).....	89
7.2.2.	BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali (BAT 17-55).....	92
7.2.3.	BAT alternative prese in considerazione e non applicate.....	94
7.2.4.	BAT applicate al singolo processo.....	95
8.	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO	96
9.	PRESCRIZIONI	97
9.1.	Sistema di gestione.....	97
9.2.	Capacità produttiva	98
9.3.	Efficienza Energetica	99
9.4.	Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime	100
9.5.	Emissioni in atmosfera di tipo convogliato.....	100
9.6.	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato.....	104
9.7.	Emissioni in corpo idrico	105
9.8.	Rumore.....	108
9.9.	Rifiuti	109
9.10.	Odori	113
9.11.	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	113
9.12.	Manutenzione ordinaria e straordinaria	114
9.13.	Malfunzionamenti ed venti incidentali.....	114
9.14.	Altre forme di inquinamento.....	115
9.15.	Dismissioni e ripristino dei luoghi.....	115
10.	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	116
11.	ATTI SOSTITUITI	117
12.	DURATA, RINNOVO E RIESAME	118



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

1. DEFINIZIONI

Autorità competente	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo (CreSS).
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- <i>decies</i> , c. 3, del Decreto Legislativo n. 152. del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente territorialmente competente.
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- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente, 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 AIA-IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a EniPower Sp.A. per la Centrale Termoelettrica di Ravenna, indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione AIA-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. È 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).
Migliori tecniche disponibili (best)	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



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

available techniques - BAT)

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. 1-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. 1-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e succ. modd.).

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 (BATC), la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.).

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

di 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



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

all'articolo 29-*bis*, comma 1 del D.Lgs. n.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., e del Parere Istruttorio Conclusivo, 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.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

2. INTRODUZIONE

2.1. *Atti presupposti*

- Visto il decreto del MATTM n. GAB/DEC/2012/0033 del 17/02/2012 di nomina della Commissione AIA-IPPC;
- visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 335 del 12/12/2017, recante la disciplina dell'articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- visto la lettera del Presidente della Commissione AIA-IPPC prot. CIPPC n. 921 del 21/05/2019, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale Termo Elettrica della ENIPower S.p.A. di Ravenna ai seguenti Commissari:
- Dott. Paolo Ceci – Referente GI;
 - Ing. Antonio Voza;
 - Ing. Alberto Pacifico;
- 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 esperti regionali, provinciali e comunali:
- Ing. Matteo Balboni – Regione Emilia Romagna;
 - Ing. Laura Avveduti - ARPAE ex L.R. 13/2015;
 - Dott. Stefano Ravaioli – Comune di Ravenna;

2.2. *Atti normativi*

- visto il Decreto Legislativo n. 152/2006 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 (AIA/IPPC);
- visto l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente

- l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
- devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;

deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies.

visto l'articolo 29-sexies, comma 3, del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., a norma del quale “i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicato l'impianto”;

visto l'articolo 29-sepsies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;

visto l'articolo 29-octies del D.Lgs. n. 152/2006, che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali.

2.3. Attività istruttorie

Visto Il D.D. prot. n. 430 del 22/11/2018, in merito a “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”;

vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. DVA n. 27394 del 04/12/2018 avente ad oggetto: “Avvio a calendario di procedimenti di riesame complessivo dell'autorizzazione integrata ambientale ai sensi dell'articolo 29-octies, comma 3, lettera a), e comma 5 del D.lgs. 152/06”

vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. DVA n. 11957 del 13/05/2019 avente ad oggetto “Enipower S.p.A. Centrale Termoelettrica di Ravenna - Comunicazione di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della legge 241/90 e ai sensi del D.lgs. n. 152/06 e ss.mm., per il riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con DVA-DEC-2011-0000337 del 03/07/2012 n. 142 del 14/05/214 – Procedimento **ID 170/10118**”, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC n. 842 del 13/05/2019;

vista la documentazione trasmessa dal Gestore, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 2, comma 1 del D.D. 430/2018, con nota prot. 45/2019/AB/VP del 12/04/2019, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. DVA n. 10663 del 29/04/2019;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- visto il Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2012-0000337 del 03/07/2012 rilasciato a EniPower S.p.A. per l'esercizio della Centrale Termoelettrica ubicata nel Comune di Ravenna, e i relativi successivi atti di modifica ed integrazione, ovvero:
- Parere 556/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 8701 del 30/03/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente *“all'ampliamento del magazzino materiali tecnici” (id. 170/706)*;
 - Parere 817/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 11379 del 29/04/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente la *“realizzazione di un sistema catalitico per la riduzione del monossido di carbonio nei fumi di scarico del ciclo combinato 1” (id. 170/740)*;
 - Parere 902/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 14369 del 28/05/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente la *“realizzazione di un sistema catalitico per la riduzione del monossido di carbonio nei fumi di scarico del ciclo combinato 2” (id. 170/869)*;
 - Parere 1622/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 22602 del 08/09/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente la *“sostituzione della camera di aspirazione della turbina a gas del ciclo Combinato 2” (id. 170/635)*;
 - Parere 1154/2016, trasmesso con nota prot. DVA n. 20521 del 04/08/2016, relativo alla modifica non sostanziale inerente il *“progetto per la realizzazione di un nuovo collegamento per raffreddamento condensatore (20E3) della turbina a vapore 20TD300 del Ciclo Combinato TG501” (id. 170/956)*;
- visti i contenuti della Relazione Istruttoria (RI) predisposta da ISPRA: RI 08/07/2019 prot. n. 44792 del 17/07/2019, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. DVA n. 18602 del 17/07/2019;
- esaminate le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
- vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. MATTM n. 39061 del 27/05/2020 avente ad oggetto: *“Trasmissione richiesta integrazione documentale al Gestore della Centrale Termoelettrica ubicato nel comune di Ravenna (RA) della società ENIPOWER S.p.A. - procedimento id 170/10118”* con cui si trasmetteva al Gestore la richiesta di integrazioni e chiamamenti
- viste le integrazioni ed i chiarimenti forniti dal Gestore a seguito della richiesta del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 27/05/2020, trasmesse con nota prot. 47/2020/AB/VP del 24/06/2020, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. MATTM n. 48332 del 24/06/2020;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- visti gli esiti della riunione del Gruppo Istruttore (GI) in sessione riservata del 13/07/2020, giusto verbale prot. CIPPC n. 650 del 13/07/2020;
- visti gli esiti della riunione del Gruppo Istruttore (GI) del 18/09/2020, giusto verbale prot. CIPPC n. 911 del 18/09/2020, nel corso della quale è stato udito il Gestore;
- visti gli esiti della riunione del Gruppo Istruttore (GI) in sessione riservata del 18/09/2020, giusto verbale prot. CIPPC n. 912 del 18/09/2020;
- visti I chiarimenti forniti dal Gestore con la nota PEC del 25/09/2020, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. MATTM n. 177954 del 05/10/2020;
- viste le pertinenti disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., ed il particolare l'articolo 5, comma 1, lettera *l-bis*);
- viste le *BATConclusions*, sui Grandi Impianti di Combustione (GIC), di cui alla Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31/04/2017;
- vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 28/09/2020 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC n. 1009 del 06/10/2020 ivi compresi i relativi allegati circa l'approvazione.
- vista la nota prot. CIPPC n. 1109 del 20/10/2020, con cui ai sensi dell'art. 8, comma 2, lettera e) del DM 335/201 il Nucleo di Coordinamento ha restituito con osservazioni il parere prot. CIPPC n. 1024 del 07/10/2020.
- vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio revisionato, inviata in data 21/10/2020 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC n. 1121 del 22/10/2020.
- vista la nota del Gestore prot. n. 100-2020-FC-VP del 14/12/2020, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. MATTM n. 104592 del 14/12/2020, con cui il Gestore ha presentato osservazioni al Parere Istruttorio Conclusivo prot. CIPPC n. 1178/2020.
- vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot. MATTM n. 105322 del 15/12/2020, con cui veniva richiesto alla Commissione AIA-IPPC di valutare/esaminare le predette osservazioni ed eventualmente modificare il Parere Istruttorio Conclusivo
- vista la nota del Gestore prot. n. 04-2021-FC-VP del 12/01/2021, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. MATTM n. 2953 del 13/01/2021, con cui il Gestore ha fornito chiarimenti in merito alle proprie osservazioni al Parere Istruttorio Conclusivo prot. CIPPC n. 1178/2020.
- visti i verbali delle riunioni del GI del 14/01/2021 giusti prott. nn. 42 e 43 del 15/01/2021.
- vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio revisionato, inviata per approvazione in data 18/01/2021 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC n. 75 del 21/01/2021 ivi compresi i relativi allegati circa l'approvazione.
- vista la nota del Gestore prot. n. 24-2021-FC-VP del 26/03/2021, acquisita dal Ministero della Transizione Ecologica con prot. MATTM n. 32353 del 29/03/2021, con cui il



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Gestore ha presentato osservazioni al Parere Istruttorio Conclusivo prot. CIPPC n. 137/201, funzionalmente alla Conferenza dei Servizi Asincrona convocata con nota del Ministero della Transizione Ecologica prot. MATTM n. 293473 del 12/03/2021.

- vista la nota del Ministero della Transizione Ecologica, prot. MATTM n. 33751 del 31/03/2021, con cui veniva richiesto alla Commissione AIA-IPPC di valutare/esaminare le predette osservazioni ed eventualmente modificare il Parere Istruttorio Conclusivo.
- vista l'e-mail, inviata per approvazione in data 8/04/2021 dalla segreteria della Commissione AIA-IPPC al Gruppo Istruttore, avente prot. CIPPC n. 647 del 13/04/2021 con cui si sottoponevano le determinazioni in merito alle osservazioni presentate dal Gestore, ivi compresi i relativi allegati circa l'approvazione.
- vista la nota della Commissione AIA-IPPC prot. CIPPC n. 770 del 28/04/2021 con cui si trasmettevano le determinazioni in merito alle osservazioni presentate dal Gestore.
- vista la nota del Ministero della Transizione Ecologica, prot. MATTM n. 51284 del 14/05/2021, con cui veniva richiesto alla Commissione AIA-IPPC di aggiornare, per i refusi segnalati dal gestore ritenuti accoglibili, il Parere Istruttorio Conclusivo, nonché alla luce dei refusi segnalati nella nota del Ministero della Salute prot. n. 21038 del 12/05/2021.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

3. IDENTIFICAZIONE INSTALLAZIONE

Ragione sociale	Enipower S.p.A.- Centrale Termo Elettrica di Ravenna
Indirizzo sede operativa	Via Baiona 107- 48123- Ravenna
Sede Legale	Piazza Vanoni, 1- 20097 S. Donato Milanese (MI)
Rappresentante Legale	Francesco Giunti
Tipo impianto	Centrale Termoelettrica
Codice e attività IPPC	<u>Codice IPPC 1.1</u> Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW <u>Classificazione NACE</u> <ul style="list-style-type: none">• Codice 35.11: produzione di energia elettrica• Codice 35.30: Fornitura di vapore e aria condizionata <u>Classificazione NOSE-P</u> <ul style="list-style-type: none">• Codice 101.01: Processi di combustione >300 MW• Codice 101.04: combustione nelle turbine a gas
Gestore Impianto	<u>Fabio Raffaele Cucinella</u> Via Baiona 107- 48123- Ravenna tel. 0544 600516 email: fabio.cucinella@enipower.eni.it PEC: stabilimento.ravenna@pec.enipower.eni.it
Referente IPPC	<u>Vanni Pozzetto</u> Via Baiona 107- 48123- Ravenna tel. 0544 600535 email: Vanni.Pozzetto@enipower.eni.it PEC: stabilimento.ravenna@pec.enipower.eni.it
Numero di addetti	63 (al 31/12/2018)
Sistema di gestione ambientale	SI: ISO 14001:2015 (SCADENZA 14/05/2021) EMAS (scadenza 14/05/2021)
Periodicità dell'attività	Continua



4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Si riporta di seguito una sintesi degli aspetti territoriali e ambientali relativi all'installazione IPPC in oggetto. Per maggiori approfondimenti relativi all'argomento si rimanda a quanto dichiarato dal Gestore negli allegati forniti.

4.1. *Inquadramento territoriale*

Lo Stabilimento EniPower è situato al centro del sito multisocietario di cui occupa complessivamente un'area di circa 9 ettari, suddivisa in diverse "isole" dove si trovano gli impianti di produzione e relativi servizi ausiliari, la palazzina direzione e palazzina sala controllo, la stazione di decompressione gas naturale e la sottostazione elettrica.

Lo stabilimento EniPower, con la propria produzione, copre i fabbisogni energetici del sito nonché parte dei consumi elettrici nazionali.

Limitatamente alle società operanti nel sito multisocietario di Ravenna ed ad alcune società limitrofe al sito, Enipower assicura il servizio di distribuzione energia elettrica su cabine primarie e fornisce vapore tecnologico.

Il sito multisocietario ha una storia di oltre 60 anni e l'insediamento produttivo è presente dal 1957; esso sorge su un'area di circa 270 ettari, ad uso industriale. In esso sono presenti le seguenti società:

- Versalis (Isole 4, 9, 12, 13, da 15 a 21, da 24 a 28 e banchina idrocarburi);
- Ecofuel (isola 13);
- COEM (Isole 22-23);
- ACOMON (Isola 5);
- CFS Europe (Isola 13);
- RIVOIRA (Isole 14 e 7);
- YARA ITALIA (Isole 1-2-3-4-6-7-8 e banchina secchi);
- ENDURA (isola 4);
- VINAVAL (Isola 12);
- CRAY VALLEY ITALIA (già ESO) (isola 4);
- ENIPOWER (Isole 5-6, 10, 11 e 19);
- SYNDIAL (aree in dismissione);
- RAVENNA SERVIZI INDUSTRIALI (isole 17-19);
- CARBURANTI DEL CANDIANO (isole 28, 21 e 22).

Il sito è ubicato in adiacenza al bacino portuale di Ravenna, situato lungo il canale Candiano, che collega Ravenna al mar Adriatico, per l'attracco di navi. Le infrastrutture all'interno del sito multisocietario di Ravenna prevedono anche 25 km di rete ferroviaria (escluso il collegamento con la stazione FF.SS. di Ravenna) ed oltre 25 km di rete stradale interna.

Per quanto riguarda l'energia elettrica da e verso la rete elettrica nazionale sono presenti due linee (una a 130 kV e l'altra a 380 kV) collegate alla stazione Terna di Ravenna Canala.

Ai limiti dell'insediamento multisocietario di Ravenna sono presenti

- ad Est con il Canale Candiano (lungo il cui asse si inseriscono numerose infrastrutture di carattere industriale e commerciale), che congiunge direttamente il Porto di Ravenna con il suo centro abitato;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- a Ovest con le linee ferroviarie industriali oltre le quali si sviluppano altre aree industriali e artigianali (Le Bassette);
- a Nord con aree portuali e industriali;
- a Sud con una vasta area verde all'interno della quale è ubicato un cimitero e oltre la quale si estendono alcune aree residenziali.

Le distanze in linea d'aria più significative rispetto all'esterno sono:

- dalla statale n. 309 circa 2,5 km;
- dal porto mercantile circa 1 km;
- dal centro di Ravenna circa 5 km.

4.2. Vincoli territoriali, urbanistici ed ambientali

In merito al quadro generale dei principali strumenti di pianificazione territoriali-urbanistici presenti nell'area di inserimento della Centrale termoelettrica in esame, il Gestore ha effettuato una specifica analisi, in riferimento alla presenza di eventuali vincoli rilevanti nell'area di localizzazione del sito entro un raggio di 500 m, in accordo a quanto indicato nella "Guida alla compilazione della domanda di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale" (rev. Marzo 2016). In particolare, il Gestore dichiara di aver esaminato:

- a livello regionale e sovra-regionale:
 - Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR);
 - Piano di Tutela delle Acque (PTA);
 - Rete natura 2000;
- a livello Provinciale:
 - Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP);
- a livello comunale:
 - Piano Strutturale Comunale;
 - Regolamento Urbanistico Edilizio-RUE e Piano Operativo Comunale (P.O.C.);
 - Piano Comunale di Classificazione Acustica.

4.2.1. Pianificazione Regionale e sovra-regionale

Il Piano Territoriale Regionale (PTR) indica gli obiettivi per assicurare sviluppo e coesione sociale, accrescere la competitività del sistema territoriale regionale, garantire la riproducibilità, la qualificazione e la valorizzazione delle risorse sociali ed ambientali. Il PTR vigente ad oggi è stato approvato dall'Assemblea legislativa con delibera n. 276 del 3 febbraio 2010.

Il PTR ricomprende e coordina, in un unico strumento di pianificazione relativo all'intero territorio regionale, la disciplina per la tutela e la valorizzazione del paesaggio e il Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR), quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici, e la componente territoriale del Piano regionale integrato dei trasporti (PRIT).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)

Il PTPR, individua 23 Unità di paesaggio su tutto il territorio regionale. Lo Stabilimento Enipower si colloca all'interno dell'Unità di Paesaggio n.4 "Bonifica Romagnola" al confine con l'Unità di Paesaggio n.1 "Costa Nord", zona facente parte del Sistema Costiero,

Secondo la carta delle tutele del PTPR all'interno dell'area più prossima allo stabilimento EniPower e delimitata dall'involuppo delle circonferenze di raggio pari a 500 m calcolate a partire dai limiti di Centrale, risulta essere presente un corso d'acqua vincolato ai sensi dell'art. 142 lettera c) del D.Lgs 42/04 e s.m.i., per il quale valgono le relative fasce di rispetto pari a 150 m. Si tratta del Naviglio Candiano o canale di Porto Corsini, per il quale il PTPR, all'Art. 18 delle Norme di Attuazione, prevede azioni volte per lo più ad evitare alterazioni o compromissione del corso ordinario delle acque, ogni interruzione della normale risalita verso monte del novellame, ogni intralcio al transito dei natanti ed ogni limitazione al libero passaggio di persone e mezzi di trasporto sui coronamenti, sulle banchine e sulle sponde. Lo Stabilimento ricade inoltre all'interno dell'area di fascia costiera.

Lo Stabilimento EniPower non interferisce in alcun modo con tali fasce, né risulta soggetto agli indirizzi di tutela paesaggistica promossi dal PTPR, in quanto inserito all'interno di un contesto industriale.

Piano Regionale delle Coste (PRC)

La prima legge regionale in materia di protezione della costa è stata la legge regionale 7/1979. Da questo atto è disceso il primo piano per la gestione costiera della Regione Emilia-Romagna, finalizzato a difendere l'equilibrio delle proprie aree costiere, risalente al 1981, cui è seguito un altro progetto di Piano nel 1996.

Nel 2005 il Consiglio Regionale, su proposta della Giunta Regionale (delibera n. 2406 del 29/11/2004) e preso atto delle modificazioni apportate alla stessa proposta di Giunta da parte della Commissione Consiliare "Territorio Ambiente e Infrastrutture", ha approvato le Linee guida per la gestione integrata per le zone costiere con propria deliberazione n. 645 del 20 gennaio 2005, un innovativo strumento in linea con le indicazioni dell'Unione europea per orientare verso la piena sostenibilità ambientale tutte le attività che insistono sulla costa.

Negli anni 2000 e 2007 sono state prodotte due relazioni sullo stato del litorale negli anni, la più recente delle quali dotata anche di un piano decennale di gestione della costa 2010-2019, presentato pubblicamente il 15 maggio 2009 a Ravenna nel corso di un convegno sulla gestione dei litorali.

Il piano, realizzato da ARPA per conto della Regione Emilia-Romagna, individua nel ripascimento, in particolare con sabbie sottomarine, la strategia principale di intervento da perseguire come strategia di lungo termine, in un'ottica di programmazione nel medio-lungo periodo, al fine di mantenere in equilibrio il sistema costiero regionale, compromesso dalla crescente antropizzazione delle zone costiere, dalla riduzione degli apporti solidi fluviali e dai fenomeni di subsidenza.

Nel 2010, nell'ambito del progetto europeo COASTANCE (Programma MED), è stato inoltre sviluppato dalla Regione il Sistema gestionale delle Celle Litoranee (SICELL), strumento informativo di supporto alla gestione e difesa della costa, grazie alla riorganizzazione di basi dati e informazioni in massima parte già esistenti e costantemente aggiornati nel sistema informativo regionale. Tale Sistema ha permesso una classificazione del litorale regionale basata sul confronto dei dati delle ultime campagne di monitoraggio 2006 e 2012. Nello Specifico, il tratto di costa antistante lo Stabilimento Enipower, rientrante nella macro cella n.4 è caratterizzato da condizioni di



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

buona stabilità nella porzione a sud del molo sud del Porto di Ravenna. Questo tratto comprende anche la spiaggia fortemente critica di Punta Marina nord.

Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Il PAI, introdotto nell'ordinamento italiano dalla Legge 183/1989, oggi abrogata, costituisce, secondo quanto indicato nella Parte Terza "Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione, di tutela delle acque dall'inquinamento e di gestione delle risorse idriche" del D.lgs. 152/2006 e smi, Piano Stralcio del Piano di Bacino, ai sensi dall'articolo 67 comma 1 del D.Lgs. 152/2006: detto Piano ha valore di piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo ricadente nel territorio di competenza dell'Autorità di Bacino dedicata.

Il PAI di riferimento per la caratterizzazione della pericolosità geomorfologica del territorio dove è ubicato lo Stabilimento è quello relativo ai Bacini Regionali Romagnoli (su cui oggi è competente l'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po, subentrata all'Autorità dei bacini regionali romagnoli, oggi soppressa - AdBRR¹), recentemente aggiornato con la Variante di coordinamento PAI-PGRA, approvata con DGR 2112/2016, il cui ambito di pianificazione comprende i bacini idrografici dei fiumi che sfociano nella costa ravennate e forlivese: Lamone, Fiumi Uniti (Montone e Ronco), Bevano, Savio, Rubicone e Pisciatello, nonché le aree di pianura intercluse tra i loro corsi arginati drenati dal reticolo di bonifica e l'ambito costiero- marino, ed interessa territori delle province di Ravenna, Forlì-Cesena e Firenze.

Dall'analisi delle tavole di perimetrazione delle aree a rischio idrogeologico del PAI vigente, l'area dello Stabilimento risulta non essere interessata da rischio di frana, essendo ubicata in area di pianura, né da perimetrazioni inerenti il potenziale allagamento per inofficiosità dei corsi d'acqua naturali.

Piano di Gestione Rischio Alluvione (PGRA)

La Direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione del rischio di alluvioni, recepita nell'ordinamento italiano con il Decreto Legislativo 23 febbraio 2010 n. 49, è il documento che vuole creare un quadro di riferimento omogeneo a scala europea per la gestione dei fenomeni alluvionali e si pone, pertanto, l'obiettivo di ridurre i rischi di conseguenze negative derivanti dalle alluvioni soprattutto per la vita e la salute umana, l'ambiente, il patrimonio culturale, l'attività economica e le infrastrutture. Le mappe della pericolosità del Piano di Gestione del Rischio Alluvione (PGRA) di cui al primo ciclo, redatte nel 2013 dalle Autorità di bacino regionali e interregionali sotto il coordinamento dell'Autorità di Bacino dell'Appennino Settentrionale (sulla base della governance allora in vigore), indicano le aree geografiche potenzialmente allagabili in relazione ai seguenti tre

¹ La Legge n. 221 del 28 dicembre 2015 "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali" (c.d. Collegato Ambientale, Gazzetta n.13 del 18 gennaio 2016), con l'art. 51, è intervenuta nella modifica sia dell'art. 63 (Autorità di bacino distrettuale) che dell'art. 64 (Distretti idrografici) del D.Lgs. 152/2006. In particolare, con la modifica di quest'ultimo articolo, viene definito un nuovo assetto territoriale per i Distretti Idrografici portandoli da 8 a 7 con la soppressione del Distretto Idrografico del Serchio e la sua assimilazione al Distretto Idrografico dell'Appennino Settentrionale e con una diversa attribuzione ai Distretti di alcuni bacini regionali e interregionali, così come definiti ai sensi della Legge n. 183 del 18 maggio 1989. Come stabilito dal comma 3 dell'art. 63 del D.Lgs. 152/2006, così come modificato dalla L. 221/2015, il 17 febbraio 2017 (G.U.R.I. n. 27 del 2 febbraio 2017) è entrato in vigore il D.M. 25 ottobre 2016 che sopprime le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali istituite ai sensi della L. 183/1989 e trasferisce tutte le relative funzioni alle Autorità di bacino distrettuali. Il territorio su cui era competente l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli è confluita, pertanto, in un primo momento nel distretto dell'Appennino Settentrionale, poi, con L. 221/2015, nel distretto padano, su cui è competente l'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po, con sede a Parma e Bologna.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

scenari:

- Alluvioni rare di estrema intensità: tempo di ritorno fino a 500 anni dall'evento (bassa probabilità);
- Alluvioni poco frequenti: tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (media probabilità);
- Alluvioni frequenti: tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (elevata probabilità).

Dette mappe sono parte integrante del PGRA attualmente vigente, adottato entro i termini previsti dal dispositivo comunitario (22 dicembre 2015) dai Comitati Istituzionali delle Autorità di Bacino Nazionali per poi essere definitivamente approvati con DPCM in data 27 ottobre 2016.

La Direttiva 2007/60/CE è oggi entrata nella sua seconda fase di attuazione che ha visto la predisposizione della Valutazione preliminare del Rischio di Alluvioni (art. 4 Dir. 2007/60/CE e D.Lgs. 49/2010) e la individuazione delle Aree a Rischio Potenziale Significativo (APSEFR, art. 5 Dir. 2007/60/CE e D.Lgs. 49/2010), l'aggiornamento delle mappe della pericolosità e del rischio di alluvione e la determinazione dei tiranti (art. 6 Dir. 2007/60/CE e D.Lgs. 49/2010) e sta attualmente approcciando la elaborazione del secondo Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (da concludersi entro dicembre 2021)².

Le mappe della pericolosità e del rischio di alluvioni aggiornate nel dicembre 2019 sono visualizzabili e consultabili alla seguente pagina:

<https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/suolo-bacino/sezioni/piano-di-gestione-del-rischio-alluvioni/mappe-pgra-secondo-ciclo>

mediante l'applicativo Mokawebgis Direttiva Alluvioni: <https://servizimoka.regione.emilia-romagna.it/mokaApp/apps/DA/index.html>

Dall'analisi della carta di pericolosità da alluvione per il territorio di Ravenna (rimasto sostanzialmente invariato tra primo e secondo ciclo, salvo alcune limitate modifiche introdotte dalla Variante di Coordinamento PAI-PGRA 2016 sopra citata), si evidenzia come lo Stabilimento EniPower non ricada in aree a pericolosità da Reticolo Principale o per ingressione marina, mentre è interessato dal potenziale allagamento del Reticolo Secondario di Pianura (RSP) per lo scenario di media probabilità - P2.

Piano Aria Integrato Regionale (PAIR)

Il Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2020) della Regione Emilia-Romagna è stato approvato con deliberazione dell'Assemblea Legislativa DAL n. 115 dell'11 aprile 2017 ed è entrato in vigore il 21 aprile 2017. Il PAIR prevede di raggiungere entro il 2020, importanti obiettivi di riduzione delle emissioni dei principali inquinanti (rispetto al 2010 è prevista la riduzione del 47% per le polveri sottili (PM10), del 36% per gli ossidi di azoto, del 27% per ammoniaca e composti organici volatili e del 7% per l'anidride solforosa) che permetteranno di ridurre del 63% la popolazione esposta al rischio di superamento dei limiti consentiti per il PM10, riducendola di fatto al solo 1%.

La Relazione Generale del PAIR, evidenzia che in Emilia-Romagna, analogamente a quanto accade in tutto il bacino padano, vi siano criticità per la qualità dell'aria che riguardano gli inquinanti PM10, PM2.5, ozono (O₃) e biossido di azoto (NO₂). I primi tre interessano pressoché l'intero territorio regionale, mentre per l'NO₂ la problematica è più localizzata in prossimità dei grandi centri urbani.

La ripartizione percentuale delle emissioni per i diversi macrosettori evidenzia come il Settore di produzione di energia risulti maggiormente significativo rispetto alle emissioni di CO₂ ed NO_x.

² <https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/suolo-bacino/sezioni/piano-di-gestione-del-rischio-alluvioni>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

La cartografia delle aree di superamento su base comunale dei valori limite del PM₁₀ e NO₂ (DAL 51/2011, DGR 362/2012) per l'anno di riferimento 2009, individua le aree più critiche del territorio regionale. Il Comune di Ravenna rientra tra le aree di superamento del PM₁₀.

Con riferimento alle attività industriali soggette al rilascio delle Autorizzazioni Integrate ambientali, le Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano Aria Integrato Regionale, all'articolo 19, commi 1) e 2), prevedono in particolare:

1. *L'Autorità competente si attiene, in sede di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), alle seguenti prescrizioni:*

a) *fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali e agli NOX (ossido di azoto) in caso nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione;*

b) *nelle aree di superamento, fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali, agli NOx (ossidi di azoto) e agli ossidi di zolfo (SO₂) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile, e di modifiche sostanziali delle installazioni esistenti che configurino incrementi di capacità produttiva superiori o pari alla soglia di assoggettabilità ad AIA, come specificato al paragrafo 9.4.3.1.b, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile e non comporti costi sproporzionati. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione.*

2. *Le installazioni situate nelle aree di superamento che abbiano superato la soglia emissiva di 50 t/anno per le polveri, di 100 t/anno per NOx e di 150 t/anno per SOx, in almeno due dei 5 anni solari precedenti, e che svolgono un'attività principale per la quale siano state emanate le conclusioni sulle BAT ai sensi della Direttiva 2010/75/UE, hanno l'obbligo di conformarsi agli indirizzi elaborati dal Tavolo permanente, che sarà costituito con successiva determinazione del dirigente regionale competente per materia con gli enti interessati e le Associazioni di categoria, per un adeguamento progressivo degli impianti che tenda, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile, alle prestazioni migliori in termini di emissioni tra quelle previste nelle BAT conclusions*

Piano di Tutela delle Acque

All'interno del Quadro Conoscitivo del Piano vengono individuati i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei e vengono stimate le pressioni e gli impatti significativi esercitati dall'attività antropica sullo stato delle acque, in termini di carichi inquinanti puntuali e diffusi.

Il Bacino di riferimento per l'area in esame è costituito dal Canale Candiano.

Per il controllo delle acque superficiali, è attiva una rete di monitoraggio regionale la cui dislocazione territoriale è stata definita in funzione, principalmente, degli scarichi idrici originati dagli insediamenti urbani e produttivi.

Per i corpi idrici superficiali è previsto che lo stato ambientale, espressione complessiva dello stato del corpo idrico, derivi dalla valutazione attribuita allo "stato ecologico" ed allo "stato chimico" del



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

corpo idrico.

Dall'analisi dei report redatti dall'ARPAE per l'anno 2010-2013 risulta che lo stato di qualità ambientale del Canale Candiano nei pressi dello Stabilimento di Ravenna è caratterizzato da uno stato Ecologico "Sufficiente", mentre lo stato Chimico è "Buono".

Dall'analisi dei report redatti dall'ARPAE per l'anno 2010-2012 risulta che i corpi idrici sotterranei nell'area di Ravenna presentano uno stato quantitativo come "Buono" e uno stato chimico "Scarso".

Dal PTA si evince che l'area in esame è compresa nella porzione di territorio definita come "*fascia delle aree sensibili entro i 10 km dalla linea di costa*", che la fascia di mare antistante (3 km) rientra, anch'essa, nelle aree sensibili e che nell'intorno del sito vi è la presenza di aree umide dichiarate di valore internazionale dalla dichiarazione di Ramsar.

Rete Natura 2000 e Aree Naturali protette

Nella tabella seguente sono riportati i Siti di Importanza Comunitaria (SIC), le Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS) più vicine allo stabilimento.

Siti Natura 2000		
Codice identificativo	Denominazione	Distanza del Sito dall'area di intervento
SIC-ZPS IT4070003	Pineta di San Vitale, Bassa del Pirottolo	950 m
SIC-ZPS IT4070004	Pialasse Baiona, Riseiga e Pontazzo	1.200 m
SIC-ZPS IT4070006	Pialassa dei Piomboni, Pineta di Punta Marina	2.300 m

4.2.2. Pianificazione Provinciale

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

La Provincia di Ravenna si è dotata di un Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale, adottato il 29/06/1999 e approvato dalla Regione in data 01/02/2000. Il PTCP è stato successivamente modificato attraverso numerose varianti. L'ultima variante al PTCP è stata approvata tramite Deliberazione del Consiglio Regionale n. 49 del 19/10/2018.

Il quadro conoscitivo del PTCP, nella tavola 2-9 in relazione alle aree di tutela dei sistemi ambientali e delle risorse naturali e storico culturali, individua ai margini dell'area in studio, zone di tutela naturalistica e di conservazione al di fuori dei confini del Piano Regionale portuale. L'area in oggetto, tuttavia, non interferisce con tali territori.

Dalla Tavola 6 del PTCP inerente le reti ecologiche, risulta che l'area in oggetto è classificata come ambito specializzato per attività produttive ai cui bordi sono presenti due ecosistemi forestali dei quali uno è classificato come rete ecologica di primo livello ed il secondo risulta destinato al potenziamento della rete ecologica.

Nell'area vasta si individuano varie fasce territoriali nelle quali realizzare corridoi ecologici



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

complementari.

La tavola 3-9 del PTCP evidenzia inoltre che l'area in esame ricade all'interno della perimetrazione delle Aree di protezione delle acque sotterranee costiere, individuata in considerazione delle evidenze sperimentali di subsidenza costiera e di salinizzazione delle falde per ingressione di acque marine.

Piano Provinciale di Gestione dei Rifiuti Urbani e Speciali

Il vigente Piano Provinciale per la Gestione dei Rifiuti Urbani e Speciali (PPGR) della Provincia di Ravenna è stato approvato dal Consiglio Provinciale con D.C.P. n. 71 del 29 giugno 2010, secondo una procedura di concertazione istituzionale data dalla LR n. 20/2000, ed in un contesto normativo relativo alla gestione dei rifiuti in continua evoluzione.

L'ambito industriale di Ravenna è incluso nelle aree potenzialmente idonee alla localizzazione degli impianti per la gestione dei rifiuti urbani e speciali.

Piano Provinciale di Tutela delle acque (PPTA)

Con deliberazione del Consiglio Provinciale n. 24 del 22 marzo 2011 è stata approvata la variante al PTCP in attuazione del Piano di Tutela delle Acque (approvato dalla Regione Emilia-Romagna con delibera dell'Assemblea Legislativa Regionale 21/12/05 n. 40). La variante è entrata in vigore l'11 maggio 2011, data di pubblicazione dell'avviso di deposito sul BURERT n. 73 del 11/05/2011.

La Relazione Illustrativa Generale della Variante, oltre ad esporre gli obiettivi del Piano ed i programmi e misure per darle attuazione, rappresenta una sostanziale integrazione del Quadro conoscitivo del PTCP su tutti gli aspetti conoscitivi che riguardano la risorsa e le pressioni antropiche che gravano su di essa.

Tra le varie modifiche apportate dal PPTA, si individua l'inserimento tra i corpi idrici superficiali significativi ai sensi dell'art. 4 del D. Lgs. 152/99 dell'intero bacino imbrifero del Canale Candiano, comprensivo delle Piallasse, da assoggettare ad approfondimenti conoscitivi che consentano le valutazioni necessarie per l'opportunità o meno di individuare l'asta del canale come corpo idrico "di interesse".

4.2.3. Pianificazione Comunale

Piano Strutturale Comunale

Il comune di Ravenna è dotato di un Piano Strutturale Comunale (PSC) approvato con delibera di Consiglio Comunale PV 25/2007 del 27/02/2007 e pubblicato sul BUR n. 57/2007 del 26/04/2007, la cui ultima variante è stata approvata con delibera di CC n. 222989/156 del 11/12/2018.

Come evidente dalla tavola 13 del PSC l'area in oggetto è localizzata all'interno dello "Spazio portuale" in "un'area di ristrutturazione per le attività industriali e produttive portuali", che sono soggette a riconversione produttiva basata su processi tecnologicamente avanzati, con impatto ambientale ridotto e controllabile e dunque a ristrutturazione urbanistica a basso impatto ambientale. L'area è servita da una rete di infrastrutture viabilistiche che comprendono strade e linee ferroviarie.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Regolamento Urbanistico ed Edilizio

Il RUE del comune di Ravenna è stato approvato con la delibera di C.C. n. 77035/133 del 28/07/2009, mentre nella seduta del 22/12/2011 con delibera di C.C. n. 127600/194 è stata adottata la Variante al RUE denominata “Patrimoniale – Palazzo Guiccioli”. L’ultima variante allo strumento è stata approvata in data 20/02/2019 con delibera di CC n.19509/8 “Variante rue e rue piano dell’arenile, beni demaniali e comunali”.

In base alle Tavole 2.33 e 2.41 del RUE inerenti i “Regimi normativi della città esistente e del territorio extraurbano” emerge che l’area di interesse è localizzata in uno “spazio portuale” ed in particolare in “un’area di ristrutturazione di attività industriali e produttive portuali” soggette al POC (Piano Operativo Comunale).

Allo stato attuale il II° POC è stato adottato con delibera di Consiglio Comunale n135845/87 del 19/07/2018.

Zonizzazione Acustica Comunale

In data 28/05/2015 è stata controdedotta ed approvata con deliberazione del Consiglio Comunale n.54 - P.G. 78142/15 la “Classificazione Acustica” del Comune di Ravenna esecutiva a termini di legge dal 20/6/2015.

La nuova classificazione acustica è stata effettuata ai sensi dell’articolo 6 della Legge Quadro sull’inquinamento acustico n.447 del 1995e seguendo la metodologia disposta dalla deliberazione di Giunta Regionale del 9 ottobre 2001 n. 2053 “Criteri e condizioni per la classificazione acustica del territorio ai sensi dell’articolo 2 della legge regionale 15 del 2001 (Disposizioni in materia di inquinamento)”.

L’area in parola ricade nella classe acustica VI: aree esclusivamente industriali (Rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi), con Limite di immissione diurno/notturno 70 dB(A).



5. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

La Centrale termoelettrica a ciclo combinato Enipower oggetto del presente parere è ubicata all'interno del sito multi societario di Ravenna. Lo stabilimento, nella sua configurazione attuale con i propri impianti di produzione energia elettrica e di vapore tecnologico soddisfa localmente le esigenze energetiche del sito industriale.

La centrale Enipower risulta suddivisa in due sezioni di generazione:

- sezione 1 composta da: una caldaia tradizionale 20B400 da 450 t/h di vapore ad alta pressione (attualmente mantenuta in riserva fredda), un turbogas TG501 da 122,8 MWe (utilizzato come riserva), una turbina a condensazione parziale in contropressione da 37,5 MWe (20TD2), una turbina a condensazione e parziale contropressione da 65 MWe (20TD300);
- sezione 2 composta da due cicli combinati (CC1 e CC2), ciascuno composto da: un turbogas da 266MWe, un generatore di vapore a recupero da 280 t/h di vapore ad alta pressione, 44 t/h a media pressione e 32 t/h a bassa pressione e una turbina a vapore da 127 MWe;

a cui sono collegate:

- una rete di distribuzione vapore;
- una rete di distribuzione elettrica.

Il sito multi societario utilizza vapore nei propri processi sia come energia meccanica (alimentazione di macchine), sia come energia termica. Il vapore prodotto da Enipower viene distribuito tramite una rete di proprietà della società consortile Ravenna Servizi Industriali (RSI - Società fornitrice dei servizi industriali e della produzione e distribuzione delle *utilities* alle aziende del distretto industriale di Ravenna).

Si riporta nei seguenti paragrafi la descrizione delle due sezioni.

5.1. Sezione 1

La prima sezione si compone della:

- caldaia tradizionale 20B400 da 450 t/h di vapore ad alta pressione, alimentata a gas naturale, tenuta in riserva fredda;
- il turbogas TG501 da 122,8 MWe alimentato a gas naturale con generatore di vapore a recupero BA501 da 190 t/h di vapore ad alta pressione e 44 t/h a bassa pressione;
- la turbina 20TD2 a condensazione e parziale contropressione da 37,5 MWe, tenuta in riserva fredda;
- la turbina 20TD300 a condensazione e parziale contropressione da 65 MWe;

Le unità 20TD2 e 20TD300 sono a servizio sia della TG501 che della Caldaia 20B400. Ai fini del bilancio complessivo dell'installazione vengono associate alla TG501 in quanto la caldaia 20B400 viene attualmente mantenuta in riserva fredda.

Il Gestore calcola una potenza termica di combustione pari a:

- 395 MWt per il gruppo TG501 (turbina a gas TG501 + generatore di vapore a recupero + turbine a condensazione 20TD2 e 20TD300) - ottenuto considerando una capacità nominale



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

di produzione vapore pari a 170t/h a 50 bar e 40/h a 8 bar;

- 323 MWt per la Caldaia 20B400 di riserva fredda - calcolato con exergia considerando un funzionamento di circa 1.300 ore/anno.

La caldaia 20B400, di costruzione BREDA, è del tipo a radiazione pressurizzata, a circolazione naturale, dotata di preriscaldatori d'aria tipo Ljungström. La produzione massima continua è di 450 t/h di vapore ad Altissima Pressione.

La turbina a gas, siglata TG-501, è di progetto General Electric e di costruzione Thomassen del tipo Heavy-Duty modello MS-9001-E, ed ha una potenza nominale, in condizioni ISO, di 122,8 MWe alimentata a gas naturale.

Il turbogas è provvisto di un sistema di combustori DLN (Dry Low NOx) al fine di ridurre le emissioni di NOx. Esso è accoppiato direttamente al generatore sincrono di costruzione ABB Sae Sadelmi modello WY21Z-073LLT.

I fumi scaricati dal turbogeneratore a gas sono convogliati in un generatore di vapore a recupero (siglato BA501) in grado di produrre vapore a due livelli di pressione: alta e bassa.

Il generatore di vapore, di costruzione ANSALDO, è di tipo orizzontale con degasatore fisico termico integrato, con pompe di alimentazione alta pressione e bassa pressione.

La turbina 20TD2 da 37,5 MW è di costruzione TOSI su licenza Westinghouse di tipo assiale a condensazione, con spillamenti di vapore ad uso tecnologico per il sito e per utilizzo nel ciclo termico. Il vapore ammesso ha caratteristiche 116 bar, 538 °C. Il condensatore di entrambe le macchine è del tipo a flusso radiale a due passaggi d'acqua, raffreddati ad acqua di mare ed in grado di mantenere una pressione assoluta di 0,0863 bar al carico massimo di 115 t/h di vapore con acqua di circolazione a 25 °C. L'alternatore 20G2, accoppiato alla turbina 20TD2 è di costruzione Ercole Marelli, raffreddato ad idrogeno e calettati rigidamente alla turbina rotanti alla velocità di 3.000 giri/minuto.

La turbina 20TD300 da 65 MW, di costruzione ANSALDO, è di tipo assiale a condensazione con spillamenti di vapore ad uso tecnologico a MP e BBP; il vapore ammesso ha pressione di 116 bar e temperatura di 538 °C. L'alternatore 20G300 ad essa accoppiato è di costruzione ALSTOM, calettato rigidamente alla turbina rotante alla velocità di 3.000 giri/minuto e raffreddato ad aria.

Il condensatore è del tipo a flusso radiale a due passaggi d'acqua, raffreddati ad acqua di mare ed in grado di mantenere una pressione assoluta di 0,0863 bar al carico massimo di 115 t/h di vapore con acqua di circolazione a 25 °C.

Il sistema elettrico della sezione 1 in MT 14,4 kV è connesso alla SS Elettrica a 132 kV mediante cavi AT.

PROGETTO CALDAIA B600

Nell'ambito della documentazione presentata per il riesame il Gestore dichiara la volontà sostituire l'esistente caldaia tradizionale in riserva fredda 20B400, con potenza termica di 323 MWt da 450 t/h di vapore AP, con una nuova caldaia denominata B600 di taglia ottimizzata (170 MWt e 200 t/h di vapore MP).

Il progetto ha ottenuto, nel febbraio 2014, il provvedimento di esclusione dalla procedura di VIA rilasciato dal MATTM con provvedimento prot. DVA-2014-005237 e successiva modifica con provvedimento DVA-2014-0022254 del luglio 2014.

Il Gestore dichiara che l'intervento è finalizzato al miglioramento complessivo dell'affidabilità nella



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

fornitura di vapore allo stabilimento multisocietario di Ravenna mediante l'installazione del nuovo generatore di vapore, con livelli di emissioni di inquinanti in atmosfera inferiori rispetto alla caldaia attualmente installata, di taglia inferiore ed ottimizzata per gli attuali fabbisogni di vapore del sito.

L'esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale vincola il progetto alle seguenti prescrizioni:

1. La caldaia B400 dovrà essere messa fuori servizio contestualmente con l'entrata a regime della caldaia B600 e dovrà essere successivamente smantellata;
2. La nuova caldaia sarà alimentata esclusivamente a gas metano;
3. Prima dell'entrata in esercizio della caldaia B600 dovrà essere presentato un progetto per la riduzione delle concentrazioni di NO_x al valore di 50 mg/Nm³, tale valore dovrà essere raggiunto entro 24 mesi dalla messa in esercizio;
4. I limiti di emissione del nuovo generatore di vapore ausiliario dovranno essere pari a 80 mg/Nm³ per NO_x e 50 mg/Nm³ per CO, come concentrazione media oraria al 3% di O₂. Al fine dell'accertamento del rispetto dei limiti di emissione dovrà essere sottoscritto con ARPA Emilia Romagna un protocollo per la realizzazione e gestione di un sistema di monitoraggio in continuo al camino della caldaia ausiliaria.

Al fine di cogliere da subito i benefici ambientali associati all'installazione della nuova caldaia B600, riguardo le prescrizioni n. 3 n. 4, il Gestore propone, per il nuovo punto emissivo denominato E5 (h=30 m; sez.=4,2 m²), il rispetto di un limite di emissione di NO_x pari a 50 mg/Nm³, sin dalla messa in esercizio.

Il Gestore dichiara che il nuovo punto emissivo sarà dotato di Sistema di monitoraggio in continuo NO_x, CO, O₂, temperatura, vapore acqueo e pressione.

La futura caldaia B600 utilizzerà, per quanto possibile, le strutture esistenti quali:

- Fondazioni di una caldaia preesistente (20-B3), già smantellata;
- Pipe-rack esistente nel quale esistono spazi disponibili adeguati alla futura installazione.

La realizzazione dell'intervento, inoltre, oltre all'installazione della nuova caldaia B600, prevede anche l'installazione delle seguenti nuove apparecchiature, localizzate in corrispondenza della zona caldaie presso l'area CTE Isola 11:

- un nuovo cabinato posto alla base del nuovo camino, comprensivo di sistema analisi per il monitoraggio delle emissioni in atmosfera (S.M.E.) della nuova caldaia e sistema di HVAC del cabinato;
- un nuovo cabinato, in prossimità della nuova caldaia B600, comprensivo di sistema di analisi e campionamento dell'acqua e vapore di caldaia e sistema di HVAC del cabinato;
- un nuovo cabinato, in prossimità della nuova caldaia B600, contenente i quadri elettrostrumentali;
- una nuova stazione di riduzione gas naturale (in sostituzione di quella che alimenta la caldaia B400).

Inoltre, presso la sala controllo esistente (remota) saranno previsti:

- collegamenti dalla sala tecnica locale ed integrazione con tutti i sistemi di controllo e protezione esistenti;
- collegamenti con il cabinato analisi ed integrazione con il sistema di monitoraggio delle emissioni in atmosfera (S.M.E.) esistenti.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Di seguito sono riepilogate le caratteristiche principali della nuova caldaia B600

Caratteristiche generali e prestazioni per la nuova caldaia B600	
Tipo:	caldaia a tubi d'acqua (water tube boiler)
Alimentazione:	gas naturale
Potenzialità Vapore (100% MCR):	200 t/h
Potenza Termica Installata	170 MWt
Pressione Vapore di esercizio a rete	18 barg
Temperatura Vapore di esercizio a rete	260 °C
Emissioni NO _x (mg/Nm ³ @ 3%O ₂)	50
Emissioni CO (mg/Nm ³ @ 3%O ₂)	50
Punto emissivo	E5 (h=30 m; sez.=4,2 m ²)

Gli spurghi di caldaia verranno inviati alla rete acque inorganiche di sito, in accordo a quanto riportato nel Regolamento fognario in vigore presso il sito petrolchimico multisocietario di Ravenna. La destinazione finale delle acque raccolte alla fogna bianca di stabilimento è il sistema TAS. Considerando la minore potenzialità della nuova caldaia B600 rispetto all'attuale caldaia B400, il Gestore si attende una riduzione in merito alla produzione di spurghi.

Il Gestore dichiara che per la realizzazione della modifica saranno necessari 23 mesi, ed ipotizzava l'inizio dei lavori nel secondo quadrimestre 2020, e la conclusione al 31/12/2022.

Il Gestore con i chiarimenti resi a valle della riunione del 18/09/2020, con la nota PEC del 25/09/2020, precisa che:

«la caldaia B600 si configurerà, in sostituzione della caldaia B400 - omissis -, come riserva "fredda" degli impianti della centrale di Ravenna e potrà essere messa in esercizio solo in caso di fermata di almeno uno degli altri tre gruppi a Ciclo Combinato (TG-501, CC1 e CC2). Considerate però le performance tecniche e ambientali attese per la caldaia B600 si prevede di utilizzarla per un numero di ore maggiore di 1.500 ore anno».

5.2. Sezione 2

La seconda sezione si compone di due cicli combinati, ciascuno composto da:

- un turbogas 11 TG-001 e 12 TG-001 da 266 MWe cad;
- un generatore di vapore a recupero 31 BA-001 e 32 BA-001 da 280 t/h di vapore ad alta pressione, 44 t/h a media pressione e 32 a bassa pressione;
- una turbina a vapore 21 TD-001 e 22 TD-001 da 127 MWe cad..

I due gruppi di produzione a ciclo combinato sono caratterizzati, ciascuno, da una potenza elettrica in condizioni ISO pari a 393 MWe e una potenza termica pari a 683 MWt.

Ogni gruppo è sostanzialmente costituito dalle seguenti sezioni:

- Turbina a gas;
- Caldaia a recupero;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- Turbina a vapore;
- Condensatore;
- Trasformatore elevatore.

Turbina a gas

Le turbine a gas, alimentate esclusivamente a gas naturale, sono equipaggiate con bruciatori convenzionali dell'ultima generazione di tipo VeloNox® (Dry Low NOx). In questo caso, la combustione a fiamma premiscelata comporta emissioni di ossidi di azoto intrinsecamente basse, senza necessità di iniezione di vapore.

L'aria ambiente viene introdotta in camera di combustione mediante il compressore e qui miscelata con il combustibile. I gas combusti ad alta temperatura (circa 1.200 °C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas multistadio, ove espandendo cedono energia meccanica all'albero.

Buona parte dell'energia sviluppata viene utilizzata per muovere il compressore della turbina a gas stessa, mentre la rimanente parte aziona il generatore per la produzione d'energia elettrica.

I gas combusti fuoriescono quindi dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 550 °C e giungono nella sezione d'ingresso del generatore di vapore a recupero.

Generatori di vapore

Il generatore di vapore è una caldaia a recupero, posta a valle della turbina a gas, composta da una serie di scambiatori di calore attraversati dai fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione, con risurriscaldatore e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia.

L'acqua demineralizzata necessaria al funzionamento viene fornita dall'impianto di trattamento presente nel sito multisocietario di Ravenna, stoccata in due serbatoi (siglati 20V1 e 20V2) posti all'interno della vecchia centrale e da essi inviata ai GVR tramite delle pompe.

I fumi raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100 °C.

Questa configurazione permette di massimizzare il ciclo termico e migliorare di conseguenza l'efficienza del ciclo combinato.

Turbine a vapore

La turbina a vapore è composta da una sezione di alta, una di media e da una sezione di bassa pressione con scarico al condensatore.

Tutto il vapore di alta pressione prodotto dalla caldaia a recupero è convogliato nella sezione di alta pressione della turbina a vapore (pressione circa 115 bar e temperatura 538 °C).

La portata scaricata si miscela con il vapore prodotto dal corpo di media e dopo aver attraversato i banchi del risurriscaldatore della caldaia a recupero entra nella sezione di media pressione della turbina a vapore.

Parte del vapore in uscita dal risurriscaldatore della caldaia a recupero, prima di essere inviato alla turbina a vapore, viene estratto mediante un gruppo di regolazione esterno alla turbina a vapore per



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

fornire allo Stabilimento il vapore tecnologico, a media pressione, alle condizioni di temperatura richieste.

La turbina a vapore è dotata di una estrazione libera a bassa pressione regolabile in base alla richiesta delle utenze dello stabilimento, tramite un gruppo di regolazione analogo a quello precedentemente descritto per la pressione intermedia.

Un'ulteriore stazione di riduzione e attemperamento è inoltre prevista tra i collettori di media e bassa pressione per l'eventuale necessità di derivare vapore dall'uno all'altro livello di pressione per lo stabilimento.

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, viene poi condensato.

Condensatori ad acqua

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, entra direttamente nel condensatore ad acqua, dove viene condensato e leggermente sottoraffreddato alla pressione di esercizio di circa 0,06 bar(a).

Il condensatore ad acqua serve a condensare il vapore esausto scaricato dalla turbina per mezzo dell'acqua dolce ad uso industriale proveniente dalle torri di raffreddamento a circuito chiuso.

Il condensato viene raccolto in un apposito pozzo caldo, da cui aspirano le pompe di estrazione che la inviano alla caldaia per il ritorno in ciclo.

Trasformatore elevatore

Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Un apposito cavidotto collega il trasformatore alla sezione 380 kV della sottostazione elettrica.

5.3. Sistemi ausiliari

I Sistemi Ausiliari sono costituiti dai seguenti elementi:

- Circuiti di raffreddamento;
- Sistema acqua di demineralizzata;
- Sistema gas metano;
- Sistema antincendio e rilevazione gas;
- Alimentazione di emergenza della centrale.

Circuiti di Raffreddamento

Nello stabilimento sono presenti due tipologie di circuiti di raffreddamento:

- ad acqua mare a circuito aperto per i condensatori delle turbine a vapore della sezione 1;
- ad acqua dolce di fiume a circuito chiuso con torri di raffreddamento per i cicli combinati e il TG501.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

L'acqua mare viene prelevata dal canale Candiano è inviata per caduta alla vasca di raccolta dello Stabilimento. Da qui tramite apposite pompe viene inviata ai condensatori delle turbine a vapore della sezione 1. Completata l'azione refrigerante l'acqua mare viene scaricata direttamente tramite due tubazioni nella canaletta di proprietà del consorzio di servizi RSI tramite la quale raggiunge il Canale Magni e la Piallassa.

Per il raffreddamento dei cicli combinati è stata usata la soluzione delle torri di raffreddamento con ricircolo. Sono presenti due gruppi di torre: una per il TG501 ed uno per i cicli combinati CC1 e CC2.

Il primo è costituito da tre piccole torri con ventilatori di tiraggio.

Il secondo è costituito da due batterie di torri con 6 celle ciascuna con ventilatori di tiraggio. Le torri sono dotate di un sistema per abbattere il pennacchio (sistema *wet dry*) che utilizza l'acqua proveniente dai condensatori dei turbogeneratori per riscaldare l'aria.

L'acqua di torre di entrambi i circuiti viene fornita dalla società Ravenna Servizi Industriali.

Sistema Acqua Demineralizzata

Sia per il funzionamento dei gruppi che per la produzione di vapore è necessario approvvigionarsi di acqua demineralizzata. Essa viene fornita dalla società Ravenna Servizi Industriali che, tramite apposita tubazione, alimenta due serbatoi da 2.500 mc posizionati nella zona nord della Centrale. Tramite stazioni di pompaggio dedicate l'acqua viene inviata alle varie apparecchiature.

Sistema Gas Metano

Tutti gli impianti di produzione dello Stabilimento utilizzano il gas naturale come unico combustibile. Essi sono alimentati dalla rete metano nazionale di Snam Rete Gas, mediante una stazione di misura portata e riduzione della pressione posta nei pressi del confine ovest del sito multisocietario. Nella stazione sono presenti 4 linee da 80.000 Sm³/h delle quali 3 normalmente in esercizio ed una in stand by.

Dalla stazione metano parte una tubazione interrata che, tramite 4 stacchi dedicati, fornisce il gas naturale ai vari gruppi.

Sistema Antincendio e Rilevazione Gas

Il sistema antincendio dello Stabilimento è costituito da:

- n° 11 gruppi di rilevazione fughe metano tra i quali quelli inseriti all'interno dei cabinati insonorizzanti delle turbine a gas generano la fermata dell'impianto;
- n° 10 gruppi di rilevazione fumo tra cui quelli inseriti nelle sale tecniche attivano sistemi di spegnimento ad argonite;
- n° 12 gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili che attivano impianti di spegnimento con acqua;
- n° 7 gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili che attivano impianti di spegnimento automatico con CO₂.

L'attivazione di tutti i sensori, di tipo ottico-acustico in sala controllo, è acquisita in sala controllo che è presidiata 24 ore su 24.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Tutti gli impianti vengono controllati periodicamente secondo quanto disposto dalla normativa vigente.

Sono altresì presenti impianti di spegnimento mobili (estintori) ed idranti gestiti dall'unità PRIN (Pronto Intervento) della società Ravenna Servizi Industriali.

Alimentazione di emergenza della centrale

L'alimentazione di emergenza della centrale è assicurata da batterie in corrente continua e da due generatori diesel di emergenza uno dedicato alla sezione 1 e uno alla sezione 2.

5.4. Distribuzione vapore

La produzione di vapore per le esigenze del sito multisocietario può avvenire sia nella sezione 1 che nella sezione 2 del sistema di generazione.

Per quanto riguarda la sezione 1, il vapore a 120 bar prodotto dalla caldaia BA501 viene derivato in due stazioni di riduzione 120/50 bar e immesso in un collettore a 50bar. Parte di questo vapore 50 bar può essere immesso nella rete del sito multisocietario e parte può essere ulteriormente derivato in stazioni di riduzione 50/20 bar e 50/8 bar quindi immesso nella rete del sito. Il vapore 8 bar può essere ulteriormente derivato in stazione di riduzione 8/4,5 bar quindi immesso nella rete del sito.

Per quanto riguarda la sezione 2, il vapore per usi tecnologici viene prodotto dai cicli combinati alle pressioni di 50 bar, 20 bar, 8 bar e 4,5 bar e viene immesso nelle reti del sito multisocietario per la vendita ai clienti.

Per ciascun ciclo combinato, il vapore 120 bar può essere derivato in una stazione di riduzione 120/50 bar e quindi immesso, attraverso un collettore comune nella rete del sito multisocietario.

Il vapore media pressione viene prelevato dall'uscita del surriscaldatore media pressione della caldaia a recupero e, dopo attemperazione, viene inviato alla stazione di riduzione 35/20 bar e quindi attraverso un collettore comune alla rete del sito multisocietario; parte di tale vapore 20 bar è immesso alle stazioni di riduzione 20/8 bar tramite le quali viene prodotto il vapore 8 bar, il quale viene immesso attraverso un collettore comune alla rete del sito multisocietario.

Il vapore bassa pressione viene prelevato dall'uscita del surriscaldatore bassa pressione della caldaia a recupero, quindi parte di esso può essere immesso nella stazione di riduzione a 4,5 bar e quindi attraverso un collettore comune alla rete del sito multisocietario.

5.5. Distribuzione dell'energia elettrica

La distribuzione di energia elettrica agli utenti dello stabilimento multisocietario è realizzata attraverso il sistema elettrico della Sezione 1, dove sono presenti 4 quadri di distribuzione in Media Tensione a 14,4 kV dove sono ubicate le partenze delle alimentazioni delle cabine primarie del sito multisocietario con distribuzione di tipo doppio radiale e la partenza dei servizi ausiliari.

Nella sezione 1 i turboalternatori a vapore, il 20G2 e il 20G300, sono connessi ai rispettivi quadri 14,4 kV tramite un interruttore di macchina i quali sono a loro volta connessi tramite due trasformatori



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

(siglati TR-ENEL1 e TR-ENEL2) a tre avvolgimenti 14,4/14,4/132 kV di collegamento alla sottostazione 132kV.

Il generatore del turbogas TG501, a differenza dei generatori con turbina a vapore, non è connesso ad un quadro, ma è collegato direttamente alla sottostazione, parte 132 kV, tramite un trasformatore 15/132 kV da 170 MVA. I servizi ausiliari di questo gruppo sono alimentati dalle sbarre dello stesso generatore tramite un trasformatore 15/6 kV.

Il montante del TG501 può essere connesso ai quadri 14,4 kV suddetti tramite una connessione diretta con reattanza.

Nella sezione 2 sono presenti i due cicli combinati CC1 e CC2, aventi ciascuno due turboalternatori (uno relativo alla turbina a gas e uno relativo alla turbina a vapore), che sono collegati direttamente alla sottostazione 380 kV, mediante trasformatori elevatori (siglati TRM1 e TRM2 rispettivamente) a tre avvolgimenti 380/19/15,75 kV da 440/280/160 MVA ciascuno con variatore sottocarico.

L'energia destinata ai consumi di questa sezione viene autoprodotta e resa disponibile da ogni gruppo mediante un trasformatore ausiliario di unità (siglati TRU1 e TRU2 rispettivamente) che insiste direttamente sull'avvolgimento del trasformatore elevatore lato turbogas (19 kV) e mediante opportune cabine elettriche di trasformazione ai livelli di utenza necessari.

La sottostazione elettrica è costituita da una sezione di tipo con isolamento in aria ed alla tensione nominale di 132 kV e da una sezione di tipo blindato con isolamento in esafluoruro di zolfo, alla tensione nominale di 380 kV. Le due sezioni possono essere connesse tramite l'autotrasformatore 380/132 kV (siglato ATR1) della potenza nominale di 250 MVA.

La sottostazione elettrica può essere connessa quindi alla Rete Elettrica Nazionale sia sul 380 kV che sul 132 kV.

5.6. Produzione

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze quali, in particolare, interventi di manutenzione programmata e interventi di manutenzione a guasto, richieste del mercato elettrico, soddisfacimento delle esigenze del sito multisocietario quest'ultime con particolare attenzione alla continuità delle forniture di energia elettrica e vapore nel sito.

Di seguito si riportano i dati 2017 relativi a ore di funzionamento dei gruppi produttivi e il relativo numero di transitori.

Gruppo	Ore di effettivo funzionamento	Numero di transitori
Ciclo Combinato 1 CC1	8.260	12
Ciclo Combinato 2 CC2	8.401	21
Turbina a gas TG501	1.134	14
Caldaia B400	0	0

La produzione totale della Centrale, definita energia elettrica equivalente, viene calcolata sommando all'energia elettrica prodotta dagli alternatori e il contenuto energetico del vapore sotto forma di



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

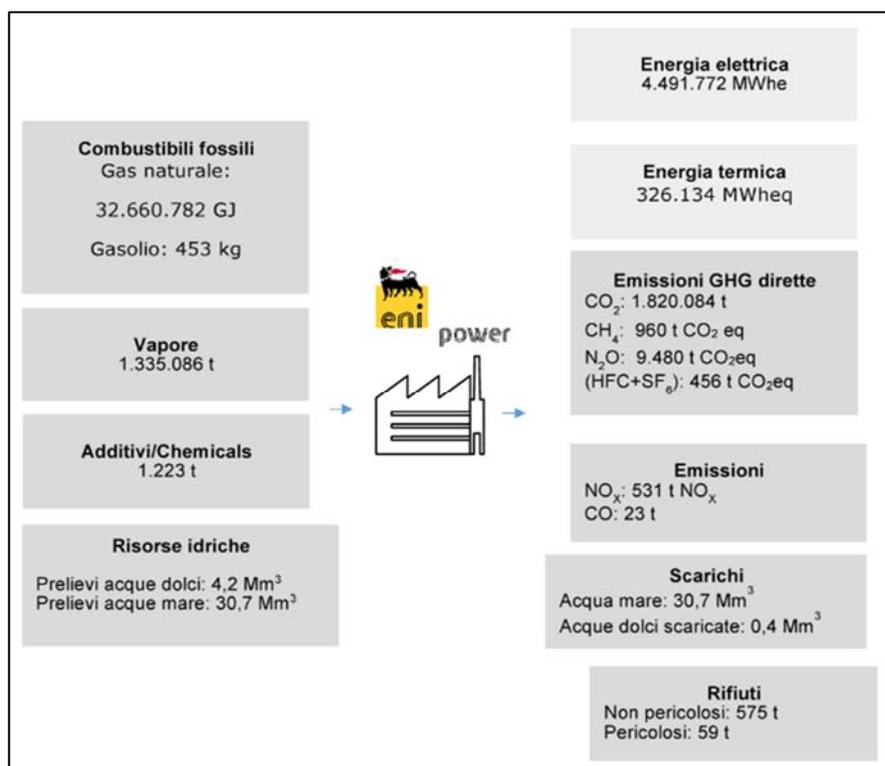
EniPower S.p.A. *Centrale Termoelettrica di Ravenna*

exergia (definita come la quantità di energia elettrica che sarebbe prodotta qualora il vapore distribuito ai clienti fosse utilizzato completamente in turbina per produrre solamente energia elettrica). Il risultato della somma rappresenta quindi l'energia elettrica che sarebbe stata prodotta qualora non fosse stato distribuito vapore ai clienti del sito multisocietario ma avesse lavorato in turbina sino alla condensazione.

Di seguito sono indicate le produzioni dello Stabilimento del triennio 2015 – 2017 suddivise tra energia elettrica e vapore:

	2015	2016	2017
Equivalente exergetico dell'energia termica (vapore) (MWheq)	296.417	326.463	326.134
Energia elettrica prodotta (MWh)	4.047.641	4.236.072	4.491.772

Nella seguente immagine è riportato il bilancio di massa ed energia della centrale di Ravenna dell'anno 2017



5.7. Capacità produttiva

Si riportano nelle successive tabelle i dati, forniti dal Gestore, relativamente all'anno 2017 e alla capacità produttiva.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Produzione di energia anno 2017

fase	unità	apparecchiatura	combustibile	Energia termica			Energia elettrica		
				Potenza termica di combustione (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWheq)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWhe)	Quota ceduta a terzi (MWhe/anno)
Fase 1 (Gruppo CC1)	11TG-001	Turbina a gas	Gas naturale	683	164.870 (3)	164.870 (3)	540.000	2.079.722,25	2.032.286,92
	31 BA-001	Generatore di vapore a recupero							
	21 TD-001	Turbina a vapore							
Fase 2 (Gruppo CC2)	12TG-001	Turbina a gas	Gas naturale	683	79.537 (3)	79.537 (3)	540.000	2.304.699	2.255.563,95
	32 BA-001	Generatore di vapore a recupero							
	22 TD-001	Turbina a vapore							
Fase 3 (Gruppo TG501)	TG501	Turbina a gas	Gas naturale	395	24.617 (3)	24.617 (3)	281.000	107.397,4	97.345,57
	BA501	Generatore di vapore a recupero							
	20 TD300 (1)	Turbina a vapore							
	20TD2 (1)	Turbina a vapore							
Fase 4	20B400 (2)	Generatore di vapore	Gas naturale	323	(2)	(2)	---	---	---
Totale				2.084	1.598.000	1.598.000	1.361.000	4.491.818,65	4.385.196,44

(1) Le unità 20TD2 e 20TD300 sono a servizio sia della fase 3 (TG501) che della fase 4 (Caldaia 20B400). Ai fini del bilancio complessivo dell'installazione vengono associate alla fase 3 in quanto la caldaia 20B400 viene attualmente mantenuta in riserva fredda;

(2) Il gruppo di riserva fredda non è mai entrato in funzione nell'anno storico di riferimento;

(3) Associata al vapore prodotto, calcolata con exergia.

Produzione di energia alla capacità produttiva

fase	unità	apparecchiatura	combustibile	Energia termica			Energia elettrica		
				Potenza termica di combustione (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWheq)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWhe)	Quota ceduta a terzi (MWhe/anno)
Fase 1 (Gruppo)	11TG-001	Turbina a gas	Gas naturale	683	550.000	550.000 (3)	540.000	3.442.680	3.385.986,333
	31 BA-001	Generatore di vapore a recupero							

**Commissione Istruttoria AIA-IPPC****EniPower S.p.A.****Centrale Termoelettrica di Ravenna**

	21 TD-001	Turbina a vapore							
Fase 2 (Gruppo CC2)	12TG-001	Turbina a gas	Gas naturale	683	550.000	550.000 (3)	540.000	3.442.680	3.385.986,333
	32 BA-001	Generatore di vapore a recupero							
	22 TD-001	Turbina a vapore							
Fase 3 (Gruppo TG501)	TG501	Turbina a gas	Gas naturale	395	498.000	498.000 (4)	281.000	1.973.628	1.915.230,333
	BA501	Generatore di vapore a recupero							
	20 TD300 (1)	Turbina a vapore							
	20TD2 (1)	Turbina a vapore							
Fase 4	20B400 (2)	Generatore di vapore	Gas naturale	323	200.000	200.000 (5)	---	---	---
Totale assetto attuale				2.084	1.798.000	1.798.000	1.361.000	8.858.988	8.687.203
Fase 4	20B600 (6)	Caldaia	Gas naturale	170	1.396.247 (7)	1.396.247	---	---	---
Totale assetto futuro				1.931	2.994.247	2.994.247	1.361.000	8.858.988	8.687.203

- (1) Le unità 20TD2 e 20TD300 sono a servizio sia della fase 3 (TG501) che della fase 4 (Caldaia 20B400). Ai fini del bilancio complessivo dell'installazione vengono associate alla fase 3 in quanto la caldaia 20B400 viene attualmente mantenuta in riserva fredda;
- (2) Caldaia di riserva fredda;
- (3) Ottenuto considerando una capacità nominale di produzione vapore pari a 40t/h a 50 bar, 40t/h a 18 bar, 160/h a 8 bar, 60t/h a 4,5 bar;
- (4) Ottenuto considerando una capacità nominale di produzione vapore pari a 170t/h a 50 bar e 40/h a 8 bar;
- (5) Valore calcolato con exergia considerando un funzionamento di circa 1.300 ore/anno;
- (6) Nuova caldaia in sostituzione della 20B400;
- (7) Il calcolo dell'energia prodotta in MWhth è stato effettuato considerando la produzione di vapore in Media Pressione (MP), alle condizioni di 18 barg di pressione e 260 °C di temperatura, pari a 200 t/h, il delta contenuto entalpico ad essa associato, pari a 2869 kJ/kg e il numero di ore di funzionamento della caldaia pari a 8760 ore/anno.

5.8. Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

Combustibili e materie prime

Il Gestore ha riportato i quantitativi delle materie prime impiegate nelle schede B.1.1 e B.5.1 per l'anno 2017 e B.1.2 e B.5.2 riferite alla capacità produttiva, e che le stesse materie prime sono stoccate nelle aree come indicato in scheda B.13 riportate nella tabella seguente.

**Commissione Istruttoria AIA-IPPC****EniPower S.p.A.****Centrale Termoelettrica di Ravenna****Consumo di Combustibili**

Descrizione	% S	Stato fisico	anno 2017	alla capacità produttiva
Gas Naturale	in tracce ($\leq 150 \text{ mg/Sm}^3$)	gassoso	949.212 kSm ³	1.618.773,701 kSm ³
Gasolio	< 0,03 kg	liquido	2.000kg	11,21

Consumo di materie prime

Descrizione	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Sostanze pericolose presenti	N. CAS	anno 2017 (kg)	alla capacità produttiva (kg)
Deossigenante	MPA	1, 2, 3	liquido	Carboidrazine 10÷20%	497-18-7	551	1.100
Fosfati liquidi acque di caldaia	MPA	1, 2, 3	liquido	Sodio idrossido 5÷10%	1310-73-2	727	1.000
Detergente lavaggio compressore turbina a gas	MPA	1, 2, 3	liquido	glicole propilenico n- butil etere <5%	5131-66-8	40	1.000
				Acido sebacico 1÷3%	70103-35-4		
				1,2- benzoisotiazol in-3-one <0,05%	2634-33-85		
				Alcoli C12- C15 etossilati pro <20%	68551-13-3		
Ammine inibitore di corrosione	MPA	1, 2, 3	liquido	Etanolamina 50÷100%	141-43-5	7.240	7.500
				Metossipropila mmina 5÷10%	5332-73-0		
Biodetergente circuiti torri CC	MPA	5	liquido	D- glucopiranosio oligomero decilottiglicosi di 5÷10%	68515-73-1	0	690
				D- glucopiranosio , C10-C16 alchilglicosidi 5÷6%	110615-47-9		
Trattamento acqua mare	MPA	7	liquido	Ipcolorito di sodio 5÷20%	7681-52-9	140.120	150.000
Trattamento acqua torri di	MPA	4, 5, 6	liquido	Ipcolorito di sodio 5÷20%	7681-52-9	415.982	550.000

**Commissione Istruttoria AIA-IPPC****EniPower S.p.A.****Centrale Termoelettrica di Ravenna****Consumo di materie prime**

Descrizione	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Sostanze pericolose presenti	N. CAS	anno 2017 (kg)	alla capacità produttiva (kg)
raffreddamento CC + TG501							
Trattamento acqua torri di raffreddamento CC	MPA	5	liquido	Acido solforico 15÷100%	7664-93-9	633.988	700.000
Antincrostante torre di raffreddamento CC	MPA	5	liquido	Acido fosforico 2,5÷5%	13598-36-2	4.329	5.000
Trattamento acqua impianto di raffreddamento TG501	MPA	6	liquido	--	--	231	400
Trattamento acqua impianto di raffreddamento CC	MPA	6	liquido	--	--	9.625	10.000
Olio lubrificazioe e comando	MPA	tutte	liquido	--	--	7.214	13.100
Olio dielettrico	MPA	1, 2, 3	liquido	Petroleum C20-50,	72623-87-1		

MPA: Materia prima ausiliaria

5.9. Serbatoi di stoccaggio di combustibili liquidi ed altre sostanze

Si riporta nella tabella seguente quando dichiarato dal Gestore relativamente alle aree di stoccaggio di materie prime, prodotti e intermedi nella Tabella B.13.1 della Scheda B.

Sigla	Anno di messa in esercizio	Capacità	Sostanza	Monitoraggio
60-S-003	2013	30 m ³	Ipoclorito di sodio	Visiva Settimanale
60-S-004	2005	15 m ³	Disincrostante	Visiva Settimanale
60-S-005	2005	10 m ³	Biodisperdente	Visiva Settimanale
60-S-008	2005	10 m ³	Disincrostante	Visiva Settimanale
60-S-006	2013	30 m ³	Acido solforico	Visiva Settimanale
S502	2012	4 m ³	Ipoclorito	Visiva Settimanale
S-501	2012	5 m ³	Ipoclorito	Visiva Settimanale
95-S-001	2002	9 m ³	Gasolio	Visiva Settimanale
20-G-1	2005	1 m ³	Gasolio	Visiva Settimanale



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Il Gestore dichiara per tutti i serbatoi ad eccezione dell'S501 e del 95-S-001 la presenza del bacino di contenimento impermeabilizzato, e che i serbatoi S501, 95-S-001 e 20-G-1 sono dotati di doppio fondo.

5.10. Consumo di energia

Si riportano nelle seguenti tabelle i dati forniti in merito al consumo di energia per l'anno 2017 ed alla capacità produttiva, di cui alle tabelle B.4.1 e B.4.2 della Scheda B.

fase	unità	apparecchiatura	Energia termica consumata (MWh)		Energia elettrica consumata (MWh)		Prodotto principale
			2017	MCP	2017	MCP	
Fase 1 (Gruppo)	11TG-001	Turbina a gas	4.302.391	5.983.000	46.608,867	56.000	EE e Vapore AP, MP, BP
	31 BA-001	Generatore di vapore a recupero					
	21 TD-001	Turbina a vapore					
Fase 2 (Gruppo)	12TG-001	Turbina a gas	4.525.810	5.983.000	48.219,188	56.000	EE e Vapore AP, MP, BP
	32 BA-001	Generatore di vapore a recupero					
	22 TD-001	Turbina a vapore					
Fase 3 (Gruppo TG501)	TG501	Turbina a gas	316.513	3.460.200	10.009,153	58.000	EE e Vapore AP, MP, BP
	BA501	Generatore di vapore a recupero					
	20 TD300 (1)	Turbina a vapore					
	20TG2 (1)	Turbina a vapore					
Fase 4	20B400 (2)	Generatore di vapore	(3)	448.324	(3)	--	Vapore AP
Altre utilità	Tutte le fasi	--	--	--	1.785	1.785	--
Totale assetto attuale			9.147.714	15.874.684	106.622,2	171.785	EE e Vapore
Fase 4	20B600 (4)	Caldaia	(4)	1.489.200	(4)	15.000	Vapore MP

**Commissione Istruttoria AIA-IPPC****EniPower S.p.A.****Centrale Termoelettrica di Ravenna**

fase	unità	apparecchiatura	Energia termica consumata (MWh)		Energia elettrica consumata (MWh)		Prodotto principale
			2017	MCP	2017	MCP	
		Totale assetto futuro	--	19.915.400	--	171.785	EE e Vapore

- (1) Le unità 20TD2 e 20TD300 sono a servizio sia della fase 3 (TG501) che della fase 4 (Caldaia 20B400). Ai fini del bilancio complessivo dell'installazione vengono associate alla fase 3 in quanto la caldaia 20B400 viene attualmente mantenuta in riserva fredda;
- (2) Caldaia di riserva fredda;
- (3) Il gruppo di riserva fredda non è mai entrato in funzione nell'anno storico di riferimento;
- (4) Nuova caldaia in sostituzione della 20B400;



6. USO DI RISORSE E INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Le attività dello Stabilimento, gestite all'interno di un Sistema di Gestione ambientale certificato ISO 14001 da maggio 2000 ed EMAS dal 2006, generano impatti ambientali di diverso tipo:

- Emissioni in atmosfera;
- Prelievi idrici;
- Scarichi reflui;
- Consumo di combustibili ed efficienza energetica;
- Consumi di materie prime ausiliarie;
- Produzione rifiuti;
- Qualità del suolo e della falda;
- Rumore in ambiente esterno;
- Emissioni odorigene;
- Altre tipologie di inquinamento:
 - Vibrazioni;
 - Campi Elettromagnetici;
 - Strutture e apparecchiature contenenti Amianto;
 - Sostanze pericolose per l'ozono;
 - Impatto visivo;
 - Emissioni di aerosol.

6.1. *Emissioni convogliate in Atmosfera*

Le emissioni in atmosfera sono generate dalla combustione del gas naturale nelle unità produttive dell'impianto a ciclo combinato e nella caldaia di riserva.

La centrale è dotata di 4 camini principali, E1, E2 ed E3 rispettivamente collegati alle caldaie a recupero dei gruppi CC1, CC2 e TG501, ed il camino E4 collegato alla Caldaia 20B400.

Sui camini, E1, E2 ed E3 è installato il monitoraggio in continuo di: Temperatura, pressione, vapore acqueo, % O₂, portata fumi, NO_x, CO.

È inoltre presente un punto emissivo (EGE P1500) associato al gruppo elettrogeno di emergenza di potenza > 1MW, il Gestore dichiara che tale attività non è prevista dall'art. 273 del D.Lgs. 152/2006 (gruppi elettrogeni, motocompressori, motopompa antincendio, sfiati serbatoi, etc.); risulta per altro ricompresa nelle attività in deroga di cui all'art. 272, comma 5 del D.Lgs. 152/2006.

Nella tabella successiva si riportano i dati relativi a tali camini come desumibili dalle schede B.6, B.7.1 e B.7.2., riferiti all'anno 2017.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Sigla	Alt. (m)	Sezi. (m ²)	Unità	Portata 2017 (Nm ³ /h)	inquinante	Dati giornalieri 2017 (mg/Nm ³)	Dati orari 2017 (mg/Nm ³)	Massa 2017 (t/a)	O ₂	
E1	80	6,5	CC1 (Fase 1)	1.716.105,6	NO _x	Max annuo: 36,77 Media annua: 17,99	Max annuo: 39,21 Media annua: 17,9	255,7	15%	
					CO	Max annuo: 6,51 Media annua: 0,58	Max annuo: 10,68 Media annua: 0,56	8,9		
E2	80	6,5	CC2 (Fase 3)	1.699.392,7	NO _x	Max annuo: 27,99 Media annua: 18,34	Max annuo: 33,70 Media annua: 18,3	270,6		
					CO	Max annuo: 5,54 Media annua: 0,69	Max annuo: 23,31 Media annua: 0,69	10,6		
E3	70	5,5	Gruppo TG501 (Fase 3)	904.159,2	NO _x	Max annuo: 41,17 Media annua: 31,95	---	32,9		
					CO	Max annuo: 7,39 Media annua: 2,83	---	2,8		
E4	140	3,6	Caldaia 20B400 (Fase 4)	---	NO _x	---	---	---		3%
					CO	---	---	---		
EGE P1500	4	0,11	Gruppo elettrogeno di emergenza >1MW	n.a.	NO _x	---	---	0,0042		n.a.
					CO	---	---	0,00006		

I camini di cui alla precedente tabella ai sensi del DM 337/2012 e smi (come modificato dalle innovazioni normative introdotte dal D.Lgs. 46/2014, di modifica del D.Lgs. 152/2006) debbono rispettare i seguenti valori limite di emissione.

Sigla	Unità	Potenza	Portata (Nm ³ /h)	inquinante	VLE giornalieri (mg/Nm ³)	VLE orari (mg/Nm ³)	O ₂	
E1	CC1 (Fase 1)	683	2.070.000	NO _x	40	50	15%	
				CO	20	30		
E2	CC2 (Fase 3)	683	2.070.000	NO _x	40	50		
				CO	20	30		
E3	Gruppo TG501 (Fase 3)	395	1.100.000	NO _x	75	---		
				CO	30	---		
E4	Caldaia 20B400 (Fase 4)	323	405.000	NO _x	100	---		3%
				CO	100	---		
EGE P1500	Gruppo elettrogeno di emergenza >1MW	---	n.a.	NO _x	---	---		n.a.
				CO	---	---		
E5 (1)	Caldaia B600 (Fase 4)	170	170.400	NO _x	50	---	3%	
				CO	50	---		

(1) La caldaia B600 sostituirà la caldaia B400

Il Gestore dichiara inoltre i seguenti punti di emissione di sicurezza:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Rif.	Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas
1	Vent TG1 cabinato valvole e gas	NO
2	Vent TG2 cabinato valvole e gas	NO
3	Vent TG501 cabinato valvole e gas	NO

6.2. Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

La Società EniPower, Stabilimento di Ravenna, attua un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) finalizzato al controllo delle emissioni fuggitive.

Scopo dell'attività è stato l'individuazione delle sorgenti "fuori soglia", caratterizzate da uno stato emissivo superiore rispetto alla soglia di 10.000 ppm, definita come "perdita". L'individuazione di tali criticità è finalizzata alla pronta interruzione delle perdite mediante interventi di riparazione.

Le attività di campo si svolgono come segue:

- monitoraggio estensivo di tutte le sorgenti accessibili, mediante analizzatori di tipo FID/TCD e secondo tecnica EPA Method 21;
- individuazione delle sorgenti divergenti.

Le successive elaborazioni consentono di:

- aggiornare il database elettronico GFE 1.4 con inserimento dei dati di monitoraggio ;
- calcolare la stima emissiva in Ton/anno e Kg/h per sorgenti accessibili e non accessibili in servizio.

Il censimento delle sorgenti della centrale di Ravenna include 3.269 potenziali punti emissivi interessati dal passaggio di COV di seguito riportati.

Sezione	Fine linea	Flangia	Valvola	Totale
Alimentazione gas metano turbogas	62	252	79	393
Filtrazione e misura	105	504	192	801
Riscaldamento Riduzione pressione	103	808	239	1.150
Skid Filtrazione Gas Naturale CC1	55	309	96	460
Skid Filtrazione Gas Naturale CC2	54	318	93	465
Totale	379	2.191	699	3.269

Il Gestore conduce campagne di misurazione LDAR con periodicità triennale a partire dal 2017. Le cui risultanze sono riportate nella scheda B.8.1, di cui si riporta nel seguito un estratto



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Fase	Unità	Tipologia	descrizione	inquinante	Quantità (t/a)
Tutte le fasi	Filtrazione e Misura	Fuggitive	Ispezione condotta sui seguenti componenti misurabili: - 192 Valvole - 499 Flange - 105 Fine linea	VOC	0,115
Tutte le fasi	Riscaldamento Riduzione Pressione	Fuggitive	Ispezione condotta sui seguenti componenti misurabili: - 198 Valvole - 675 Flange - 99 Fine linea	VOC	0,131
1	Skid Filtrazione Gas Naturale CC1	Fuggitive	Ispezione condotta sui seguenti componenti misurabili: - 93 Valvole - 286 Flange - 48 Fine linea	VOC	1,39
2	Skid Filtrazione Gas Naturale CC2	Fuggitive	Ispezione condotta sui seguenti componenti misurabili: - 85 Valvole - 287 Flange - 47 Fine linea	VOC	1,044

6.3. Risorse idriche

Lo stabilimento utilizza le seguenti tipologie di acqua:

- acqua dolce, cosiddetta “acqua integrazione” (tal quale e pre-condizionata), per il raffreddamento del turbogas TG501 e dei nuovi cicli combinati;
- acqua dolce per il sistema antincendio;
- acqua demineralizzata per la produzione di energia elettrica e vapore;
- acqua potabile per i servizi igienici;
- acqua mare per il raffreddamento dei condensatori delle turbine 20TD2 e 20TD300.

L'acqua industriale, di integrazione e demineralizzata, viene fornita dal consorzio RSI che effettua questo servizio per tutte le società del sito multisocietario.

Di seguito si riportano i quantitativi totali delle acque utilizzate da Enipower Ravenna, come desunto dalle schede B.2.1 e B.2.2.

Consumo di risorse idriche anno 2017							
n.	Approvvigionamento	Fasi/ unità di trattamento	Utilizzo	Volume totale annuo (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria di punta (m ³ /h)	Presenza contatori
AP 1,2,3,6	Acquedotto industriale acqua potabile	n.a.	Igienico sanitario	5.398	14,8	0,61	si
AP 7,8	Rete DEMI gestita da RSI – Acqua demineralizzata	Fasi 1,2,3	Industriale processo	1.499.030	4.106,9	171,1	si

**Commissione Istruttoria AIA-IPPC****EniPower S.p.A.****Centrale Termoelettrica di Ravenna**

AP 9,1,12	Acquedotto ad uso industriale	Tutte	Industriale di processo	4.868	13,3	0,6	si
		Fase 5	Industriale di raffreddamento	2.633.971	7.216,4	300,7	si
		Fase 6		68.511	187,7	7,8	si
AP 11	Mare Acqua di mare per raffreddamento	Fase 7	Industriale di raffreddamento	30.659.300	83.998,1	3.499,9	si

Consumo di risorse idriche alla capacità produttiva							
n.	Approvvigionamento	Fasi/ unità di trattamento	Utilizzo	Volume totale annuo (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria di punta (m ³ /h)	Presenza contatori
AP 1,2,3,6	Acquedotto industriale acqua potabile	n.a.	Igienico sanitario	9.000	24,7	1,02	si
AP 7,8	Rete DEMI gestita da RSI – Acqua demineralizzata	Fasi 1,2,3	Industriale di processo	3.000.000	8.200	300	si
AP 9,1,12	Acquedotto ad uso industriale	Tutte	Industriale di processo	10.000	27	10	si
		Fase 5	Industriale di raffreddamento	4.000.000	11.000	550	si
		Fase 6		100.000	274	11,4	si
AP 11	Mare Acqua di mare per raffreddamento	Fase 7	Industriale di raffreddamento	99.000.000	271.000	15.000	si

Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata può essere considerata come una vera e propria materia prima all'interno del processo di produzione dell'energia elettrica e del vapore distribuito nella rete del sito multi societario per la vendita agli utenti, quindi l'analisi del suo utilizzo costituisce un punto di attenzione particolare per quanto riguarda l'impiego della risorsa idrica.

L'efficienza del processo di produzione del vapore è rappresentata attraverso un indice, calcolato come rapporto tra il vapore prodotto e l'acqua demineralizzata consumata (Kr, coefficiente di restituzione acqua demineralizzata).

Acqua potabile

Il consumo di acqua potabile è legato ai consumi del personale aziendale e di quello terzo che si avvale dei servizi Enipower, pertanto il valore annuo varia anche per la presenza di tale personale, in particolare di quello di imprese che non hanno cantiere fisso nel sito multisocietario.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Acqua mare

L'acqua mare viene utilizzata solo per il raffreddamento della sezione 1 quando in esercizio o semplicemente per mantenere il livello della vasca acqua mare in ingresso quando fuori esercizio, perciò la quantità prelevata viene interamente restituita; essa viene prelevata dal canale Candiano ed inviata per caduta alla vasca di raccolta della centrale termoelettrica. Da qui, tramite apposite pompe, viene inviata ai condensatori delle turbine dei vecchi gruppi di produzione. Quindi viene restituita al corpo idrico esterno.

6.4. Scarichi idrici

Gli scarichi idrici dello stabilimento sono generati da due tipologie di acque:

- acqua mare per il raffreddamento del condensatore della turbina 20TD300 e 20TD2;
- acque inorganiche (acque meteoriche, condense e vapore da sfiati e spurghi, servizi igienici).

Lo spurgo del circuito di raffreddamento delle turbine dei gruppi CC1 e CC2 non costituisce un flusso di acque reflue in quanto viene inviato nel circuito antincendio di sito.

Nella Centrale vengono inoltre prodotte come tipologia di reflui, le “acque accidentalmente oleose”, che non comportano la produzione di scarichi idrici ma vengono raccolte in specifici pozzetti e smaltite periodicamente come rifiuti nel rispetto della vigente normativa in materia.

Le acque reflue generate vengono gestite in maniera separata a seconda della diversa tipologia. In particolare, l'acqua mare viene inviata direttamente nella canaletta di proprietà del consorzio di servizi RSI tramite il punto di scarico finale **SF2**, che costituisce l'unico punto di scarico finale in acque superficiali riconducibile all'installazione IPPC in esame.

Scarico acque inorganiche

Gli scarichi, ad eccezione di quelli di acqua mare di raffreddamento, sono raccolti nella fognatura interna di stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque inorganiche del sito multisocietario tramite 7 pozzetti (EP-01 ÷ EP-07), due dei quali, EP-06 ed EP-07 destinati esclusivamente alla raccolta di acque piovane; queste acque, definite inorganiche, sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico-chimico di proprietà di Herambiente, situato a ridosso del sito multisocietario, tramite il punto di scarico cointestato Pozzetto P22-vasca S5. Il trattamento chimico fisico consiste nello stoccaggio delle acque in apposite vasche dove con l'aggiunta di additivi chimici vengono sedimentati i solidi in sospensione. In ciascuno dei sette pozzetti la qualità dell'acqua deve essere conforme ai valori omologati dalla società Herambiente che è preposta al trattamento.

Il punto di scarico cointestato **Pozzetto P22-vasca S5** si configura come “scarico parziale” di sostanze pericolose ai sensi dell'art. 108 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e risulta regolamentato da apposito provvedimento autorizzativo di ARPAE (Determina dirigenziale n. 6471 del 11/12/2018) cointestato a tutte le società presenti nel sito multi societario di Ravenna il quale recepisce il Regolamento Fognario di Sito (la cui gestione è in capo alla società consortile RSI).

In accordo allo stesso Regolamento Fognario la gestione delle acque di prima pioggia è in capo al consorzio RSI.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

In ottemperanza alla DGR 286/2005, per le acque meteoriche di prima pioggia raccolte nel Sito Multisocietario, si è reso necessario procedere alla segregazione delle acque nei primi 15 minuti, mediante realizzazione di vasche/serbatoi dedicati.

Il progetto definitivo di adeguamento alla disciplina regionale è articolato in 2 stralci fra loro complementari di competenza, rispettivamente, di Yara Italia S.p.A. per le aree di propria pertinenza e di Ravenna Servizi Industriali S.C.p.A. (R.S.I.) per le restanti aree del sito multisocietario di competenza di tutte le altre società coinsediate e cointestate nell'autorizzazione.

Enipower ha partecipato alla realizzazione di un serbatoio di 20.000 m³ di capacità, il quale permette di segregare "le acque di prima pioggia", come richiesto da normativa regionale DGR n. 286/05.

In caso di eventi meteorici, viene attivata la gestione del "Sistema prima pioggia di sito", che prevede l'invio delle acque, con le modalità e i tempi previsti nel Regolamento Fognario, nella vasca S3 da 20.000 m³ (volume effettivo 16.000 m³). La Società Yara Italia S.p.A. , come già detto, è esclusa dal "Sistema prima pioggia di sito", in quanto ha in essere ed autorizzato il proprio "Sistema di prima pioggia Yara".

Nelle seguenti tabelle si riportano le caratteristiche degli scarichi presenti in Centrale e le relative emissioni riferite all'anno 2017 e alla capacità produttiva (schede fornite dal Gestore B.9.1 e B.10.1, B.9.2 e B.10.2).

Scarichi idrici anno 2017								
Scarico Finale P22 (vasca S5)		Tipologia:		Recettore:		Portata media:	Portata massima:	Mis. di portata:
Scarico Parziale		Acque industriali di processo, di dilavamento		impianto di tratt. comune, rete fognaria non urbana		363.952 m ³ /a	30.329,3 m ³ /m	no
Rif.	Fase di provenienza	% in volume	tipologia	modalità	Temperatura pH	BAT applicate	monitoraggio in continuo	
EP-01	Fasi 3,4	5%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 7,8	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-02	Fasi 1,2,5	60%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 7,7	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-03	Fase 3	5%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 7,8	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-04	Fasi 3,6	15%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 8	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-05	Fasi 3,4	15%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 7,1	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-06	Fasi 1,2,3	n.a.	AI, AD, MI, MN	saltuaria	n.a.	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-07	Fasi 1,2,3	n.a.	AI, AD, MI, MN	saltuaria	n.a.	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Scarico Finale SF2		Tiplogia:		Recettore ultimo:		Portata media:	Portata massima:	Mis. di portata:
Scarico Parziale		Acque industriali di raffreddamento		mare		30.659,3 m ³ /a	3.721.900 m ³ /m	no
Rif.	Fase di provenienza	% in volume	tipologia	modalità	Temperatura pH	BAT applicate		monitoraggio in continuo
SF2	Fase 7	100	AR	continua	20,11 °C 7,7	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no

Scarichi idrici alla capacità produttiva								
Scarico Finale P22 (vasca S5)		Tiplogia:		Recettore:		Portata media:	Portata massima:	Mis. di portata:
Scarico Parziale		Acque industriali di processo, di dilavamento		impianto di tratt. comune, rete fognaria non urbana		363.952 m ³ /a	30.329,3 m ³ /m	no
Rif.	Fase di provenienza	% in volume	tipologia	modalità	Temperatura pH	BAT applicate		monitoraggio in continuo
EP-01	Fasi 3,4	5%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
EP-02	Fasi 1,2,5	60%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
EP-03	Fase 3	5%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
EP-04	Fasi 3,6	15%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
EP-05	Fasi 3,4	15%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
EP-06	Fasi 1,2,3	n.a.	AI, AD, MI, MN	saltuaria	n.a	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
EP-07	Fasi 1,2,3	n.a.	AI, AD, MI, MN	saltuaria	n.a	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no
Scarico Finale SF2		Tiplogia:		Recettore ultimo:		Portata media:	Portata massima:	Mis. di portata:
Scarico Parziale		Acque industriali di raffreddamento		mare		99.000.000 m ³ /a	8.250.000 m ³ /m	no
Rif.	Fase di provenienza	% in volume	tipologia	modalità	Temperatura pH	BAT applicate		monitoraggio in continuo
SF2	Fase 7	100	AR	continua	<35 °C 5,5, - 9,5	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi		no



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

inquinanti	sostanza pericolosa	concentrazione misurata – anno 2017 (mg/l)					VLE di conferimento a RIS	Conc. Mis. 2017 (mg/l)	Limite AIA Dec. 337/2012
		P22 Ep-01	P22 Ep-02	P22 Ep-03	P22 Ep-04	P22 Ep-05		SF2	
Solidi sospesi totali	NO	2,25	11,75	3	3,6875	4,3125	---	31,5000	80
pH		7,825	7,65	7,775	8	7,15	(3) 6,85-9,0	7,7250	5,5 - 9,5
BOD5	NO	---	---	---	---	---	---	3,6750	40
COD	NO	6,775	14,4	6,925	11,225	14,5	(3) 160	91,2500	160
Alluminio (Al)	NO	---	---	---	---	---	---	0,1158	1
Arsenico (As)	SI	0,001025	0,00585	0,000368	0,00535	0,00084	(3) 0,5	0,0038	0,5
Bario (Ba)	NO	---	---	---	---	---	---	0,0195	20
Boro (B)	NO	---	---	---	---	---	---	4,9250	2
Cadmio (Cd)	SI	3,85E-05	3,85E-05	5,28E-05	3,85E-05	3,85E-05	(3) 0,02	0,0001	0,02
Cromo tot (Cr)	SI	0,006113	0,00071	0,000613	0,000488	0,000318	(3) 2	0,0029	2
Cromo VI (Cr)	SI	0,000105	0,000085	0,000105	0,000183	0,000325	(3) 0,2	0,0001	0,2
Ferro (Fe)	NO	0,057	1,0475	0,1024	0,3025	0,07275	---	0,2423	2
Ferro su 2h di sedimentazione	NO	0,03225	0,69	0,017013	0,2325	0,0395	(3) 2	---	---
Manganese (Mn)	NO	0,016675	0,16075	0,004125	0,105	0,011575	---	0,0375	2
Manganese su 2h di sedimentazione	NO	0,01495	0,13875	0,002886	0,09625	0,010725	(3) 2	---	---
Mercurio (Hg)	NO	0,000262	0,000044	0,000044	0,000044	0,000262	(3) 0,005	0,0136	0,005
Nichel (Ni)	SI	0,0057	0,00195	0,00195	0,00315	0,002	(3) 2	0,0037	2
Piombo (Pb)	SI	0,000243	0,000425	0,000338	0,000373	0,000495	(3) 0,2	0,0004	0,2
Rame (Cu)	SI	0,0017	0,003525	0,002125	0,0038	0,0382	(3) 0,1	0,0049	0,1
Selenio (Se)	SI	0,000453	0,0006	0,000488	0,000363	0,000418	(3) 0,03	0,0008	0,03
Stagno (Sn)	NO	---	---	---	---	---	---	0,0004	10
Zinco (Zn)	SI	0,0061	0,0286	0,0225	0,0197	0,027075	(3) 1,5	0,0128	0,5
Cianuri		---	---	---	---	---	---	0,0016	0,5
Cloro attivo libero	NO	0,00455	0,00455	0,00455	0,00455	0,00455	(3) 0,5	0,0195	0,2
Fluoruri	NO	---	---	---	---	---	---	1,0450	6
Solfuri totali	NO	---	---	---	---	---	---	0,0750	1
Solfiti	NO	---	---	---	---	---	---	0,2055	1
Fosforo tot (P)	NO	0,04775	0,148625	0,01725	0,1125	0,086625	(3) 1	0,3300	10
Azoto ammoniacale (NH4+)	NO	0,1325	4,125	0,08	0,3325	1,445	---	0,2375	15
Azoto nitrico (N)	NO	---	---	---	---	---	---	0,1213	20
Azoto nitroso (N)	NO	0,004675	0,04725	0,009425	0,01025	0,036725	(3) 0,6	0,0505	0,6
Azoto totale (TKN+Nitrico+Nitroso)	NO	1,825	4,55	1,55	1,85	2,05	(3) 10	0,6950	---



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

inquinanti	sostanza pericolosa	concentrazione misurata – anno 2017 (mg/l)					VLE di conferimento a RIS	Conc. Mis. 2017 (mg/l)	Limite AIA Dec. 337/2012
		P22 Ep-01	P22 Ep-02	P22 Ep-03	P22 Ep-04	P22 Ep-05		SF2	
Grassi e oli animali/vegetali	NO	---	---	---	---	---	---	1,1875	20
Idrocarburi tot (1)	SI	0,015	0,015	0,015	0,015	0,6075	(3) 5	0,0738	5
Fenoli	SI	---	---	---	---	---	---	0,00000105	0,5
Indice di fenolo	SI	0,00455	0,00455	0,00455	0,00455	0,00455	(3) 0,5	---	---
Aldeidi	SI	---	---	---	---	---	---	0,0125	1
Sommatoria Solv. Organici Aromatici	SI	0,0046	0,000233	0,000493	0,000382	0,00072	(3) 0,2	0,0003	0,2
Sommatoria Solv. Organici Azotati	SI	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	(3) 0,1	0,0450	0,1
Sommatoria Solv. Organici Alogenati	SI	0,00965	0,000925	0,01175	0,00505	0,001225	(3) 1	0,0006	1
Tensioattivi totali	NO	---	---	---	---	---	---	0,0675	2
Som. Pesticidi Fosforati (2)	SI	6,5E-06	6,5E-06	6,5E-06	0,002503	0,002503	(3) 0,1	0,000004	0,1
Pesticidi totali (esclusi i fosforati)	SI	---	---	---	---	---	---	0,00134	0,05
Aldrin	SI	---	---	---	---	---	---	0,00000012	0,01
Dieldrin	SI	---	---	---	---	---	---	0,00000017	0,01
Endrin	SI	---	---	---	---	---	---	0,00000017	0,002
Isodrin	SI	---	---	---	---	---	---	0,00000290	0,002
Solventi clorurati	SI	---	---	---	---	---	---	0,0006	1
Escherichia coli (UFC/100 ml)	NO	---	---	---	---	---	---	3,5	5000
Saggio di tossicità acuta	---	---	---	---	---	---	---	n.d.	---

(1) Tale parametro è stato sostituito con "idrocarburi frazione estraibile (C10-C40)" nella Scheda di omologa per il flusso cointestato, acque inorganiche (vasca S5 Pozzetto P22) del Regolamento Fognario edizione 5 settembre 2017 e non più presente nella relativa autorizzazione al suddetto scarico parziale P22 di cui alla DET-AMB-2018-6471 ARPAE del 11/12/2018.

(2) Parametro non più presente nella Scheda di omologa per il flusso cointestato, acque inorganiche (vasca S5 Pozzetto P22) del Regolamento Fognario edizione 5 settembre 2017 e non più presente nella relativa autorizzazione al suddetto scarico parziale P22 di cui alla DET-AMB-2018-6471 ARPAE del 11/12/2018.

(3) Valore da omologa del Regolamento Fognario.

6.5. Rifiuti

Il Gestore dichiara che le quantità di rifiuti prodotti sono legate essenzialmente ad interventi di manutenzione o di demolizione/costruzione, a cui produzione è episodica.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Non risultano individuabili tipologie di rifiuti strettamente correlabili all'attività produttiva, ad eccezione del catalizzatore esaurito del CO installato sui gruppi CC1 e CC2, per il quale il Gestore dichiara che ad oggi, non risulta stimabile un quantitativo di produzione annua in quanto ancora lontano dal termine di vita utile.

La produzione di rifiuti negli anni presenta in generale un andamento fortemente variabile e non associabile direttamente all'attività produttiva stessa.

Tutte le fasi della gestione dei rifiuti, dalla selezione fino allo smaltimento viene effettuata in conformità con la normativa vigente; tramite apposita procedura vengono indicate le responsabilità delle diverse figure professionali presenti nello Stabilimento.

I rifiuti prodotti vengono gestiti unicamente mediante operazioni di deposito temporaneo nel rispetto dei requisiti di cui all'art. 183 comma 1 lett. bb) ed all'art. 185-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Il Gestore ha indicato nelle schede B.11.1, B.11.2, B.12.1 i quantitativi e la tipologia dei rifiuti prodotti e le relative aree di stoccaggio. Si riporta nel seguito un estratto della scheda B.12.1.

N° area	identificativo area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia di rifiuti stoccati (EER)	
A	Area deposito rifiuti A	Fino a 9 m ³	24 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da 3 campane per lo stoccaggio dei rifiuti riciclabili	200101	
					200139	
					200102	
B	Area deposito rifiuti B	c.a. 140 m ³	209 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da vari cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuti	170405	
					170401	
					170411	
					170402	
					200301	
					150102	
C	Area deposito rifiuti C	c.a. 260 m ³	1.066 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da vari fusti, cassonetti e cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuto	080318	100126
					130703	150103
					160115	160203
					160306	160504
					160604	170101
					170107	170201
					170202	170203
					170302	170503
					170504	170604
					170904	200304
					200307	100104*
					130205*	130206*
					130307*	130507*
					150110*	150202*
					160303*	160305*
160101*	170204*					
170603*	200121*					

Il Gestore nella scheda C dichiara di voler procedere alla Realizzazione di due nuove aree di deposito temporaneo rifiuti, dichiarazione poi modificata ed integrata con le note prot. n. 100-2020-FC-VP del 14/12/2020, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. MATTM n. 104592 del 14/12/2020 e prot. n. 04-2021-FC-VP del 12/01/2021, acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. MATTM n. 2953 del 13/01/2021, pertanto il futuro assetto delle aree deposito temporaneo di rifiuti risulterà il seguente:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

N° area	identificativo area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia di rifiuti stoccati (EER)	
A	Area deposito rifiuti A	Fino a 9 m ³	24 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da 3 campane per lo stoccaggio dei rifiuti riciclabili	200101	
					200139	
					200102	
B	Area deposito rifiuti B	c.a. 140 m ³	209 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da vari cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuti	170405	170401
					170411	170402
					200301	150102
C	Nuova Area deposito rifiuti C	c.a. 2.460 m ³	1.231 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da fusti, cassonetti e cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuto	080318	100126
					130703	150103
					160115	160203
					160306	160504
					160604	170101
					170107	170201
					170202	170203
					170302	170503
					170504	170604
					170904	200304
					200307	100104*
					130205*	130206*
					130307*	130507*
					150110*	150202*
160303*	160305*					
160101*	170204*					
170603*	200121*					

Il Gestore prevede di dare inizio ai lavori di realizzazione delle aree nel secondo semestre 2020 e di completarli entro il primo semestre 2021.

6.6. Rumore e vibrazioni

Il Comune di Ravenna ha adottato già nel novembre 1992 una prima classificazione acustica del proprio territorio seguendo le indicazioni normative espresse dal D.P.C.M. 01/03/91.

Con la pubblicazione della Legge Quadro sull'Inquinamento Acustico (L. 447/95) e della sostanziale totalità dei decreti attuativi previsti, il Comune ha adottato la nuova classificazione acustica del territorio aggiornandone nel tempo i contenuti.

Attualmente per la zona oggetto dell'indagine il Gestore dichiara di aver fatto riferimento alla variante di adeguamento e semplificazione del RUE approvata con delibera di CC n° 54946/88 del 14/04/2016.

Il sito multisocietario di Ravenna ricade interamente all'interno della classe VI per la quale i limiti assoluti di immissione (LAeq) di cui alla tabella C del DPCM 14/11/97 sono 70 dB(A) sia nel periodo diurno che notturno.

Nell'anno 2017, come previsto dall'AIA, è stata eseguita una verifica di clima acustico sul perimetro EniPower durante la normale attività di impianto.

La centrale di produzione di energia elettrica è costituita dalle seguenti macro sorgenti di rumore

- S1 (gruppi turbogas CC1 e CC2);
- S2 (torri di raffreddamento asservite ai gruppi CC1 e CC2);
- S4 (gruppo turbogas TG501 e torri di raffreddamento ausiliari – utilizzato come riserva);



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- S5 (stazione decompressione gas naturale);
- S6 (sottostazione elettrica).

Il Gestore precisa che la sorgente individuata con S3 (gruppo tradizionale 20B400) è rimasta inattiva e pertanto non soggetta ad indagine.

La centrale elettrica, per le sue peculiarità ha un ciclo produttivo continuo nell'arco delle 24 ore. In particolare, tutte le sorgenti sopra citate sono in funzione 24 ore su 24. Pertanto, non ci sono variazioni significative sui livelli di emissione sonora durante l'arco della giornata.

Per quanto riguarda i recettori, le aree intorno al sito multisocietario presentano caratteristiche diverse, sono infatti presenti: aree industriali, aree ad uso agricolo, aree ad uso misto con residenze, specchi d'acqua di tipo artificiale/naturale.

- R1: uffici ACOMON
- R2: uffici ENDURA
- R3: uffici VINAVAL
- R4: uffici area magazzino YARA
- R5: uffici manutenzione VERSALIS
- R6: sala controllo TAC
- R7: caserma VVF di stabilimento

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva delle analisi effettuate e confronto con i limiti di legge:

Sorgente	Potenza sonora (dBA)	LPS (dBA) calcolato al ricettore	LPS (dBA) misurato al ricettore	Distanza tra perimetro di misura e posizione del ricettore (m)	Valore limite assoluto di immissione (diurno/notturno) (dBA)	Rispetto dei limiti
S1	114,4	R1: 68,6	R1: 66,3	80	70	Positivo
		R2: 69,1	R2: 64,3	45		Positivo
		R3: 64,7	R3: 74,2 (*)	98		Positivo
S2	119,1	R4: 63,9	R4: 63,8	138	70	Positivo
S4	110,4	R5: 58,1	R5: 61,5	160	70	Positivo
S5	95,6	R6: 42,3	R6: 63,1	180	70	Positivo
S6	89,4	R7: 40,6	R7: 63,5	110	70	Positivo

(*) il valore 74,2 dBA non rispetta i limiti di legge ma il superamento è dovuto al contributo di altre sorgenti limitofe non interrompibili a ciclo continuo. Il Gestore ha pertanto definito per il ricettore R3 il proprio contributo attraverso il calcolo del livello di pressione sonora utilizzando la relazione della propagazione semisferica omnidirezionale, da cui risulta un contributo pari a 64,7 dBA.

La valutazione ha permesso di affermare che, presso tutti i ricettori, il livello di pressione sonora calcolato e misurato rispetta i limiti d'immissione previsti dalla zonizzazione acustica adottata dal comune di Ravenna.

6.7. Emissioni odorogene

Il Gestore ha indicato in scheda B.18 che le attività produttive del Sito EniPower di Ravenna non generano odori percepibili all'esterno.



6.8. Qualità del suolo e della falda

Relativamente alla falda nel sito è operativo il protocollo sottoscritto da varie società del petrolchimico e gli Enti Locali per l'esecuzione, il controllo e il coordinamento delle attività comuni relative al progetto di "Bonifica della falda superficiale di sito" approvato dal comune di Ravenna in data 01/09/2009 ed inerente la caratterizzazione, al piano di monitoraggio e agli interventi di bonifica della falda superficiale del sito: il coordinamento delle attività sono state affidate ad Ravenna Servizi Industriali.

Inoltre in accordo al piano di monitoraggio prescritto dal provvedimento della provincia di Ravenna (n° 290 del 14.07.2009), è proseguita, a cura di Ravenna Servizi Industriali, la campagna di monitoraggio trimestrale della falda locale (sottostazione elettrica isola 19), piano avviato a seguito del rinvenimento nel 2008 di alcuni rifiuti sepolti in sottostazione elettrica isola 19, nonostante i rifiuti siano stati considerati sufficientemente segregati per le caratteristiche del terreno circostante.

L'attività di monitoraggio trimestrale delle fibre di amianto nella falda locale, sulle acque prelevate dai tre piezometri appositamente realizzati, è proseguita nel 2018. La gestione delle attività di monitoraggio di questi piezometri è stata affidata alla società consortile RSI, inserendoli all'interno delle attività e del piano di monitoraggio complessivo della falda di stabilimento.

Anche la gestione del sistema acque di prima pioggia del sito multisocietario è affidata alla società consortile Ravenna Servizi Industriali.

Per quanto riguarda l'operatività della centrale, nell'ottica della massima salvaguardia del suolo e della falda, tutti i serbatoi contenenti prodotti chimici ed olio di lubrificazione sono installati fuori terra e dotati di bacino di contenimento; non sono presenti serbatoi interrati. Le aree in cui sono presenti i bacini di contenimento sono oggetto di presidio a cura del personale di impianto.

6.9. Altre forme di inquinamento

6.9.1. Vibrazioni

Per quanto attiene gli aspetti legati alle vibrazioni, il Gestore esclude possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni in fase di esercizio e possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni in fase di esercizio prodotte da traffico indotto.

6.9.2. Campi elettromagnetici

Il Gestore dichiara che i campi elettromagnetici presenti presso lo stabilimento sono radiazioni non ionizzanti generate dalla corrente alternata; elevati valori di intensità possono indurre effetti dannosi alla salute del personale esposto.

La valutazione dell'esposizione dei lavoratori ai campi elettromagnetici è stata condotta dal Gestore nel 2015 dalla quale è risultato che le uniche situazioni espositive che meritano attenzione sono riconducibili ad aree ben localizzate e di limitata estensione spaziale e sono correlate alle seguenti sorgenti:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- Reattanze e relativi collegamenti elettrici;
- Cavi elettrici uscenti dall'avvolgimento dei trasformatori (es. 400V, 132kV, 400kV) presenti, principalmente, all'interno dei box trasformatori, nei locali sottocabina, e nella sottostazione elettrica;
- Sbarre elettriche 15 kV alternatore G300;
- Alternatori TG e TV;
- Cavi elettrici Reattanza R5 (zona interruttore i 252 – A).

Il Gestore specifica che le sorgenti presenti nell'impianto danno origine generalmente a campi la cui intensità si riduce rapidamente allontanandosi da esse e per questa ragione nella maggior parte delle aree normalmente accessibili i valori ambientali di campo sono inferiori a quelli fissati dalla vigente normativa a tutela dei lavoratori.

6.9.3. Strutture e apparecchiature contenenti Amianto

Il Gestore dichiara che in alcune cabine elettriche primarie, di proprietà di terzi ma in gestione ad Enipower mediante contratto di locazione, sono presenti interruttori con camere spegni arco contenenti amianto; nel corso degli anni prosegue, da parte dei proprietari delle apparecchiature, la sostituzione di questi interruttori. Enipower effettua le campagne periodiche quadrimestrali di verifica delle fibre aereo-disperse nonché quelle ad hoc in occasione delle manutenzioni degli interruttori.

I monitoraggi sin ad ora condotti non hanno rilevato criticità.

6.9.4. Sostanze pericolose per l'ozono

Il Sito EniPower di Ravenna non utilizza clorofluorocarburi.

6.9.5. Impatto visivo

La centrale di Ravenna è collocata all'interno del più ampio Sito Multisocietario, nell'area industriale della città. Per tale ragione l'impatto di visivo non è particolarmente significativo.

La componente che presenta la maggiore significatività è costituita dalla presenza dei 4 camini E1, E2, E3 ed E4 che presentano un'altezza di circa 80 metri (140 m per il camino E4).

Le torri di raffreddamento sono state progettate utilizzando la tecnologia Wet Dry per minimizzare il pennacchio di vapore che si forma quando sono in funzione.

6.9.6. Emissioni di aerosol

Il Gestore dichiara che è prevista la Valutazione dei rischi da esposizione ad agenti biologici dei circuiti delle torri di raffreddamento con l'effettuazione di campagne analitiche che vedono una frequenza annuale e triennale.



7. VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

La Centrale è in possesso della seguente certificazione/registrazione ambientale:

- ✓ Certificazione UNI EN ISO 14001:2015, n. EMS-3853/S - scadenza 14/05/2021;
- ✓ Registrazione EMAS, n. IT-000483 - scadenza 14/05/2021.

Il Gestore nella documentazione presentata dichiara l'applicazione di diverse MTD/BAT, in merito alla quali, fermo restando quanto già richiamato nei precedenti paragrafi, nonché le tecniche di abbattimento applicate alle emissioni di cui alla scheda B, si riporta nel seguito una sintesi di quanto espressamente indicato nella scheda D presentata dal Gestore in merito alle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) di cui a:

- ✓ Decisione di esecuzione 2017/1442/UE della Commissione del 31 luglio 2017 (LCP)
“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”;

In Particolare, il Gestore dichiara, nell'Allegato D.22 e nelle schede D.1.1 e D.1.2, l'applicazione di quanto segue.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

7.1. Confronto con le BAT LCP

Descrizione	Commento del Gestore
BATConclusion 1	
<p><i>Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche:</i></p> <ul style="list-style-type: none">i. <i>impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado;</i>ii. <i>definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione;</i>iii. <i>pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti;</i>iv. <i>attuazione delle procedure, prestando particolare attenzione ai seguenti aspetti:</i><ul style="list-style-type: none">a) <i>struttura e responsabilità</i>b) <i>assunzione, formazione, sensibilizzazione e competenza;</i>c) <i>comunicazione</i>d) <i>coinvolgimento del personale</i>e) <i>documentazione</i>f) <i>controllo efficace dei processi</i>g) <i>pianificazione di programmi di manutenzione periodica</i>h) <i>preparazione e risposta alle emergenze</i>i) <i>rispetto della legislazione ambientale</i>v. <i>controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive, in particolare rispetto a:</i><ul style="list-style-type: none">a) <i>monitoraggio e misurazione (cfr. anche la relazione di riferimento del JRC sul monitoraggio delle emissioni in atmosfera e nell'acqua da impianti IED — ROM);</i>b) <i>azione correttiva e preventiva;</i>c) <i>tenuta di registri;</i>d) <i>verifica indipendente (ove praticabile) interna ed esterna, al fine di determinare se il sistema di gestione ambientale sia conforme a quanto previsto e se sia stato attuato e aggiornato correttamente;</i>	<p>Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, lo stabilimento ha istituito ed attuato un sistema di gestione ambientale (SGA) secondo lo standard ISO 14000 (poi sostituito dallo standard ISO 14001) da Ente (RINA) a partire dal 17/05/2000. Nel 2018 Enipower ha ottenuto la certificazione 14001:2015 multisito (certificato N° EMS-3853/S).</p> <p>La centrale Enipower di Ravenna è registrata EMAS (Registrazione n. I-000483 del 26/04/2006 con validità fino al 20/04/2019); anche in questo caso Enipower sta ottenendo la registrazione multisito.</p> <p>Va osservato che lo stabilimento, oltre alle procedure del SGA, è dotato di un sistema di procedure operative ed istruzioni tecniche finalizzate alla gestione complessiva della Centrale in relazione agli obiettivi definiti.</p> <p>Come risulta dal Manuale del Sistema di Gestione e dalla documentazione implementata nell'ambito dello stesso sistema, il SGA è caratterizzato da:</p> <ul style="list-style-type: none">a) <i>impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado (applicazione punto i): l'impegno della Leadership si concretizza nella sottoscrizione del documento "Politica in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente, Energia e Incolumità Pubblica" con la quale vengono definiti i principi e le politiche in materia di salute, sicurezza, ambiente, prestazione energetica e salvaguardia dell'incolumità pubblica.</i>b) <i>definizione, a opera della Direzione, di una politica ambientale che prevede il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali (applicazione punto ii) della centrale: è formalizzata una politica HSE, coerente con la politica ENI, nella quale sono definiti gli indirizzi e i principi di riferimento per la gestione dei rischi HSE; tale politica: è formalmente approvata dalla direzione aziendale e sottoscritta dal Responsabile dello Stabilimento di Ravenna; contiene anche l'impegno a essere conformi alle leggi vigenti in materia di salute, sicurezza, ambiente, energia e incolumità pubblica e, con gli altri requisiti previsti in eventuali accordi volontari sottoscritti; è adeguatamente resa visibile e distribuita</i>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
<p>vi. <i>riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace;</i></p> <p>vii. <i>attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite;</i></p> <p>viii. <i>attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita, in particolare:</i></p> <p>a) <i>evitare le strutture sotterranee</i></p> <p>b) <i>integrare elementi che facilitino lo smantellamento</i></p> <p>c) <i>scegliere finiture superficiali che siano facili da decontaminare</i></p> <p>d) <i>usare per le apparecchiature una configurazione che riduca al minimo l'intrappolamento delle sostanze chimiche e ne faciliti l'evacuazione per drenaggio o pulizia</i></p> <p>e) <i>progettare attrezzature flessibili e autonome che consentano una chiusura progressiva</i></p> <p>f) <i>usare materiali biodegradabili e riciclabili in tutti i casi possibili;</i></p> <p>ix. <i>svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare. In particolare per questo settore, è altresì importante prendere in considerazione le seguenti caratteristiche del sistema di gestione ambientale, che sono illustrate, se del caso, nella BAT corrispondente:</i></p> <p>x. <i>programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione (cfr. BAT 9);</i></p> <p>xi. <i>un piano di gestione al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto (cfr. BAT 10 e BAT 11);</i></p> <p>xii. <i>un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche indicate nella BAT 16;</i></p> <p>xiii. <i>un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente, in particolare:</i></p> <p>a) <i>le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee dovute alla movimentazione e allo stoccaggio di combustibili, additivi, sottoprodotti e rifiuti</i></p>	<p>a tutti coloro che lavorano per conto della società, nonché a tutte le parti interessate. Enipower, durante il Riesame della Direzione, verifica periodicamente l'adeguatezza, l'attualità e la corretta applicazione dei contenuti della Politica.</p> <p>c) pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti (applicazione punto iii): La pianificazione in ambito HSE è parte integrante del ciclo di miglioramento e, più in generale, delle attività di pianificazione dello sviluppo del business di Enipower. La pianificazione individua: obiettivi, tempi di attuazione, soluzioni tecniche, gestionali, organizzative, risorse umane ed economiche.</p> <p>Il Responsabile dello Stabilimento è responsabile della pianificazione delle attività di valutazione e gestione dei rischi, nel rispetto delle seguenti fasi: definizione politiche e obiettivi; rischi HSE; redazione piani quadriennali e annuali; recepimento prescrizioni legali e di altro tipo. Nell'ambito del Sistema di Gestione viene mantenuto il "Registro degli obiettivi HSE", costituito sia dagli obiettivi di società, approvati nel Riesame di II Livello (fase di pianificazione quadriennale-ottobre di ogni anno), sia da obiettivi sito specifici, derivanti da esigenze particolari di sito (quali, ad esempio, azioni di miglioramento e/o interventi tecnici da DVR e Analisi ambientali ed energetiche di sito, ecc.).</p> <p>Lo stato di avanzamento degli obiettivi viene aggiornato con frequenza semestrale in occasione del Riesame di I Livello (febbraio) e a seguito del riesame di II livello (ottobre).</p> <p>d) attuazione delle procedure e istruzioni operative che tengono conto di tutti gli aspetti indicati nella BAT (applicazione punto iv): in particolare Enipower ha definito in apposite procedure, le modalità di gestione dei seguenti processi del Sistema di Gestione:</p> <p>- Struttura e responsabilità: la gestione del processo avviene attraverso specifiche procedure di sistema, sia di sede che di sito (RIS.PER.PG-07 "Stabilimenti societari: descrizione ruoli organizzativi" rev.0 del 15/12/10, RIS.PER.opi-02epr04 "Deleghe interne" Rev.4 del 05/12/2017, RAVE.GENE.PS-12 "Stabilimento Enipower di Ravenna: descrizione attività specifiche collegate ai ruoli organizzativi", Rev. 0 del 20/12/2010, RIS.HSE.pro-13epr01 "Affidamento compiti ai ruoli sensibili HSE" Rev. 1</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
<p><i>b) le emissioni associate all'autoriscaldamento e/o all'autocombustione dei combustibili nelle attività di stoccaggio e movimentazione;</i></p> <p>xiv. <i>un piano di gestione delle polveri per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse causate dalle operazioni di carico, scarico, stoccaggio e/o movimentazione dei combustibili, dei residui e degli additivi;</i></p> <p>xv. <i>un piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili, contenente:</i></p> <p><i>a) un protocollo di monitoraggio del rumore in corrispondenza dei confini dell'impianto</i></p> <p><i>b) un programma di riduzione del rumore</i></p> <p><i>c) un protocollo di risposta a situazioni di inquinamento acustico contenente le misure da adottare e il calendario</i></p> <p><i>d) una rassegna dei casi di inquinamento acustico riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati;</i></p> <p>xvi. <i>per la combustione, la gassificazione o il coincenerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori contenente:</i></p> <p><i>a) un protocollo di monitoraggio degli odori</i></p> <p><i>b) se necessario, un programma di eliminazione degli odori, al fine di identificare ed eliminare o ridurre le emissioni odorogene</i></p> <p><i>c) un protocollo di registrazione degli eventi odorigeni, con le relative misure adottate e il calendario</i></p> <p><i>d) una rassegna degli eventi odorigeni riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati.</i></p> <p><i>Se in esito a una valutazione risulta che nessuno degli elementi elencati nei punti da x a xvi sono necessari, viene redatto un verbale della decisione con i motivi che l'hanno determinata.</i></p>	<p>del 21/12/2017) nonché attraverso la definizione e revisione periodica dell'organigramma aziendale;</p> <ul style="list-style-type: none">- Assunzione, formazione, sensibilizzazione e competenza: la gestione del processo avviene attraverso specifiche procedure di sistema, sia di sede che di sito: RIS.PER.pro-03epr01 "Gestione della formazione " Rev. 1 del 28/06/2012, RAVE.GENE.pro-03epr01 "Individuazione, programmazione, monitoraggio e valutazione degli interventi formativi del personale EniPower di Ravenna" Rev. 1 del 31/05/2013;- Comunicazione: la gestione del processo avviene attraverso le seguenti procedure di sede e di sito: RIS.HSE.opi-13epr01 "Gestione della comunicazione interna ed esterna in materia HSE " Rev. 1 del 14/11/2017) e RIS.HSE.opi-07epr01 Gestione attività di comunicazione HSE all'Organismo Vigilanza " Rev. 1 del 19/12/2014;- Coinvolgimento del personale: a cadenza periodica vengono effettuate riunioni HSE (a cui partecipano gli RLSA) a cascata verso tutte le funzioni a tutti i livelli aziendali, nell'ambito delle quali si analizzano i principali punti HSE incluso il file delle segnalazioni da parte del personale verso l'Alta Direzione;- Documentazione: Il processo viene gestito tramite Opi ATT.MAN.opi-03epr01 "Gestione documentazione tecnica" REv. 01 del 28/10/2015;- Controllo efficace dei processi: l'attività viene svolta attraverso azioni di monitoraggio e audit e relativa attività di reporting. Le principali procedure di riferimento sono: CTR.MIS.pro-01epr02 "Attività di monitoraggio e reporting HSE" Rev. 2 del 24/02/2017, CRT.MIS.opi-04epr01 "Monitoraggio delle prestazioni delle unità di produzione" Rev. 1 del 20/07/2017, CTR.AUD.opi-01epr02 "Audit HSEQ" Rev. 2 del 28/06/2017, ATT.MAN.opi-04epr01 "Asset Integrity Management - Fase Operativa" rev.1 del 04/07/2016, RIS.HSE.pro-11epr01 "Gestione della sicurezza di processo" Rev1 del 09/12/2015, Report annuali KPI, ATT.MAN.pro-01epr02 "Gestione della Manutenzione" del 30/04/2013 e Opi ATT.MAN.opi-02epr03 "Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali" rev. 03 del 19/06/2017, ATT.PRO.opi-04epr01 "Report disservizi delle unità produttive" Rev.1del30/09/2013, RIS.HSE.opi-09epr01" Monitoraggio delle emissioni di



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>gas serra (GHG) e modalità operative di partecipazione all’Emission Trading” Rev.1 del 25/11/2015;</p> <ul style="list-style-type: none">- Pianificazione di programmi di manutenzione periodica: il processo viene gestito tramite la procedura ATT.MAN.pro-01epr02 “Gestione della Manutenzione” del 30/04/2013 e la Opi ATT.MAN.opi-02epr03 “Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali” rev. 03 del 19/06/2017;- Preparazione e risposta alle emergenze: le principali procedure di riferimento applicate sono: pro hse 012 RSI scpa r01” Procedura di emergenza HSE di sito” Rev. 1 del 30/04/2015, RAVE.HSEQ.pro-05epr01 “Gestione delle emergenze HSE nello Stabilimento di Ravenna” Rev. 2 del 09/11/2015, RIS.HSE.pro-04epr01 “Predisposizione e gestione del Piano di Emergenza Interno” Rev. 2 del 22/09/2014, RAVE.HSEQ.pro-12epr01 “Piano di Emergenza dello stabilimento di Ravenna” Rev. 4 del 29/08/2016;- Rispetto della legislazione ambientale: nell’ambito del sistema di Gestione vengono individuate e definite le prescrizioni legislative applicabili e periodicamente viene verificato il rispetto di tali prescrizioni con registrazione dei risultati di tale valutazione. Le principali procedure di riferimento sono costituite da: RAVE.GENE.PS-03 “Gestione delle prescrizioni in ottemperanza con la normativa vigente” Rev. 1 del 30/04/2006, pro sn 001 eni spa r03 “Modalità di gestione degli strumenti normativi: procedure e operating instruction”, Rev. 3 del 15/11/2013; RAVE.HSEQ.pro-11epr01 “Gestione dati HSE” Rev.1 del 04/10/2012, RAVE.GENE.pro-04epr01 “Accesso ai sistemi di monitoraggio delle emissioni (SME)” Rev1 del 24/04/2012; <p>e) Controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive (applicazione punto v). Nell’ambito del Sistema di Gestione il processo di controllo e di definizione delle azioni correttive viene effettuato attraverso azioni di monitoraggio e audit e relativa attività di reporting. Il monitoraggio viene effettuato in accordo al Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) AIA delle varie matrici ambientali, approvato dall’AC, attuato secondo le frequenze previste. L’attività di monitoraggio attiva azioni preventive/correttive specifiche, se necessarie; i risultati del monitoraggio e gli interventi sono annotati su appositi registri. Gli esiti delle attività di monitoraggio vengono trasmessi entro il 30 aprile di ogni anno all’AC e all’ Ente di Controllo (ISPRA), Regione, Provincia, Comune</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>ARPA mediante apposito report che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno di esercizio precedente. I contenuti minimi del report sono: dati generali, dichiarazione di conformità all'AIA, consumi per l'intero impianto, emissioni (acqua, aria, rifiuti, rumore, campi elettromagnetici), immissioni (aria), eventuali problemi di gestione del PMC. Tutti i dati di monitoraggio e controllo sono conservati su idoneo supporto informatico.</p> <p>Per valutare se il Sistema di Gestione sia conforme a quanto previsto e se sia attuato e aggiornato correttamente sono previste specifiche attività di audit, ascrivibili alle seguenti tipologie principali: technical audit HSE, ossia audit di sistema integrato HSE; verifiche di conformità normativa HSE, audit di sistema al fine di verificarne la conformità alle normative /standard di riferimento; process safety audit, inerente la gestione della sicurezza di processo ed infine verifiche HSE presso i fornitori.</p> <p>f) Riesame del sistema di gestione da parte dell'alta direzione (applicazione punto vi). Il riesame viene svolto in accordo alla procedura generale RIE.MGL.pro-01epr02 "Riesame della Direzione dei Sistemi di Gestione HSE" Rev. 2 del 24/02/2017. Il processo di riesame, sottoscritto dall'Alta Direzione, completa il ciclo di miglioramento continuo del sistema di gestione e pone le premesse per il successivo ciclo di pianificazione. I riesami, ai vari livelli, sono programmati ed effettuati con periodicità definita, semestrale (di sede) o annuale (di sito).</p> <p>g) Attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite (applicazione punto vii): nell'ambito del processo di pianificazione quadriennale degli investimenti particolare attenzione viene data alle iniziative volte alla sostenibilità ambientale degli interventi di modifica.</p> <p>h) Attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto e durante l'intero ciclo di vita (applicazione punto viii): il processo continuo di individuazione dei pericoli HSE, di valutazione dei relativi rischi ed impatti nonché di sviluppo delle relative misure di prevenzione e protezione viene effettuato per tutti gli impianti, i prodotti e le attività aziendali attraverso specifiche metodologie di analisi. Nel caso di impianti nuovi o esistenti modificati, tale processo di valutazione viene effettuato sin dalla fase di progettazione e realizzazione degli stessi fino al loro smantellamento e ripristino del sito.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>i) Svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare (applicazione punto ix): annualmente Enipower effettua un'analisi comparata delle performance dei vari stabilimenti mediante la valutazione di specifici indici, ascrivibili alle seguenti categorie: di derivazione "UNI" (ossia indici di derivazione diretta dalla UNI EN 15341 a connotazione economica, organizzativa e gestionale mista), di derivazione "NERC" (ossia indicatori tecnici di affidabilità e disponibilità degli impianti normalizzati con standard internazionali), di derivazione "SAP" (ossia indicatori estraibili dal Sistema Informativo SAP).</p> <p>Rispetto agli elementi aggiuntivi oggetto di specifica integrazione rispetto al sistema (punti x a xvi) è stato verificato che, la centrale di Ravenna, Enipower:</p> <ul style="list-style-type: none">• attua programmi di garanzia della qualità/controllo per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione (cfr. BAT 9): il combustibile utilizzato in ingresso ai gruppi produttivi TG 501, CC1 e CC2 è costituito dal gas naturale. Presso la Centrale di Ravenna è inoltre utilizzato gasolio, alimentato unicamente ai gruppi elettrogeni di emergenza (il cui consumo medio dell'ultimo triennio è stato di circa 580 kg). In accordo con quanto stabilito dal paragrafo 1 del PMC AIA i quantitativi di gas naturale utilizzati dalla Centrale sono registrati giornalmente e sottoposti a procedura di bilancio mensile. In accordo allo stesso PMC AIA, per la caratterizzazione del gas naturale, il Gestore si avvale dei bollettini analitici trasmessi da SNAM Rete Gas con frequenza mensile. Annualmente si effettua inoltre la caratterizzazione del gasolio attraverso un laboratorio esterno accreditato.• Ha elaborato un piano di gestione al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto (cfr. BAT 10 e BAT 11): la Centrale dispone di specifiche misure procedurali per la gestione delle emissioni in condizioni non normali, sia in riferimento ai regimi transitori di funzionamento (avvio/arresto e marcia sotto il minimo tecnico) sia in riferimento a condizioni di emergenza, che in riferimento a situazioni di non conformità.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>La gestione dei transitori viene effettuata in accordo allo specifico piano di monitoraggio implementato in ambito AIA e recepito nell'ambito del Manuale di Gestione dello SME.</p> <p>Oltre alle specifiche misure gestionali implementate, si sottolinea che nel corso degli anni sono stati attuati specifici interventi quali l'installazione di sistemi catalitici per la riduzione di CO nei due cicli combinati CC1 e CC2 che hanno consentito di abbassare il minimo tecnico esercibile con conseguente di riduzione del tempo transitorio per le manovre di avvio/arresto.</p> <p>Per quanto concerne la gestione in condizioni di emergenza, si rimanda al PEI della Centrale in oggetto ed alle principali procedure di gestione e risposta alle emergenze di sito multi societario.</p> <p>In caso di Emergenza che possa avere impatti ambientali le procedure interne prevedono la comunicazione alle Autorità, gli Enti e alle Amministrazioni Pubbliche competenti per territorio e, in accordo alle tempistiche definite dalla legislazione vigente in materia ambientale e prescritte in AIA.</p> <p>Per quanto concerne la gestione di situazioni non conformi (ossia con superamenti dei limiti autorizzati) la stessa viene effettuata in accordo a quanto prescritto in AIA e relativo PMC.</p> <ul style="list-style-type: none">• un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche indicate nella BAT 16: <p>La gestione dei rifiuti nella Centrale viene effettuata in accordo ai principi generali di precauzione, prevenzione e sostenibilità nella produzione dei rifiuti, in linea con quanto definito nella procedura societaria RIS.HSE.pro-09ep02 "Gestione dei rifiuti".</p> <p>La combustione di gas naturale, effettuata presso la Centrale di Ravenna, non comporta la produzione di rifiuti (ceneri di combustione). Le uniche tipologie di rifiuti prodotti sono quindi ascrivibili alle attività di manutenzione sugli impianti e sulle aree di sua pertinenza.</p> <p>Tra i rifiuti prodotti vi sono i catalizzatori esauriti derivanti dai sistemi di abbattimento inquinanti del CO installati sui camini dei gruppi CC1 e CC2.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>Al momento della sostituzione di tali elementi, i catalizzatori esauriti saranno inviati ad operazioni di recupero presso impianti esterni autorizzati, per le operazioni di recupero dei metalli in essi contenuti.</p> <ul style="list-style-type: none">• un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente, in particolare: le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee dovute alla movimentazione e allo stoccaggio di combustibili, additivi, sottoprodotti e rifiuti. <p>Presso la Centrale Enipower di Ravenna sono implementate specifiche misure preventive e di contenimento atte ad impedire il verificarsi di eventuali rilasci/sversamenti con conseguente rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo.</p> <p>In particolare, come già evidenziato dal Gestore nell'ambito della Verifica della sussistenza dell'obbligo della Relazione di Riferimento AIA predisposta ai sensi dell'art. 29 sexies del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e trasmessa agli Enti:</p> <ul style="list-style-type: none">- tutte le aree di deposito delle sostanze chimiche sono dotate di pavimentazione con caratteristiche adeguate a contenere le sostanze eventualmente sversate e tali da scongiurare l'infiltrazione delle stesse nel terreno e sono dotate di apposito sistema di raccolta delle eventuali sostanze sversate;- per evitare qualsiasi tipo di sversamento sul suolo, tutti i serbatoi contenenti le sostanze sono fuori terra e dotati di bacino di contenimento per la massima capacità; nel sito non sono presenti serbatoi interrati;- le zone in cui sono presenti i bacini sono oggetto di presidio visivo e strumentale, a cura del personale di impianto ed in accordo alle prescrizioni AIA. <p>Inoltre, in accordo alle prescrizioni AIA, la Centrale Enipower di Ravenna:</p> <ul style="list-style-type: none">- adotta tutte le precauzioni affinché le sostanze liquide e solide stoccate all'interno dello stabilimento non possano essere trascinate al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque sotterranee e superficiali; a tal fine è assicurata l'integrità di tali aree di contenimento secondo le modalità e le frequenze riportate nel PMC;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<ul style="list-style-type: none">- garantisce l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente;- assicura che le operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione ordinaria e straordinaria siano effettuate adottando tutte le precauzioni affinché le sostanze liquide e solide movimentate all'interno dello stabilimento, non possano dare luogo a sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque sotterranee e superficiali;- attua il programma di manutenzione periodico tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti ai fini ambientali. Le attività effettuate sono registrate su un apposito registro di manutenzione;- in caso di malfunzionamenti, registra l'evento ed analizza le cause e adotta le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Ente di Controllo e alle A.C., in accordo al PMC AIA;- effettua il monitoraggio delle acque di falda tenendo conto della direzione del deflusso della stessa, ai fini di individuare gli eventuali contributi alla contaminazione della Centrale, secondo le modalità e tempistiche previste dal PMC. <p>La gestione di eventuali situazioni di emergenza avviene in accordo alla specifica documentazione del Sistema di Gestione già richiamata in precedenza.</p> <ul style="list-style-type: none">• le emissioni associate all'autoriscaldamento e/o all'autocombustione dei combustibili nelle attività di stoccaggio e movimentazione: aspetto non applicabile alle attività della Centrale.• un piano di gestione delle polveri per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse causate dalle operazioni di carico, scarico, stoccaggio e/o movimentazione dei combustibili, dei residui e degli additivi: aspetto non applicabile all'attività della Centrale, in quanto non viene effettuata movimentazione di combustibili solidi né movimentazione di additivi che possano causare polveri.• un piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili, contenente: un protocollo di monitoraggio del rumore in corrispondenza dei confini dell'impianto, un



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>programma di riduzione del rumore, un protocollo di risposta a situazioni di inquinamento acustico contenente le misure da adottare e il calendario, una rassegna dei casi di inquinamento acustico riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati.</p> <p>La centrale Enipower di Ravenna risulta ricadere in Classe VI- <i>Aree esclusivamente industriali</i> della zonizzazione acustica comunale.</p> <p>Il monitoraggio di tale aspetto ambientale viene effettuato mediante specifiche campagne di monitoraggio in ambiente esterno aventi frequenza biennale in accordo alle prescrizioni AIA.</p> <p>L' ultima campagna è stata effettuata nel mese di maggio 2017 in applicazione della nuova metodologia definita con l'Ente di Controllo e presso i recettori identificati e concordati con la stessa ARPAE.</p> <p>Dalla valutazione è emerso che presso tutti i recettori, il livello di pressione sonora calcolato e misurato risulta tale da garantire il rispetto dei valori limite di immissione di riferimento.</p> <ul style="list-style-type: none">• Per la combustione, la gassificazione o il coinceinerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori contenente: un protocollo di monitoraggio degli odori; se necessario, un programma di eliminazione degli odori, al fine di identificare ed eliminare o ridurre le emissioni odorigene; un protocollo di registrazione degli eventi odorigeni, con le relative misure adottate e il calendario una rassegna degli eventi odorigeni riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati. <p>Non applicabile: le attività della Centrale non generano odori percepibili all'esterno. Nessuna prescrizione specifica da AIA relativamente a tale aspetto ambientale. In caso di eventi anomali che comportano rilasci occasionali e accidentali di sostanze pericolose con potenziali effetti ambientali (tra cui eventuali emissioni odorigene), si applica il protocollo operativo fra Comune di Ravenna, Provincia, AUSL, Prefettura, Associazione Industriali e Aziende Area Chimica e Industriale di Ravenna sottoscritto in data 19/09/2005.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 1 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
BATConclusion 2	
<p><i>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 (1), 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.</i></p>	<p>Dopo la messa in servizio delle unità sono state fatte eseguite le prove di prestazione che hanno consentito di determinare il rendimento di Ciclo.</p> <p>Successivamente, sono stati eseguiti dei performance test ufficiali, effettuati dal fornitore, a valle di interventi manutentivi sulle apparecchiature.</p> <p>In particolare, fra i performance test ufficiali, sono ad oggi disponibili:</p> <ul style="list-style-type: none">• Enipower- Ravenna Gr.1 REPORT PERFORMANCE GAS TURBINE POST M.O. + UPGRADING (08/10/2012) relativo alle prove di prestazione eseguite sul gruppo CC1 in data 25/09/2012;• Enipower- Ravenna Gr.2 REPORT PERFORMANCE TEST POST M.O. + UPGRADING DA AE94.3A4 + A EVO1 (06/11/2015) relativo alle prove di prestazione eseguite sul gruppo CC2 in data 13/10/2015;• Enipower- Ravenna (PG9171E) Analisi Prestazione Frame 9 Pre e Post Revisione relativo al gruppo TG501 e riportante il confronto tra i principali parametri di prestazione dell'unità PG9171E pre e post revisione generale (dati pre-revisione del 07/11/2005 e post revisione del 26/04/2006). <p>Tutte le prove sono state eseguite, quale obbligo contrattuale, seguendo le indicazioni accordate fra le parti, EniPower e fornitore.</p> <p>In particolare, le prove sono state effettuate allo scopo di valutare i seguenti parametri:</p> <ul style="list-style-type: none">• Potenza elettrica lorda misurata ai morsetti dell'alternatore;• Efficienza elettrica lorda, definita come rapporto tra la potenza elettrica lorda misurata ai morsetti dei generatori e il calore fornito alla turbina a gas, riferito al potere calorifico inferiore del combustibile;• Portata fumi allo scarico della turbina;• Temperatura dei fumi allo scarico della turbina;• Emissioni al camino;• Potenza al minimo tecnico. <p>I codici applicabili di riferimento utilizzati sono:</p> <ul style="list-style-type: none">• ASME PTC22 "Gas Turbine Power Plants";• ISO 2314 "Gas Turbine Acceptance Tests". <p>La BAT 2 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore												
	<p>In riferimento ai valori di performance ottenuti si rimanda alla successiva BAT 40.</p> <p>La BAT risulta applicata presso il sito di Ravenna</p>												
BATConclusion 3													
<p><i>La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito.</i></p> <table border="1" data-bbox="188 868 1068 1072"><thead><tr><th data-bbox="188 868 517 895">Flusso</th><th data-bbox="519 868 835 895">Parametro/i</th><th data-bbox="837 868 1068 895">Monitoraggio</th></tr></thead><tbody><tr><td data-bbox="188 896 517 1018" rowspan="3">Effluente gassoso</td><td data-bbox="519 896 835 946">Portata</td><td data-bbox="837 896 1068 946">Determinazione periodica o in continuo</td></tr><tr><td data-bbox="519 948 835 997">Tenore di ossigeno, temperatura e pressione</td><td data-bbox="837 948 1068 997" rowspan="2">Misurazione periodica o in continuo</td></tr><tr><td data-bbox="519 999 835 1018">Tenore di vapore acqueo (1)</td></tr><tr><td data-bbox="188 1019 517 1072">Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi</td><td data-bbox="519 1019 835 1072">Portata, pH e temperatura</td><td data-bbox="837 1019 1068 1072">Misurazione in continuo</td></tr></tbody></table> <p><i>(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</i></p>	Flusso	Parametro/i	Monitoraggio	Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo	Tenore di vapore acqueo (1)	Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo	<p><u>Emissioni in atmosfera</u> Nello stabilimento Enipower di Ravenna sono presenti i punti di emissione convogliata E1, E2, E3, ed E4, collegati, rispettivamente al gruppo CC1, CC2, TG501 e alla caldaia 20B400. Il punto di emissione E4 non risulta attivo in quanto, come già specificato in precedenza, la caldaia 20B400 viene mantenuta in riserva fredda. Tutti i punti di emissione in atmosfera risultano dotati, in accordo alla normativa vigente e alle prescrizioni autorizzative AIA, di sistema di monitoraggio in continuo (SME), che effettua misurazioni e registrazioni in continuo di:</p> <ul style="list-style-type: none">• NO_x (espressi come NO₂);• CO;• Tenore volumetrico di ossigeno (O₂);• Pressione;• Temperatura; <p>ed il monitoraggio in continuo della portata volumetrica fumi e del tenore di vapore acqueo (umidità), ottenuta in accordo all' AIA della Centrale, mediante sistema di calcolo indiretto con utilizzo di fattori stechiometrici standard.</p> <p>Si precisa che, in accordo alla BAT stessa, il tenore di vapore acqueo non è soggetto a misurazione in continuo ma a calcolo in quanto gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi.</p> <p>I principali documenti gestionali di riferimento della conduzione degli SME sono rappresentati dal Manuale di Gestione dello stesso e dalla procedura di sito RAVE.GENE.pro-04epr01" Accesso ai sistemi di monitoraggio delle emissioni (SME)".</p> <p>Tutti i parametri oggetto di registrazione da parte degli SME sono oggetto di trasmissione periodica all'Autorità di Controllo e oggetto di reporting periodico tramite</p>
Flusso	Parametro/i	Monitoraggio											
Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo											
	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo											
	Tenore di vapore acqueo (1)												
Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo											



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>(report Annuale AIA) trasmesso agli Enti in accordo alle modalità previste dallo stesso PMC AIA.</p> <p>La BAT non risulta evidentemente applicabile agli ulteriori punti di emissione eserciti nel sito, quali i gruppi elettrogeni di emergenza, avviati in caso di emergenza o per verifiche di funzionamento.</p> <p><u>Emissioni in acqua</u></p> <p>La Centrale di Ravenna non genera emissioni in acqua dovute al trattamento degli effluenti gassosi, pertanto la BAT non risulta applicabile relativamente a tale aspetto.</p> <p>Dall'analisi effettuata, la BAT 3 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>
BATConclusion 4	
<p><i>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.</i></p> <p><i>Segue Tabella – omissis -</i></p>	<p>Di seguito si riporta il confronto, per singolo parametro e relativa frequenza di monitoraggio, tra quanto richiesto dalla BAT e quanto applicato alla Centrale Enipower di Ravenna:</p> <ul style="list-style-type: none">• monitoraggio NH₃ in continuo o annuale se i livelli di emissione sono sufficientemente stabili: non applicabile alla Centrale in esame poiché non sono installati sistemi SCR o SNCR;• monitoraggio NO_x, CO, in continuo: come già specificato in precedenza, i camini E1, E2, E3 ed E4 risultano dotati di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni che include la misura diretta di tali parametri. Le metodiche di analisi adottate sono rispettivamente la UNI EN 14792:2006 (Determinazione analitica mediante chemiluminescenza) e la UNI EN 15058:2006 (Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva);• N₂O una volta all'anno: non applicabile alla Centrale in esame in relazione al tipo di combustibile utilizzato (gas naturale);• SO₂ in continuo: non applicabile alla Centrale in esame in relazione al tipo di combustibile utilizzato (gas naturale);• SO₃ una volta all'anno: non applicabile alla Centrale in esame poiché non sono installati sistemi SCR;• HCl e HF: non applicabile alla Centrale in esame poiché non utilizza nessuno dei combustibili/processi/tipo d'impianto di combustione previsto dalla BAT 4 per questo parametro;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<ul style="list-style-type: none">• Polveri in continuo: non applicabile alla Centrale in esame in relazione al tipo di combustibile utilizzato (gas naturale). In accordo alle prescrizioni AIA come misura conoscitiva viene comunque effettuato un monitoraggio semestrale ai camini in esercizio dei parametri Polveri Totali, PM10 e PM2,5. La metodica di analisi applicata è la UNI EN 13284-1:2003 per le polveri totali e la UNI EN ISO 23210:2009 per il PM10 e PM2,5, come risulta dal Rapporto Annuale AIA 2018 relativo all'anno di esercizio 2017 della Centrale;• Metalli e metalloidi, tranne mercurio, una volta all'anno a meno che la loro presenza possa essere esclusa dalla caratterizzazione iniziale del combustibile e dalla valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio concentrazione del combustibile e trattamento degli effluenti gassosi applicato): non applicabile alla Centrale in esame in relazione al tipo di combustibile utilizzato (gas naturale). Con nota prot. 130/2016/DB/LT trasmessa via pec in data 22/12/2016, Enipower ha comunicato formalmente agli Enti la sospensione del monitoraggio dei microinquinanti di combustione nelle emissioni in atmosfera in quanto non prescritto da AIA e non attinente l'attuale configurazione della Centrale. Con nota Prot. n. 005122 del 03/02/2017 è seguita l'accettazione da parte di ISPRA di quanto comunicato da Enipower;• Mercurio (frequenza variabile a seconda della tipologia di impianto): non applicabile alla Centrale in esame in relazione al combustibile utilizzato (gas naturale) ed alla tipologia di impianto;• TVOC, formaldeide, CH4, PCDD/F: non applicabile alla Centrale in esame in relazione al combustibile utilizzato (gas naturale) ed alla tipologia di impianto.• La BAT non risulta evidentemente applicabile agli ulteriori punti di emissione eserciti nel sito, quali i gruppi elettrogeni di emergenza, avviati in caso di emergenza o per verifiche di funzionamento degli stessi. <p>Dall'analisi effettuata, la BAT 4 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>
BATConclusion 5	
<i>La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi 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</i>	Presso la Centrale Enipower di Ravenna non sono presenti sistemi di trattamento degli effluenti gassosi che producano reflui idrici.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore										
<p><i>norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</i></p> <p><i>Segue Tabella – omissis -</i></p>	<p>La BAT 5 risulta pertanto non applicabile.</p>										
<p>BATConclusion 6</p>											
<p><i>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.</i></p> <p><i>Segue Tabella – omissis -</i></p>	<p>In tabella seguente si riporta il confronto puntuale tra quanto previsto dalla BAT e quanto applicato presso la Centrale Enipower di Ravenna.</p> <table border="1" data-bbox="1155 651 2056 1425"><thead><tr><th data-bbox="1155 651 1525 683">Tecnica</th><th data-bbox="1525 651 2056 683">Applicazione</th></tr></thead><tbody><tr><td data-bbox="1155 683 1525 746">a. Dosaggio e miscela dei combustibili</td><td data-bbox="1525 683 2056 746">Non applicabile alla centrale in esame.</td></tr><tr><td data-bbox="1155 746 1525 1026">b. Manutenzione del sistema di combustione</td><td data-bbox="1525 746 2056 1026">Viene effettuata la manutenzione programmata dei sistemi di combustione come da manuali d'uso e manutenzione dei fornitori. Le attività di manutenzione vengono inoltre effettuate in accordo a specifica procedura ATT.MAN.pro-01epr02 "Gestione della Manutenzione" del 30/04/2013 e OPI ATT.MAN.opi-02epr03 "Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali" rev. 03 del 19/06/2017.</td></tr><tr><td data-bbox="1155 1026 1525 1305">c. Sistema di controllo avanzato</td><td data-bbox="1525 1026 2056 1305">È presente un sistema di controllo della combustione automatico che ottimizza la combustione in funzione dei parametri ambientali. È inoltre presente un sistema di diagnostica avanzato per il controllo della combustione. È infine presente un sistema di controllo della temperatura di combustione per minimizzare la formazione di NO_x.</td></tr><tr><td data-bbox="1155 1305 1525 1425">d. Buona progettazione delle apparecchiature di combustione</td><td data-bbox="1525 1305 2056 1425">I principali gruppi di produzione di stabilimento, costituiti dai due cicli combinati CC1 e CC2 risultano di recente installazione (anni 2003-2004).</td></tr></tbody></table>	Tecnica	Applicazione	a. Dosaggio e miscela dei combustibili	Non applicabile alla centrale in esame.	b. Manutenzione del sistema di combustione	Viene effettuata la manutenzione programmata dei sistemi di combustione come da manuali d'uso e manutenzione dei fornitori. Le attività di manutenzione vengono inoltre effettuate in accordo a specifica procedura ATT.MAN.pro-01epr02 "Gestione della Manutenzione" del 30/04/2013 e OPI ATT.MAN.opi-02epr03 "Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali" rev. 03 del 19/06/2017.	c. Sistema di controllo avanzato	È presente un sistema di controllo della combustione automatico che ottimizza la combustione in funzione dei parametri ambientali. È inoltre presente un sistema di diagnostica avanzato per il controllo della combustione. È infine presente un sistema di controllo della temperatura di combustione per minimizzare la formazione di NO _x .	d. Buona progettazione delle apparecchiature di combustione	I principali gruppi di produzione di stabilimento, costituiti dai due cicli combinati CC1 e CC2 risultano di recente installazione (anni 2003-2004).
Tecnica	Applicazione										
a. Dosaggio e miscela dei combustibili	Non applicabile alla centrale in esame.										
b. Manutenzione del sistema di combustione	Viene effettuata la manutenzione programmata dei sistemi di combustione come da manuali d'uso e manutenzione dei fornitori. Le attività di manutenzione vengono inoltre effettuate in accordo a specifica procedura ATT.MAN.pro-01epr02 "Gestione della Manutenzione" del 30/04/2013 e OPI ATT.MAN.opi-02epr03 "Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali" rev. 03 del 19/06/2017.										
c. Sistema di controllo avanzato	È presente un sistema di controllo della combustione automatico che ottimizza la combustione in funzione dei parametri ambientali. È inoltre presente un sistema di diagnostica avanzato per il controllo della combustione. È infine presente un sistema di controllo della temperatura di combustione per minimizzare la formazione di NO _x .										
d. Buona progettazione delle apparecchiature di combustione	I principali gruppi di produzione di stabilimento, costituiti dai due cicli combinati CC1 e CC2 risultano di recente installazione (anni 2003-2004).										



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore	
	e. Scelta del combustibile	<p>Utilizzo esclusivo di gas naturale, che garantisce il più limitato impatto ambientale rispetto alle altre tipologie di combustibili. Pur essendo la Centrale di Ravenna autorizzata in AIA alla combustione di gas di recupero limitatamente alla caldaia 20B400 e al TG501, con nota prot. DVA-2015-0012722 del 12/05/2015, avente ad oggetto “Esiti della verifica della sussistenza dell’obbligo di presentazione della relazione di riferimento di cui al DM 272/2014” l’A.C. ha precisato che, in relazione alla verifica effettuata, è consentito solo l’utilizzo di gas naturale nelle condizioni di normale funzionamento.</p> <p>Sulla base dell’analisi effettuata, la BAT 6 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>
BATConclusion 7		
<p><i>Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOX, la BAT consiste nell’ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell’SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l’iniezione di reagente).</i></p>	<p>Presso la Centrale Enipower di Ravenna non sono presenti sistemi di abbattimento SCR o SNCR.</p> <p>Le emissioni di NOx rilevate dallo SME mostrano valori ampiamente al di sotto dei valori limite, sia come valori medi giornalieri prescritti da AIA, sia come valori limite orari, limitatamente ai gruppi CC1 e CC2, stabiliti dal Decreto MAP n. 014/2002.</p> <p>La BAT 7 non risulta quindi applicabile presso il sito Enipower di Ravenna.</p>	
BATConclusion 8		
<p><i>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.</i></p>	<p>Come già specificato in precedenza, per le emissioni di NO_x non sono necessari sistemi di abbattimento emissioni in quanto tutti i bruciatori delle turbine a gas risultano del tipo Low NO_x.</p> <p>Più precisamente, il TG501 risulta provvisto di un sistema di combustori DNL (Dry low NO_x) mentre le turbine a gas dei due cicli combinati CC1 e CC2 sono del tipo</p>	



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>VeLoNOx (very low NOx) a secco, in grado di garantire emissioni più contenute di NOx.</p> <p>Per quanto concerne le emissioni di CO, nel corso degli anni 2014-2015 sono stati installati appositi elementi catalitici per la riduzione di tale inquinante sia sul ciclo combinato CC1 (rif. comunicazione di modifica non sostanziale) che sul ciclo combinato CC2 (rif. comunicazione di modifica non sostanziale AIA).</p> <p>Tali elementi sono stati inseriti, all'interno del Generatore di Vapore a Recupero (GRV), tra turbina a gas e camino dei due cicli combinati CC1 e CC2.</p> <p>L'installazione di tali elementi è riconducibile ad esigenze legate al mercato dell'energia elettrica e derivanti dalla necessità di incrementare la capacità di modulazione sulla rete, riducendo la formazione dell'effluente gassoso CO sia in condizioni di marcia a regime che in corrispondenza dei transitori e, in particolare, in condizioni di minimo tecnico degli impianti.</p> <p>I sistemi catalitici installati possiedono una capacità di conversione del CO superiore al 90% con temperature di funzionamento superiori a 280 °C tali da non generare alterazioni delle emissioni di NO_x espressi come NO₂. Tale prestazione progettuale è però soggetta a degrado nel tempo con il regolare esercizio dell'apparecchiatura.</p> <p>Ad esaurimento del catalizzatore, l'elemento di abbattimento viene sostituito, classificato come rifiuto ed inviato a recupero presso ditta autorizzata.</p>
BATConclusion 9	
<p><i>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 (cfr. BAT 1):</i></p> <p>i. <i>caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati in appresso e in conformità alle norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente;</i></p> <p>ii. <i>prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La</i></p>	<p>Il combustibile in ingresso alle unità di produzione energetica della Centrale Enipower di Ravenna (gas naturale) è oggetto dei seguenti controlli previsti dalla BAT:</p> <ul style="list-style-type: none">i) caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato;ii) acquisizione periodica della qualità del combustibile: in accordo con quanto stabilito dal paragrafo 1 del PMC AIA, il Gestore dispone di analisi mensili di caratterizzazione del gas naturale fornite da SNAM e contenenti i seguenti parametri: Potere Calorifico Inferiore (PCI), Densità a 15°C, He, CH₄, C₂H₆, IC₄H₁₀, NC₅H₁₂, C₆⁺, N₂, CO₂, C₃H₈, NC₄H₁₀, IC₃H₁₂, Fattore di compressibilità ZS;iii) integrazione della caratterizzazione del combustibile mediante presenza di gascromatografo che analizza periodicamente il combustibile ed entra nel sistema



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore												
<p><i>frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato);</i></p> <p>iii. <i>successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità (ad esempio, integrazione della caratterizzazione del combustibile e controllo del combustibile nel sistema di controllo avanzato (cfr. descrizioni alla sezione 8.1).</i></p> <p><i>Descrizione</i> <i>La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile possono essere eseguite dal Gestore e/o dal fornitore del combustibile. Se eseguite dal fornitore, i risultati completi sono forniti al Gestore sotto forma di specifica di prodotto (combustibile) e/o di garanzia del fornitore.</i></p> <table border="1" data-bbox="230 826 1025 1193"><thead><tr><th>Combustibile/i</th><th>Sostanze/Parametri sottoposti a caratterizzazione</th></tr></thead><tbody><tr><td><i>omissis</i></td><td></td></tr><tr><td>Gasolio</td><td>- Ceneri - N, C, S</td></tr><tr><td>Gas naturale</td><td>- Potere calorifico inferiore - CH₄, C₂H₆, C₃, C₄⁺, CO₂, N₂, indice di Wobbe</td></tr><tr><td>Combustibili di processo dell'industria chimica (1)</td><td>- Br, C, Cl, F, H, N, O, S - Metalli e metalloidi (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)</td></tr><tr><td><i>omissis</i></td><td>-</td></tr></tbody></table>	Combustibile/i	Sostanze/Parametri sottoposti a caratterizzazione	<i>omissis</i>		Gasolio	- Ceneri - N, C, S	Gas naturale	- Potere calorifico inferiore - CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ ⁺ , CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe	Combustibili di processo dell'industria chimica (1)	- Br, C, Cl, F, H, N, O, S - Metalli e metalloidi (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)	<i>omissis</i>	-	<p>di controllo e regolazione di macchina (relativamente al PCI quando non disponibile il calorimetro). Il gascromatografo analizza i seguenti parametri: C₆⁺, C₃H₈, NC₄H₁₀, NC₅H₁₂, N₂, CH₄, CO₂, C₂H₆ e provvede al calcolo di specifici indici, tra cui l'indice di Wobbe".</p> <p>La BAT risulta pertanto applicata in quanto tutti i parametri indicati per il gas naturale sono monitorati tramite certificati analitici mensili forniti dal Gestore della Rete Nazionale di trasporto del gas e tramite analisi da gascromatografo di impianto (che monitora, in particolare, l'indice di Wobbe non riportato sui certificati SNAM).</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 9 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>
Combustibile/i	Sostanze/Parametri sottoposti a caratterizzazione												
<i>omissis</i>													
Gasolio	- Ceneri - N, C, S												
Gas naturale	- Potere calorifico inferiore - CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ ⁺ , CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe												
Combustibili di processo dell'industria chimica (1)	- Br, C, Cl, F, H, N, O, S - Metalli e metalloidi (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)												
<i>omissis</i>	-												
BATConclusion 10													
<p><i>Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione</i></p>	<p><u>Condizioni non normali- transitori (avvio/arresto e marcia sotto il minimo tecnico)</u> La BAT risulta applicabile, per la Centrale di Ravenna, esclusivamente alle emissioni in atmosfera in quanto non risultano essere presenti flussi di reflui specifici associati ai regimi transitori di funzionamento.</p>												



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
<p><i>commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:</i></p> <ul style="list-style-type: none">- <i>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);</i>- <i>elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;</i>- <i> rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive;</i>- <i> 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.</i>	<p>In relazione alle emissioni in atmosfera associate ai transitori, sono implementate le seguenti misure di tipo tecnico-gestionale:</p> <ul style="list-style-type: none">- In termini di “progettazione degli impianti”, si sottolinea innanzi tutto che tutte le turbine a gas della Centrale in oggetto sono esercibili in regime di basso carico. Nel corso degli anni sono stati inoltre attuati specifici interventi quali l’installazione di sistemi catalitici per la riduzione di CO nei due cicli combinati CC1 e CC2 che hanno consentito conseguentemente di ridurre il tempo di transitorio per le manovre di avvio/arresto e ad abbassare il minimo tecnico esercibile.- tutte le apparecchiature sono soggette a specifico piano di manutenzione preventiva periodica in accordo alle indicazioni del fornitore. Le attività di manutenzione vengono inoltre effettuate in accordo a specifica procedura ATT.MAN.pro-01epr02 “Gestione della Manutenzione” del 30/04/2013 e OPI ATT.MAN.opi-02epr03 “Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali” rev. 03 del 19/06/2017;- i sistemi di monitoraggio in continuo SME effettuano la misura e registrazione delle emissioni in condizioni transitorie, in accordo a quanto prescritto in AIA e recepito nell’ambito del Manuale di Gestione dello stesso SME;- i dati emissivi dei periodi transitori sono oggetto di registrazione e rendicontazione agli Enti, in accordo a quanto prescritto in AIA. <p><u>Condizioni non normali- non conformità</u></p> <p>La gestione di eventuali non conformità viene effettuata, presso la Centrale di Ravenna, in accordo alle specifiche prescrizioni AIA e PMC che prevedono:</p> <ul style="list-style-type: none">- immediata registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate e tempistiche di rientro nei valori standard;- trasmissione, entro le 24 ore dal manifestarsi della non conformità e comunque nel minore tempo possibile, di un’informativa dettagliata all’Autorità Competente contenente le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità;- comunicazione, a conclusione dell’evento, del superamento della criticità e valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all’evento medesimo. <p><u>Condizioni non normali- emergenze</u></p> <p>Nell’ambito del PEI di sito vengono descritte le modalità di gestione delle emergenze ambientali, intese come rilasci di sostanze liquide o gassose, che possano provocare una</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>situazione di pericolo per l'ambiente ed in particolare per le matrici aria, acqua suolo e sottosuolo.</p> <p>Come già anticipato lo stabilimento Enipower di Ravenna è dotato di un Sistema di Gestione certificato (norme ISO 14001, EMAS, OSHAS 18001 e ISO50001), al fine di minimizzare e gestire, in una logica di miglioramento continuo, i propri impatti HSE. Per questo motivo dispone già di una serie di procedure per la gestione delle attività con impatti ambientali in condizioni di normale operatività e in condizioni di emergenza.</p> <p>Le principali procedure di riferimento applicate sono costituite da: pro hse 012 rsi scpa r01 " Procedura di emergenza HSE di sito" Rev. 1 del 30/04/2015, RAVE.HSEQ.pro-05ep01 "Gestione delle emergenze HSE nello Stabilimento diRavenna" Rev. 2 del 09/11/2015, RIS.HSE.pro-04ep01 "Predisposizione e gestione del Piano di Emergenza Interno" Rev. 2 del 22/09/2014, RAVE.HSEQ.pro-12ep01 "Piano di Emergenza dello stabilimento di Ravenna" Rev. 4 del 29/08/2016.</p> <p>In caso di Emergenza che possa avere impatti ambientali le procedure interne prevedono la comunicazione alle Autorità, gli Enti e le Amministrazioni Pubbliche competenti per territorio e materia, in accordo alle tempistiche definite dalla legislazione vigente in materia ambientale e prescritte in AIA.</p> <p>La BAT riportata risulta quindi pienamente applicata</p>
BATConclusion 11	
<p><i>La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.</i></p>	<p>Come anticipato nella precedente BAT in accordo a quanto prescritto in AIA presso la Centrale di Ravenna è implementato un piano di monitoraggio dei transitori che include: i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e il tipo degli avviamenti, le relative durate, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati. Più precisamente, tali informazioni sono registrate tramite SME, come descritto nell'ambito del Manuale di Gestione dello stesso, e trasmettesse annualmente agli Enti nell'ambito del Rapporto Annuale AIA.</p> <p>Inoltre gli strumenti di analisi dello SME di Centrale hanno doppia scala di misura, relativamente al parametro CO, al fine di misurare correttamente i valori di concentrazione degli inquinanti sia durante le fasi di avvio e arresto dell'impianto che durante il normale funzionamento.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore									
	<p>Il paragrafo 3.4 del Manuale SME riporta le modalità di gestione delle anomalie del sistema SME: sono riportate le procedure adottate in caso di anomalie di funzionamento o guasti del sistema di misura in continuo degli inquinanti che provochino la perdita di dati concernenti uno o più inquinanti. Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione, nonché le anomalie di funzionamento e i guasti dei sistemi di misura in continuo vengono annotate sul Quaderno di manutenzione dello SME. Per sopperire all'eventuale mancanza delle registrazioni in continuo degli analizzatori/sensori dello SME, per guasto o anomalia di funzionamento, sono acquisiti/calcolati dati tramite strumentazione diversa da quella dello SME stesso.</p> <p>In caso di interventi manutentivi programmati sullo SME (o sull'impianto, ma tali da compromettere anche la funzionalità dello SME) di durata prevista superiore al periodo per il quale è ammesso il ricorso alle sole misure stimate (max 24 ore, a partire dalla 24-esima fino alla 48-esima ora di blocco), il Responsabile di Stabilimento/Reperibile di Direzione deve adoperarsi preventivamente, in applicazione della citata procedura e, informata l'AC, per l'acquisizione di misure sostitutive tramite la messa in funzione di sistemi di misura in continuo di riserva e/o la programmazione di campagne di misura discontinue.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 11 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>									
BATConclusion 12										
<p><i>Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1 500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito.</i></p> <p><i>Segue Tabella – omissis -</i></p>	<p>Di seguito si riporta il confronto puntuale tra le tecniche proposte dalla BAT e quanto applicato per la Centrale di Ravenna:</p> <table border="1" data-bbox="1182 1161 2038 1436"><thead><tr><th data-bbox="1182 1161 1256 1193">Tecnica</th><th data-bbox="1256 1161 1547 1193"></th><th data-bbox="1547 1161 2038 1193">Applicazione</th></tr></thead><tbody><tr><td data-bbox="1182 1193 1256 1257">a.</td><td data-bbox="1256 1193 1547 1257">Ottimizzazione della combustione</td><td data-bbox="1547 1193 2038 1289">1)La regolazione dei parametri di combustione della turbina a gas è attuata automaticamente da apposito software e sistema studiati per ottimizzare i parametri di combustione e stabilità di fiamma ai diversi carichi di esercizio della macchina.</td></tr><tr><td data-bbox="1182 1257 1256 1436">b.</td><td data-bbox="1256 1257 1547 1436">Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro</td><td data-bbox="1547 1289 2038 1436">Compatibilmente con il carico richiesto, ai fini del miglioramento dell'efficienza della</td></tr></tbody></table>	Tecnica		Applicazione	a.	Ottimizzazione della combustione	1)La regolazione dei parametri di combustione della turbina a gas è attuata automaticamente da apposito software e sistema studiati per ottimizzare i parametri di combustione e stabilità di fiamma ai diversi carichi di esercizio della macchina.	b.	Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro	Compatibilmente con il carico richiesto, ai fini del miglioramento dell'efficienza della
Tecnica		Applicazione								
a.	Ottimizzazione della combustione	1)La regolazione dei parametri di combustione della turbina a gas è attuata automaticamente da apposito software e sistema studiati per ottimizzare i parametri di combustione e stabilità di fiamma ai diversi carichi di esercizio della macchina.								
b.	Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro	Compatibilmente con il carico richiesto, ai fini del miglioramento dell'efficienza della								



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore	
		<p>turbina a gas, la macchina viene esercita alla massima Temperatura di fiamma possibile.</p> <p>Esiste inoltre un sistema di lavaggio del compressore finalizzato a mantenerne nel tempo l'efficienza di compressione.</p> <p>Per quanto concerne il TG501 è presente un sistema di spillamento aria di mandata compressore denominato Bleed Heat che convoglia l'aria calda in aspirazione al compressore stesso.</p> <p>2) Per quanto concerne il fluido gas, l'ottimizzazione dei cicli CC1 e CC2 viene effettuata attraverso preriscaldamento del gas metano, Fogging (limitatamente alle alte temperature in aria ambiente), esercizio della macchina alla massima Temperatura di fiamma possibile, minimizzazione delle perdite di carico all'aspirazione del compressore di macchina.</p> <p>Per quanto riguarda il fluido vapore, le caldaie a recupero dei cicli combinati CC1 e CC2 sono progettate a 3 livelli di pressione, mentre la caldaia a recupero del TG 501 a2 livelli di pressione, ottimizzate per massimizzare il recupero termico (efficienza di ciclo) anche ai carichi parziali.</p> <p>Per quanto riguarda il fluido vapore delle turbine si rimanda al successivo punto c.</p> <hr/> <p>Sui singoli cicli combinati CC1 e CC2 è presente condensatore esercito alla minima pressione possibile, compatibilmente con le condizioni ambientali.</p>
	c.	Ottimizzazione del ciclo del vapore



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore	
		<p>L'esportazione di vapore dai gruppi CC1, CC2 e dal TG501 contribuisce alla riduzione della pressione di condensazione fino al punto più basso possibile (margine di capacità di condensazione non utilizzato).</p> <hr/> <p>I progetti realizzati o in corso di realizzazione nel sito di Ravenna che hanno impatti positivi sull'efficienza energetica sono i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none">- Nuovo air-intake TG2, realizzato nel 2014.- Nuovi sistemi di anti-ghiaccio su air-intake TG1 e TG2, realizzati nel 2014.- Collegamenti produzioni vapore da SH BP GVR1 e SH BP GVR2 alla rete di vapore 4,5bar di stabilimento, realizzati nel 2016.- Riassetto sistema elettrico MT/BT di CTE con demolizione vecchi trafi 15/6kV e 6/0,4kV, in corso di realizzazione (completamento entro 2018).- Demolizioni CTE e riassetto sistemi riscaldamento collettori CTE, completato nel 2018.- Adeguamento misure vapore CC1 e CC2, in corso di realizzazione (completamento entro 2018).- - Installazione inverter su pompe alimento GVR1 e GVR2, in corso di realizzazione (completamento entro 2018).
	d.	Riduzione al minimo del consumo di energia



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore	
	e.	Preriscaldamento dell'aria di combustione Non applicabile.
	f.	Preriscaldamento del combustibile Il gas naturale viene attualmente preriscaldato fino a ca. 40 °C prima dell'invio al TG utilizzando vapore BP estratto dal ciclo termico.
	g.	Sistema di controllo avanzato È presente un sistema di controllo della combustione automatico operato mediante sistema di controllo della combustione per i gruppi CC1 e CC2 analizzato con sistema di diagnostica.
	h.	Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato Non applicabile. L'HRSG dei cicli combinati CC1 e CC2 e del TG501 è dotato di economizzatore per il preriscaldamento dell'acqua di alimentazione.
	i.	Recupero di calore da cogenerazione (CHP) Il recupero di calore viene attuato attraverso la produzione di vapore che viene ceduto alle società coinsediate per usi di processo e fornito tramite rete di proprietà della società consortile RSI.
	j.	Disponibilità della CHP Sistema già attivo con la fornitura di vapore alle società coinsediate.
	k.	Condensatore degli effluenti gassosi Non applicabile in relazione al tipo di impianto in esame ed al combustibile utilizzato. Non risulta disponibile un'utenza a bassa temperatura del calore recuperabile dalla condensazione dei fumi.
	l.	Accumulo termico Non applicata alla Centrale in oggetto. Il vapore viene utilizzato da utenze coinsediate funzionanti a ciclo continuo. Il vapore prodotto non inviato a processo è comunque utilizzato in turbina,



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore	
		massimizzando il recupero termico dei fumi.
	m.	Camino umido Nell'ottica di rendere il ciclo più efficiente e maggiormente cogenerativo, la Centrale di Ravenna ha ottenuto di mantenere un valore medio di temperatura fumi al camino di circa 100°C, con una banda di variazione della temperatura di circa ±5°C (Rif. nota ISPRA prot. 0016113 del 15/04/2013 di cui al documento.
	n.	Scarico attraverso torre di raffreddamento N.A. (applicabile unicamente alle unità dotate di sistemi FGD in cui l'effluente gassoso deve essere nuovamente riscaldato prima dello scarico e il cui sistema di raffreddamento è una torre di raffreddamento.
	o.	Preessiccamento del combustibile Non applicabile alla Centrale in esame in relazione al tipo di combustibile utilizzato.
	p.	Riduzione al minimo delle perdite di calore Non applicabile alla Centrale in esame in relazione al tipo di impianto e combustibile utilizzato.
	q.	Materiali avanzati Per quanto la BAT sia applicabile unicamente ai nuovi impianti, presso i cicli combinati CC1 e CC2 della Centrale di Ravenna si segnala che l'interno delle camere di combustione TG è ricoperto di piastrelle ceramiche. Anche le palette delle turbine sono costituite di materiali monocristallini particolari al fine di aumentare la temperatura di ingresso in turbina.
	r.	Potenziamento delle turbine a vapore Le Turbine dei cicli CC1 e CC2 della Centrale in esame risultano già dotate di tre stadi di pressione (alta, media, bassa).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore			
	<table border="1"><tr><td data-bbox="1178 363 1256 491">s.</td><td data-bbox="1256 363 1552 491">Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche</td><td data-bbox="1552 363 2085 491">Non applicabile: l'HRSG non prevede la produzione di vapore supercritico, né la temperatura di scarico dei fumi TG la consentirebbe in modo efficiente.</td></tr></table> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 12 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>	s.	Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche	Non applicabile: l'HRSG non prevede la produzione di vapore supercritico, né la temperatura di scarico dei fumi TG la consentirebbe in modo efficiente.
s.	Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche	Non applicabile: l'HRSG non prevede la produzione di vapore supercritico, né la temperatura di scarico dei fumi TG la consentirebbe in modo efficiente.		
BATConclusion 13				
<p><i>Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito.</i></p> <p><i>Segue Tabella – omissis -</i></p>	<p>La BAT risulta applicata, per la Centrale di Ravenna, relativamente alla tecnica a. "Riciclo dell'Acqua", mentre non risulta applicabile la tecnica b. in quanto, come già specificato in precedenza, la tipologia di combustione effettuata non comporta la produzione di ceneri pesanti.</p> <p>In particolare il riciclo dell'acqua residua viene attuata mediante:</p> <ul style="list-style-type: none">– convogliamento dello spurgo del circuito torri di raffreddamento nella rete antincendio del sito multi societario;– Sono in fase di progettazione i seguenti ulteriori interventi di recupero idrico:– Recupero spurghi da V006 (serbatoio spurghi atmosferici) e V007 (serbatoio di sigillo) di CC1 e CC2 in acqua di torre;– Recupero spurghi cabinati analisi e dreni sistema fogging di CC1 e CC2 in sistema rilancio condense. <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 13 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>			
BATConclusion 14				
<p><i>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.</i></p> <p><i>Descrizione</i></p> <p><i>I flussi di acque reflue che sono generalmente tenuti divisi e trattati separatamente comprendono le acque meteoriche di dilavamento superficiale, l'acqua di raffreddamento, e le acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi.</i></p>	<p>Come già specificato in precedenza, lo spurgo del circuito di raffreddamento delle turbine dei gruppi CC1 e CC2 non costituisce un flusso di acque reflue in quanto, inviato nel circuito antincendio di sito.</p> <p>Le acque reflue generate vengono gestite in maniera separata a seconda della diversa tipologia. In particolare, l'acqua mare viene inviata direttamente nella canaletta di proprietà del consorzio di servizi RSI tramite il punto di scarico finale SF2 in accordo alle prescrizioni AIA, mentre le altre tipologie di acque reflue sono raccolte nella rete</p>			



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
<p><i>Applicabilità</i> <i>L'applicabilità negli impianti esistenti è subordinata alla configurazione dei sistemi di drenaggio.</i> <i>Il processo di produzione di energia elettrica e vapore tramite cicli combinati ha un ridotto impatto sugli scarichi idrici. Le acque reflue prodotte sono ascrivibili alle seguenti tipologie:</i></p> <ul style="list-style-type: none">– <i>Acqua mare per il raffreddamento del condensatore della turbina 20TD300;</i>– <i>Acque inorganiche (acque meteoriche, condense e vapore da sfianti e spurghi, servizi igienici).</i>	<p>fognaria interna di stabilimento e quindi collettate nella rete delle acque inorganiche del sito multi societario tramite 7 pozzetti (denominati da EP01-a EP07) due dei quali (EP-06 ed EP-07) destinati esclusivamente alla raccolta delle acque piovane; le acque, di natura inorganica, sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico-chimico di proprietà HERAmbiente situato nei pressi del sito multi societario tramite il punto di scarico cointestato SF1 (Pozzetto P22 vasca S5).</p> <p>La gestione di questi scarichi è regolamentata da apposito provvedimento autorizzativo della Provincia di Ravenna (provvedimento n. 2265 del 25/07/2014) cointestato a tutte le società presenti nel sito multi societario di Ravenna il quale recepisce il Regolamento Fognario di Sito (la cui gestione è in capo alla società consortile RSI). Il provvedimento della Provincia e quanto disciplinato dal Regolamento Fognario sono stati recepiti nell'AIA di stabilimento.</p> <p>In accordo allo stesso Regolamento Fognario la gestione delle acque di prima pioggia è in capo al consorzio RSI.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 14 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>
<p>BATConclusion 15</p>	
<p><i>Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da <u>trattamento degli effluenti gassosi</u>, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.</i></p> <p><i>Seguono Tabelle – omissis -</i></p>	<p>La BAT 15 risulta non applicabile alla Centrale in esame poiché non sono applicati trattamenti degli effluenti gassosi che producano acque reflue.</p>
<p>BATConclusion 16</p>	
<p><i>Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita:</i></p> <ol style="list-style-type: none">a. <i>la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;</i>	<p>La gestione dei rifiuti nella Centrale viene effettuata in accordo ai principi generali di precauzione, prevenzione e sostenibilità nella produzione dei rifiuti, in linea con quanto definito nella procedura societaria RIS.HSE.pro-09epr02 "Gestione dei rifiuti".</p> <p>La combustione di gas naturale, effettuata presso la Centrale di Ravenna, non comporta la produzione di rifiuti (ceneri di combustione).</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
<p>b. la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;</p> <p>c. il riciclaggio dei rifiuti;</p> <p>d. altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate:</p> <p><i>Segue Tabella – omissis -</i></p>	<p>Tra le tecniche elencate l'unica che risulta potenzialmente applicabile è la d. ,in relazione ai rifiuti prodotti da elementi catalitici di riduzione del CO installati sui gruppi CC1 e CC2 e , costituiti nello specifico, dai catalizzatori esauriti.</p> <p>Tale tecnica non risulta comunque ancora applicabile in quanto i catalizzatori utilizzati al momento non sono mai stati oggetto di recupero o sostituzione in quanto ancora lontani dal termine della loro vita utile.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 16 non risulta quindi applicabile al sito Enipower di Ravenna.</p>
BATConclusion 17	
<p><i>Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito.</i></p> <ul style="list-style-type: none"><i>Segue Tabella – omissis -</i>	<p>Le sorgenti sonore più impattanti della Centrale (turbine a gas, turbine a vapore, pompe alimento) sono installate all'interno di cabinati insonorizzanti contenitivi, che consentono un idoneo abbattimento del rumore.</p> <p>In relazione all'analisi di dettaglio delle tecniche previste dalla BAT in esame applicate presso la Centrale di Ravenna si precisa che, in termini di Misure operative, (tecnica a) vengono effettuate:</p> <ul style="list-style-type: none">attività di ispezione e manutenzione delle apparecchiature attuate mediante specifici piani e programmi definiti in funzione delle tempistiche proposte dal fornitore e in accordo a a specifica procedura ATT.MAN.pro-01epr02 "Gestione della Manutenzione" del 30/04/2013 e OPI ATT.MAN.opi-02epr03 "Gestione della manutenzione aspetti tecnici e funzionali" rev. 03 del 19/06/2017;controllo periodico del rumore negli ambienti e nelle aree di lavoro (associato alla valutazione del rischio fisico per i lavoratori), volto anche ad individuare eventuali livelli di pressione acustica anomali associati alle apparecchiature;formazione ed addestramento specifico di tutto il personale in funzione degli specifici compiti di azionamento e gestione delle apparecchiature (Specifico processo dettagliato nel manuale del sistema di gestione HSE). <p>In relazione alle altre tecniche di contenimento del rumore proposte dalla BAT si precisa che nell'ambito del processo di gestione delle modifiche attuato dal Sistema di Gestione (rif procedura di sistema ATT.MAN.OPI-05epr01 "Gestione migliorie e modifiche" Rev. 01 del 16/12/16), è previsto di valutare, per ciascun intervento di</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>modifica, i potenziali impatti connessi, inclusa un'eventuale variazione in termini di emissioni di rumore.</p> <p>Un aggiornamento della valutazione del rumore ambientale viene effettuata in presenza di modifiche AIA, qualora richiesta dall'Autorità Competente o comunque in caso di interventi tali da comportare una variazione significativa in termini di emissioni di rumore.</p> <p>In riferimento inoltre al PMC AIA di stabilimento Enipower verifica comunque, anche in assenza di modifiche impiantistiche, il clima acustico ai recettori esterni ad Enipower con frequenza biennale. L'ultima valutazione è stata effettuata nel maggio 2017 secondo la norma UNI 11143-5, come richiesto da ARPAE ed in corrispondenza dei nuovi recettori definiti e concordati formalmente con l'Ente di Controllo stesso.</p> <p>Dalla valutazione è emerso che presso tutti i recettori, il livello di pressione sonora calcolato e misurato risulta tale da garantire il rispetto dei valori limite di immissione applicabili, previsti dalla classificazione acustica del Comune di Ravenna, che identifica l'area di inserimento della Centrale in oggetto e dei ricettori individuati come Classe VI- aree esclusivamente industriali.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 17 risulta quindi applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>
BATConclusion 40	
<p><i>Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito.</i></p> <p><i>Seguono Tabelle – omissis –</i></p>	<p>Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, presso la Centrale in esame sono adottate le tecniche di ottimizzazione della combustione descritte al paragrafo relativo alla BAT 12 (3.2.12).</p> <p>Per quanto concerne l'applicabilità dei livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) di cui alla tabella 23 per la Centrale di Ravenna si precisa che tale valutazione è stata effettuata, cautelativamente, anche per il TG501.</p> <p>In tabella seguente si riporta il confronto tra i livelli applicabili (derivati dalla tabella BATC 23 sopra citata in relazione alla potenzialità dei gruppi ed alla tipologia di impianto) ed i livelli di efficienza energetica ottenuti dalla Centrale con i dati di esercizio 2017.</p> <p>Come chiarito dalla stessa BAT, nel caso di unità CHP, come quelle presenti nella Centrale in esame, si applica <u>solo uno</u> dei due BAT-AEEL tra "rendimento elettrico</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore																																																																						
	<p>netto” o “consumo totale netto di combustibile”, in base alla progettazione dell’unità stessa (se più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica). Nel caso specifico, si fa riferimento al consumo totale netto di combustibile.</p> <table border="1" data-bbox="1131 486 2087 799"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Unità produttiva</th> <th rowspan="2">Tipologia</th> <th rowspan="2">BAT-AEEL Consumo tot. netto di combustibile (%)</th> <th colspan="3">Livelli raggiunti</th> </tr> <tr> <th colspan="3">Consumo totale netto di combustibile (%)(*)</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <th>Anno 2015</th> <th>Anno 2016</th> <th>Anno 2017</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CC1</td> <td>CCGT ≥600 MWth</td> <td>65-95</td> <td>69,1</td> <td>69,6</td> <td>65,5</td> </tr> <tr> <td>CC2</td> <td>CCGT ≥600 MWth</td> <td>65-95</td> <td>54,2</td> <td>53,7</td> <td>59,1</td> </tr> <tr> <td>TG501</td> <td>CCGT 50-600 MWth</td> <td>65-95</td> <td>55,9</td> <td>60,5</td> <td>63,8</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Fonte: Registro degli USI Energetici Ravenna</p> <table border="1" data-bbox="1131 858 2087 1145"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Unità produttiva</th> <th rowspan="2">Tipologia</th> <th rowspan="2">BAT-AEEL Rendimento elettrico netto (%)</th> <th colspan="3">Livelli raggiunti</th> </tr> <tr> <th colspan="3">Rendimento exergetico (%)(*)</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <th>Anno 2015</th> <th>Anno 2016</th> <th>Anno 2017</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CC1</td> <td>CCGT ≥600 MWth</td> <td>50-60</td> <td>51,75</td> <td>51,95</td> <td>52,44</td> </tr> <tr> <td>CC2</td> <td>CCGT ≥600 MWth</td> <td>50-60</td> <td>51,12</td> <td>51,19</td> <td>52,32</td> </tr> <tr> <td>TG501</td> <td>CCGT 50-600 MWth</td> <td>50-60</td> <td>40,58</td> <td>42,39</td> <td>42,83</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Fonte: Registro degli USI Energetici Ravenna</p> <p>Come visibile, la fuel utilization (rapporto tra l’energia prodotta complessiva e la quantità di energia primaria introdotta, equivalente al “consumo totale netto di combustibile definito dalle BAT conclusions) relativa all’ultimo triennio per i 3 gruppi di produzione energetica risulta in linea con le BAT AEEL solo per il gruppo CC1, mentre sia per il CC2 che per il TG501 tale parametro risulta inferiore al valore indicato dalla BAT.</p>					Unità produttiva	Tipologia	BAT-AEEL Consumo tot. netto di combustibile (%)	Livelli raggiunti			Consumo totale netto di combustibile (%)(*)						Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	CC1	CCGT ≥600 MWth	65-95	69,1	69,6	65,5	CC2	CCGT ≥600 MWth	65-95	54,2	53,7	59,1	TG501	CCGT 50-600 MWth	65-95	55,9	60,5	63,8	Unità produttiva	Tipologia	BAT-AEEL Rendimento elettrico netto (%)	Livelli raggiunti			Rendimento exergetico (%)(*)						Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017	CC1	CCGT ≥600 MWth	50-60	51,75	51,95	52,44	CC2	CCGT ≥600 MWth	50-60	51,12	51,19	52,32	TG501	CCGT 50-600 MWth	50-60	40,58	42,39	42,83
Unità produttiva	Tipologia	BAT-AEEL Consumo tot. netto di combustibile (%)	Livelli raggiunti																																																																				
			Consumo totale netto di combustibile (%)(*)																																																																				
			Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017																																																																		
CC1	CCGT ≥600 MWth	65-95	69,1	69,6	65,5																																																																		
CC2	CCGT ≥600 MWth	65-95	54,2	53,7	59,1																																																																		
TG501	CCGT 50-600 MWth	65-95	55,9	60,5	63,8																																																																		
Unità produttiva	Tipologia	BAT-AEEL Rendimento elettrico netto (%)	Livelli raggiunti																																																																				
			Rendimento exergetico (%)(*)																																																																				
			Anno 2015	Anno 2016	Anno 2017																																																																		
CC1	CCGT ≥600 MWth	50-60	51,75	51,95	52,44																																																																		
CC2	CCGT ≥600 MWth	50-60	51,12	51,19	52,32																																																																		
TG501	CCGT 50-600 MWth	50-60	40,58	42,39	42,83																																																																		



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A. Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore												
	<p>Al contrario il rendimento exergetico netto per entrambi i cicli CC1 e CC2, valutato nell'ultimo triennio 2015-2017, risulta allineato con le BAT.</p> <p>Come specificato dalla BAT stessa il BAT-AEEL relativo alla fuel utilization non si applica quando il ciclo combinato, dotato di sistema CHP, risulta progettato per massimizzare la produzione di energia elettrica, come nel caso della centrale di Ravenna.</p> <p>Si evidenzia inoltre come nella definizione delle BATC si specifica che:” il BAT – AEEL per il rendimento elettrico si riferisce all’unità di combustione funzionante a pieno carico e configurata in modo da ottimizzare in primis la generazione di energia elettrica, in secondo luogo, il calore fornito”.</p> <p>Il dato medio annuo riportato non risulta quindi un parametro rappresentativo. Quale ulteriore elemento nel seguente grafico si riporta il rendimento energetico lordo 2017 valutato rispetto alla baseline energetica (2011-2013).</p> <div data-bbox="1196 799 2022 1281"><p style="text-align: center;">η exergetico lordo RAVE</p><table border="1"><caption>Data for η exergetico lordo RAVE</caption><thead><tr><th>Anno</th><th>η (%)</th></tr></thead><tbody><tr><td>2011</td><td>51,3</td></tr><tr><td>2012</td><td>52,0</td></tr><tr><td>2013</td><td>53,2</td></tr><tr><td>2017</td><td>53,1</td></tr><tr><td>Media (Ponderata)</td><td>52,4</td></tr></tbody></table></div> <p>Complessivamente è quindi possibile affermare che i cicli combinati CC1 e CC2 eserciti risultano rispettare i BAT-AEEL di riferimento, in relazione in particolare al rendimento elettrico netto.</p>	Anno	η (%)	2011	51,3	2012	52,0	2013	53,2	2017	53,1	Media (Ponderata)	52,4
Anno	η (%)												
2011	51,3												
2012	52,0												
2013	53,2												
2017	53,1												
Media (Ponderata)	52,4												



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
	<p>In relazione al gruppo TG501, questo non risulta in compliance con i BAT-AEEL che però nel caso specifico, non risultano applicabili.</p> <p>In riferimento al possibile miglioramento energetico delle prestazioni su tutte le apparecchiature di centrale, si segnala come periodicamente venga aggiornata l'analisi energetica di stabilimento.</p> <p>La BAT 40 risulta applicata nello stabilimento EniPower di Ravenna.</p>
BATConclusion 41	
<p><i>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.</i></p> <p><i>Seguono Tabelle – omissis –</i></p>	<p>La BAT 41 non è applicabile alla Centrale in esame in quanto l'unica caldaia tradizionale presente è costituita dalla 20B400 che non viene utilizzata ma mantenuta in riserva fredda.</p>
BATConclusion 42	
<p><i>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.</i></p> <p><i>Seguono Tabelle – omissis –</i></p>	<p>Come riportato relativamente alla BAT 8 (3.2.8), al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera, Enipower ha sostituito i bruciatori delle turbine a gas del ciclo CC1 e CC2) con bruciatori del tipo VeLoNox (very low NOx), in grado di abbattere sensibilmente le emissioni degli NOx.</p> <p>Relativamente alle BAT AEL riportate in Tabella 24, la Centrale in esame ricade, relativamente ai cicli combinati CC1 e CC2, nel gruppo delle CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75% per cui sono prescritte emissioni di NOx per una media annua compresa nell'intervallo 10-40 mg/Nm³ e una media giornaliera (o media del periodo di campionamento) compresa nell'intervallo 18-50 mg/Nm³.</p> <p>Per quanto concerne invece il TG501, ascrivibile al tipo CCGT di potenza installata compresa tra 50 e 600 MWt e consumo totale netto di combustibile < 75%, i limiti di riferimento applicabili sono compresi tra 10-45 mg/Nm³ come media annua e 35-55 mg/Nm³ come media giornaliera.</p> <p>In relazione ai limiti BAT-AEL proposti si riportano nella seguente tabella i valori di emissione medi annui registrati nell'ultimo triennio, tratti dalla Dichiarazione ambientale 2017, che risultano entro il range proposto dalle BAT.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore																			
	Gruppo	Parametro	U.M.	Limite autorizzato	Concentrazioni misurate nelle emissioni			Media triennale delle concentrazioni nelle emissioni												
					2015	2016	2017													
	TG501	NO _x	(mg/Nm ³)	75	36,8	28,4	32,1	32,4												
		CO	(mg/Nm ³)	30	4,6	5,8	2,8	4,4												
	CC1	NO _x	(mg/Nm ³)	40	15	19,2	18,2	17,5												
		CO	(mg/Nm ³)	20	0,9	1,2	0,57	0,9												
	CC2	NO _x	(mg/Nm ³)	40	26,2	21	19,1	22,1												
		CO	(mg/Nm ³)	20	1,1	1,3	0,69	1,0												
	B400 (il gruppo è stato fermo nel periodo in riserva fredda)	NO _x	(mg/Nm ³)	N.A.	-	-	-	-												
		CO	(mg/Nm ³)	N.A.	-	-	-	-												
		SO _x	(mg/Nm ³)	N.A.	-	-	-	-												
		PST	(mg/Nm ³)	N.A.	-	-	-	-												
	<p>Più precisamente, il ciclo combinato CC1 presenta valori di concentrazione media annua di NO_x più vicini al limite inferiore della BAT (10 mg/Nmc); analoga considerazione può essere effettuata per il CC2, le cui prestazioni nell'ultimo biennio mostrano valori di concentrazione media annua in linea con quelle del CC1, mentre il TG501 presenta valori di concentrazione media annua più prossimi al limite superiore della BAT (45 mg/Nmc), con concentrazioni medie superiori a 25 mg/Nmc.</p> <p>Per quanto riguarda le concentrazioni medie giornaliere, i valori registrati mostrano andamenti più vicini al limite inferiore previsto dalle BAT sia per i cicli combinati CC1 e CC2 (pari a 18 mg/Nm³) che per il TG501 (pari a 35 mg/Nm³).</p> <p>In generale, preme precisare che tali valori di emissione sono strettamente correlati alle condizioni di marcia operate.</p> <p>Al fine di valutare, in termini cautelativi, le prestazioni raggiungibili in termini di emissioni di NO_x dai due principali gruppi di produzione (CC1 e CC2), è stata effettuata un'analisi dei valori istantanei di emissione che ha fatto rilevare valori compresi tra 30 e 35 mg/Nmc.</p> <p>In tabella seguente si sintetizzano performance e limiti applicabili:</p>																			
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Medie orarie</th> </tr> <tr> <th>Unità produttiva</th> <th>Valore attuale massimo [mg/Nmc]</th> <th>Limite AIA attuale (riferito al 15% di O₂) [mg/Nmc]</th> <th>Limite BAT [mg/Nmc]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </tbody> </table>									Medie orarie				Unità produttiva	Valore attuale massimo [mg/Nmc]	Limite AIA attuale (riferito al 15% di O ₂) [mg/Nmc]	Limite BAT [mg/Nmc]			
Medie orarie																				
Unità produttiva	Valore attuale massimo [mg/Nmc]	Limite AIA attuale (riferito al 15% di O ₂) [mg/Nmc]	Limite BAT [mg/Nmc]																	



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore																																													
<p style="text-align: center;">Descrizione</p>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td style="text-align: center;">(media giornaliera/periodo di riferimento)</td> </tr> <tr> <td>CC1</td> <td style="text-align: center;">Max orario 30-35</td> <td style="text-align: center;">50(come media oraria) 40 (come media giornaliera)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">18-50</td> </tr> <tr> <td>CC2</td> <td style="text-align: center;">Max orario 30-35</td> <td style="text-align: center;">50(come media oraria) 40 (come media giornaliera)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">18-50</td> </tr> <tr> <td>TG501</td> <td style="text-align: center;">41(max media giornaliera)</td> <td style="text-align: center;">75 (come media giornaliera)</td> <td></td> <td style="text-align: center;">35-55</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="text-align: center;">Medie annuali</th> </tr> <tr> <th style="width: 15%;">Unità produttiva</th> <th style="width: 15%;">Valore attuale massimo [mg/Nmc]</th> <th style="width: 15%;">Limite AIA attuale (riferito al 15% di O₂) [mg/Nmc]</th> <th style="width: 15%;">Limite BAT [mg/Nmc] (media giornaliera/periodo di riferimento)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CC1</td> <td style="text-align: center;">19,2</td> <td style="text-align: center;">---</td> <td style="text-align: center;">10-40</td> </tr> <tr> <td>CC2</td> <td style="text-align: center;">26,2</td> <td style="text-align: center;">---</td> <td style="text-align: center;">10-40</td> </tr> <tr> <td>TG501</td> <td style="text-align: center;">36,8</td> <td style="text-align: center;">---</td> <td style="text-align: center;">10-45</td> </tr> </tbody> </table> <p>In linea generale, si osserva che i valori superiori delle BAT AEL per le emissioni di NO_x sono rispettati da tutti i gruppi, mentre non sono rispettati i limiti inferiori.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 40 risulta applicata presso il sito Enipower di Ravenna.</p>										(media giornaliera/periodo di riferimento)	CC1	Max orario 30-35	50(come media oraria) 40 (come media giornaliera)		18-50	CC2	Max orario 30-35	50(come media oraria) 40 (come media giornaliera)		18-50	TG501	41(max media giornaliera)	75 (come media giornaliera)		35-55	Medie annuali				Unità produttiva	Valore attuale massimo [mg/Nmc]	Limite AIA attuale (riferito al 15% di O ₂) [mg/Nmc]	Limite BAT [mg/Nmc] (media giornaliera/periodo di riferimento)	CC1	19,2	---	10-40	CC2	26,2	---	10-40	TG501	36,8	---	10-45
				(media giornaliera/periodo di riferimento)																																										
CC1	Max orario 30-35	50(come media oraria) 40 (come media giornaliera)		18-50																																										
CC2	Max orario 30-35	50(come media oraria) 40 (come media giornaliera)		18-50																																										
TG501	41(max media giornaliera)	75 (come media giornaliera)		35-55																																										
Medie annuali																																														
Unità produttiva	Valore attuale massimo [mg/Nmc]	Limite AIA attuale (riferito al 15% di O ₂) [mg/Nmc]	Limite BAT [mg/Nmc] (media giornaliera/periodo di riferimento)																																											
CC1	19,2	---	10-40																																											
CC2	26,2	---	10-40																																											
TG501	36,8	---	10-45																																											
<p>BATConclusion 43</p> <p><i>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.</i></p> <p><i>Seguono Tabelle – omissis –</i></p>	<p>La BAT 43 non è applicabile alla Centrale in esame poiché la combustione del gas naturale non avviene in motori.</p>																																													



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Descrizione	Commento del Gestore
<p>BATConclusion 44</p> <p><i>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.</i></p> <p><i>Descrizione: Cfr. descrizioni alla sezione 8.3 dell'Allegato della Decisione di Esecuzione (UE) della Commissione del 31 luglio 2017.</i></p>	<p>Come già specificato in precedenza, sui camini dei gruppi CC1 e CC2 sono installati elementi catalitici di riduzione di CO, costituiti da moduli occupanti l'intera sezione di passaggio dei fumi, autorizzati dal MATTM come modifica non sostanziale AIA. Per quanto concerne il TG501, le condizioni di utilizzo dello stesso (mantenuto di riserva ai gruppi CC1 e CC2) e le relative prestazioni in termini di emissioni di CO non hanno reso necessario prevedere l'installazione di tale sistema.</p> <p>Sulla base dell'analisi effettuata, la BAT 44 risulta quindi applicata al sito Enipower di Ravenna.</p>
<p>BATConclusion 45</p> <p><i>Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) e di metano (CH₄) in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale in motori a gas ad accensione comandata e combustione magra, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.</i></p> <p><i>Descrizione</i></p> <p><i>Cfr. descrizioni alla sezione 8.3. I catalizzatori ossidanti non sono efficaci nel ridurre le emissioni di idrocarburi saturi contenenti meno di quattro atomi di carbonio.</i></p> <p><i>Segue Tabella – omissis –</i></p>	<p>La BAT 45 non è applicabile alla Centrale in esame poiché la combustione del gas naturale non avviene in motori.</p>



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

7.2. Analisi delle BATC riferite al progetto della nuova caldaia B600 in sostituzione dell'attuale 20B400

7.2.1. BAT Generali (BAT 1-17)

Comparto/Matrice ambientale	Tecnica	BATC (indicare num. BAT)
SGA	Lo stabilimento ha istituito e applicato un sistema di gestione ambientale (SGA) certificato secondo lo standard ISO 14001. Il SGA di Enipower è registrato EMAS (registrazione IT-001459).	1
Consumo ed efficienza energetica	Esecuzione di performance test da parte del fornitore per determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile a valle di interventi manutentivi o modifiche sulle apparecchiature	2
	Ottimizzazione della combustione, mediante regolazione dei parametri di combustione della e stabilità di fiamma ai diversi carichi di esercizio della turbina a gas	12.a
	Preriscaldamento del combustibile: Il gas naturale viene attualmente preriscaldato fino a ca. 40 °C prima dell'invio al TG utilizzando vapore BP estratto dal ciclo termico	12.f
	Presenza di sistema di controllo della combustione automatico per i gruppi CC1 e CC2 analizzato con sistema di diagnostica	12.g
	Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato: l'HRSG dei cicli combinati CC1 e CC2 e del TG501 è dotato di economizzatore per il preriscaldamento dell'acqua di alimentazione	12.h
	Recupero di calore da cogenerazione (CHP), attraverso la produzione di vapore che viene ceduto alle società coinsediate per usi di processo e fornito tramite rete di proprietà della società consortile RSI	12.i
	Disponibilità e utilizzo del vapore recuperato dai cicli combinati	12.j
	<i>Allo scopo di migliorare l'efficienza energetica, la caldaia B600 è: dotata di un sistema di ottimizzazione della combustione; progettata con soluzioni atte a ridurre al minimo il consumo energetico interno; dotata di un sistema di controllo avanzato della combustione (BMS).</i>	12. (*)
Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali	---	---



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Comparto/Matrice ambientale	Tecnica	BATC (indicare num. BAT)
Emissioni convogliate in atmosfera	Applicazione di tecniche per l'ottimizzazione della combustione con conseguente riduzione delle emissioni di CO e incombusti in atmosfera, quali: b. Manutenzione dei sistemi di combustione, c. sistema di controllo avanzato, d. buona progettazione delle apparecchiature di combustione (presenza di bruciatori VeLoNOx sui gruppi CC1 e CC2 e DNL sul gruppo TG501), e. scelta del combustibile (utilizzo esclusivo di gas naturale).	6
	<i>Al fine di ridurre le emissioni di CO e, in generale, per avere migliori prestazioni ambientali, la caldaia B600 sarà dotata di un sistema di controllo avanzato della combustione (BMS).</i>	6 (*)
	Presenza di sistemi di abbattimento ottimizzati per prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera: presenza di bruciatori delle turbine a gas del tipo Low NOx. (VeLoNOx per CC1 e CC2 e Dry low NOx per il TG501) che prevenire le emissioni di NOx. Presenza di elementi di riduzione catalitica sui gruppi CC1 e CC2 per la riduzione delle emissioni di CO	8
	Programmi di garanzia/controllo della qualità del combustibile al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti e ridurre le emissioni in atmosfera, che comprendono: caratterizzazione iniziale completa del combustibile, acquisizione mensile delle analisi di caratterizzazione da parte del fornitore e presenza di gascromatografo in linea	9
	In relazione alle emissioni in atmosfera associate ai transitori (avvio/arresto e marcia sotto il minimo tecnico) sono implementate specifiche misure di tipo tecnico-gestionale (piano di manutenzione, sistema di monitoraggio in continuo ecc.) In Centrale sono inoltre implementate specifiche procedure per la gestione di situazioni non conformi (ossia con superamento dei limiti autorizzati) o di emergenza	10
Emissioni diffuse /fuggitive	---	---
Monitoraggio delle emissioni convogliate	Monitoraggio in continuo dei parametri indicati nella BAT 3 mediante strumentazione installata sui tre camini in esercizio dei gruppi CC1, CC2 e TG501. In accordo alla BAT stessa, il tenore di vapore acqueo non è soggetto a misurazione in continuo ma a calcolo in quanto gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi	3
	<i>Il progetto della caldaia B600 prevede il monitoraggio in continuo dei parametri indicati dalla BATC, in analogia a quanto già attuato per gli altri gruppi esistenti CC1, CC2 e TG501</i>	3 (*)
	Tutti i parametri pertinenti (NOx, CO e Polveri), in relazione alla tipologia di impianto e al combustibile utilizzato, sono oggetto di monitoraggio conforme alle frequenze stabilite e alle norme indicate dalla BAT, per tutti i camini in esercizio, relativi ai gruppi CC1, CC2 e TG501	4



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Comparto/Matrice ambientale	Tecnica	BATC (indicare num. BAT)
	<i>Il progetto della caldaia B600 prevede l'installazione di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in analogia a quanto già attuato per gli altri gruppi esistenti CC1, CC2 e TG501.</i>	4 (*)
	Implementato specifico piano di monitoraggio dei transitori. Inoltre gli strumenti di analisi dello SME di Centrale hanno doppia scala di misura al fine di misurare correttamente i valori di concentrazione degli inquinanti sia durante le fasi di avvio e arresto dell'impianto che durante il normale funzionamento	11
Gestione delle acque reflue ed emissioni in acqua	Attuazione del riciclo dell'acqua al fine di ridurre il consumo ed il volume delle acque reflue prodotte. Presso la centrale di Ravenna il riciclo dell'acqua è attuato attraverso: convogliamento dello spurgo del circuito torri di raffreddamento cicli combinati CC1 e CC2 nella rete antincendio del sito multi societario; Sono in fase di progettazione i seguenti ulteriori interventi di recupero idrico: – Recupero spurghi da V006 (serbatoio spurghi atmosferici) e V007 (serbatoio di sigillo) di CC1 e CC2 in acqua di torre – - Recupero spurghi cabinati analisi e dreni sistema fogging di CC1 e CC2 in sistema rilancio condense	13.a
	Gestione separata delle diverse tipologie di acque reflue prodotte (acqua mare per usi di raffreddamento, acque inorganiche e acque organiche) ed invio a trattamento presso impianto autorizzato. Gestione degli scarichi disciplinata da apposito Regolamento Fognario di Sito	14
Monitoraggio delle emissioni in acqua	---	---
Produzione e gestione dei rifiuti	---	---
Emissioni sonore	Presenza di cabinati insonorizzanti contenitivi per le principali sorgenti di rumore. Esiti delle campagne di monitoraggio che evidenziano il rispetto dei valori limite di immissione applicabili presso tutti i ricettori individuati esterni ad Enipower. Adozione di tecniche di cui al punto a), quali attività di ispezione e manutenzione apparecchiature, controllo periodico del rumore in ambiente di lavoro, formazione ed addestramento specifico del personale	17
	<i>Al fine di ridurre le emissioni sonore, la caldaia B600 (inclusi tutti i suoi componenti) è un impianto a bassa emissione sonora (80 d B(A) @ 1m).</i> <i>Inoltre, la caldaia è localizzata in una zona centrale dello stabilimento petrochimico, lontana dai recettori</i>	17 (*)
Emissioni odorigene	---	---



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

7.2.2. BAT applicate al singolo processo non già indicate tra le BAT generali (BAT 17-55)

Comparto Matrice ambientale	Processo / Unità	Tecnica	BATC (n. BAT)	Raggiungimento BAT-AELs / BAT-AEPL ove pertinenti		Altre tecniche / BAT Per le tecniche previste e non ancora adottate indicare il presunto termine di attuazione
				Inquinante	Attualmente raggiunti	
Emissioni convogliate in atmosfera	B600	<i>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione, la caldaia B600 sarà dotata di bruciatore LowNOx ed, inoltre, è previsto un ricircolo parziale degli effluenti gassosi. Il livello di emissione associato alla BAT per le emissioni in atmosfera di NOx, risultanti dalla combustione di gas naturale in caldaie, risulta allineato al range previsto dalle BAT (tabella 25).</i>	41 (*)	NOx BAT AEEL 30-85 mg/Nmc (media 24h/periodo riferimento)	50 (valore limite autorizzato da decreto DVA-2014-005237 del 27/02/2014)	
	CC1	Utilizzo di tecniche per prevenire/ridurre le emissioni di NOx e raggiungere i livelli associati alla BAT	42	NOx BAT AEEL 18-50 mg/Nmc (media 24h/periodo riferimento)	SI (max orario 30-35 mg/Nmc)	
	CC2			NOx BAT AEEL 18-50 mg/Nmc (media 24h/periodo riferimento)	SI (max orario 30-35 mg/Nmc)	
	TG501			NOx BAT AEEL 35-55 (media 24h/periodo riferimento)	SI (max media 24h 41 mg/Nmc)	
	CC1		44	--	--	



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

	CC2	Presenza di sistemi di riduzione delle emissioni di CO (elementi catalitici) sui gruppi CC1 e CC2	44 (*)	--	--	Le condizioni di utilizzo del TG501 (mantenuto di riserva ai gruppi CC1 e CC2) e le relative prestazioni in termini di emissioni di CO non hanno reso necessario prevedere l'installazione di tale sistema
	TG501			--	--	
	B600			<i>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale, il progetto della caldaia B600 prevede l'installazione di sistema di controllo avanzato della combustione</i>	--	
Emissioni diffuse /fuggitive	--	--	--	--	--	
Emissioni in acqua	--	--	--	--	--	
Produzione e gestione dei rifiuti	--	--	--	--	--	
Emissioni sonore	--	--	--	--	--	
Emissioni odorigene	--	--	--	--	--	
Efficienza energetica	CC1	Presenza di tecniche per aumentare l'efficienza di combustione e raggiungere i livelli di efficienza associati alle BAT	40	Rendimento exergetico netto (%) compreso tra 50-60	SI (52,4% anno 2017)	
	CC2				SI (52,3% anno 2017)	
	TG501				N.A.	Non applicabile in quanto gruppo in funzione normalmente meno di 1500 h/anno. <i>Fuel utilization</i> pari a 63,8 %.
	B600				--	--



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

7.2.3. BAT alternative prese in considerazione e non applicate

BAT GENERALI			
Comparto/Matrice ambientale	Tecnica	BATC (indicare num. BAT)	Motivazione sintetica della non applicazione della tecnica
SGA	---	---	---
Consumo ed efficienza energetica	Tecniche ulteriori previste dalle BATC 12 per l'efficienza energetica	12.e 12.k 12.l 12.m 12.n 12.o 12.p 12.q 12.r 12.s	Tecniche non applicabili alla centrale in esame e non necessarie al raggiungimento del BAT –AEEL proposto dalle BATC
Stoccaggio e movimentazione e gestione materiali	---	---	---
Emissioni convogliate in atmosfera	Ottimizzazione della configurazione/funzionamento dell'SCR/SNCR al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera.	7	Tecnica non applicabile in quanto presso la Centrale non risulta necessaria l'installazione di sistemi DeNOx
Emissioni diffuse /fuggitive	---	---	---
Monitoraggio delle emissioni convogliate	---	---	---
Emissioni in acqua	Movimentazione a secco delle ceneri pesanti in modo da ridurre i consumi idrici e la produzione di reflui.	13b	Tecnica non applicabile alla Centrale in esame in quanto non utilizza combustibili solidi
	Applicazione di tecniche per ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	15	Tecnica non applicabile alla Centrale in esame poiché non sono applicati trattamenti degli effluenti gassosi che producano acque reflue



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

BAT GENERALI			
Comparto/Matrice ambientale	Tecnica	BATC (indicare num. BAT)	Motivazione sintetica della non applicazione della tecnica
Monitoraggio delle emissioni in acqua	Monitoraggio delle emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi	5	Tecnica non applicabile in quanto presso la Centrale non sono presenti sistemi di trattamento degli effluenti gassosi che producano reflui idrici
Produzione e gestione dei rifiuti	Gestione, in ordine gerarchico, dei rifiuti derivanti dalla combustione e dalle tecniche di abbattimento	16	Tecnica non applicabile in quanto presso la Centrale viene effettuata unicamente la combustione di gas naturale che non comporta la produzione di rifiuti (ceneri di combustione).
Rumore	---	---	---
Altro	---	---	---

7.2.4. BAT applicate al singolo processo

Comparto/Matrice ambientale	Processo	Tecnica	BATC (indicare num. BAT)	Motivazione sintetica della non applicazione della tecnica
Emissioni convogliate in atmosfera	<i>CC1</i>	Utilizzo di tecniche per la prevenzione/riduzione emissione di NOx dalla combustione in caldaie	41	Tecnica non applicabile in quanto l'unica caldaia tradizionale presente non viene esercitata ma mantenuta in riserva fredda
	<i>CC2</i>			
	<i>TG501</i>			
	<i>CC1</i>	Utilizzo di tecniche per la prevenzione/riduzione emissione di NOx dalla combustione in motori	43	Tecnica non applicabile in quanto la combustione di gas naturale non viene effettuata in motori
	<i>CC2</i>			
	<i>TG501</i>			
	<i>CC1</i>	Utilizzo di tecniche per la prevenzione/riduzione emissione di COVNM e CH4 dalla combustione in motori	45	Tecnica non applicabile in quanto la combustione di gas naturale non viene effettuata in motori
	<i>CC2</i>			
	<i>TG501</i>			



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

8. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Dalla consultazione del sito www.va.minambiente.it della documentazione resa pubblica dall'Autorità Competente (effettuata da ultimo il 05/07/2020) non sono presenti osservazioni del pubblico.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

9. PRESCRIZIONI

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

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

motiva le proprie scelte prescrittive basandosi sull'opportunità di correlare l'esercizio dell'installazione all'evoluzione del progresso tecnologico, in modo tale da garantire i più elevati livelli di protezione dell'ambiente in relazione all'applicazione delle migliori tecnologie disponibili, in un'ottica di continuo miglioramento.

Alla luce di quanto sopra argomentato 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, dovrà avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei Valori Limite di Emissione (VLE) per gli inquinanti di seguito riportati, fermo restando che il Gestore è tenuto comunque al rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e dalle pertinenti *BATConclusions* di cui alla Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017, ed in particolare quelle delle Sezioni 1 e 4.1.

9.1. Sistema di gestione

- [1] Il Gestore dovrà mantenere il Sistema di Gestione Ambientale con una struttura organizzativa adeguatamente regolata, composta dal personale addetto alla direzione, alla conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi e/o mantenere l'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto. Ciò a valere sia per le condizioni di normale esercizio che per le condizioni eccezionali.
- [2] In particolare, il Gestore dovrà predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia ambientale e quindi, in particolare, derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche opportunamente certificate per la relativa ottemperanza.
- [3] La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Autorità di Controllo.
- [4] Il Gestore è tenuto al rispetto delle pertinenti disposizioni di cui alle sezioni 1 e 4.1 della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

9.2. Capacità produttiva

[5] La Centrale dovrà essere esercitata nel rispetto dell'assetto impiantistico e della capacità produttiva dichiarati nella domanda di A.I.A.:

fase	unità	apparecchiatura	combustibile	Potenza termica (MW)	Potenza elettrica (MW)	Vapore t/h
Fase 1 CC1	11TG-001	Turbina a gas	Gas naturale	683	393	300 (d)
	31 BA-001	Generatore di vapore a recupero				
	21 TD-001	Turbina a vapore				
Fase 2 CC2	12TG-001	Turbina a gas		683	393	300 (d)
	32 BA-001	Generatore di vapore a recupero				
	22 TD-001	Turbina a vapore				
Fase 3 TG501	TG501	Turbina a gas		395	225,3	210
	BA501	Generatore di vapore a recupero				
	20 TD300 (a)	Turbina a vapore				
	20TD2 (a)	Turbina a vapore				
Fase 1 B400	20B400 (b)	Generatore di vapore	323	---	450	
<i>Assetto post sostituzione caldaia B400</i>						
Fase 1 B600	20B600 (b) (c)	Caldaia	Gas naturale	170	---	200

(a) Le unità 20TD2 e 20TD300 sono a servizio sia della fase 3 (TG501) che della fase 4 (Caldaia 20B400). Ai fini del bilancio complessivo dell'installazione vengono associate alla fase 3 in quanto la caldaia 20B400 viene attualmente mantenuta in riserva fredda;

(b) Caldaia di riserva fredda;

(c) Nuova caldaia in sostituzione della 20B400;

(d) Come somma dei diversi livelli di pressione.

Massima capacità produttiva	
Energia	Potenza termica nominale complessiva 1.761 MW _t (1)
	Potenza elettrica lorda 1.011,3 MW _e (2)
	Potenza elettrica netta 996,62 MW _e (3)
Vapore	Max producibilità teorica di vapore non contemporanea (4): 810 t/h

(1) Alla Capacità di produzione, calcolata in condizioni ISO, non concorrono la caldaia B400 e la futura B600, in quanto di potenzialità inferiori a quella degli altri gruppi e con utilizzo previsto solo in caso di fermata di uno degli altri tre gruppi;

(2) La potenza elettrica lorda è ottenuta come somma dei seguenti contributi: (TG1) + (TV1) + (TG2) + (TV2) + (TG501) + (20TD300) + (20TD2);



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- (3) *La potenza elettrica netta è ottenuta come differenza tra la potenza elettrica complessiva installata delle unità di produzione dell'energia al netto della potenza degli autoconsumi degli ausiliari;*
- (4) *La produzione di vapore non è contemporanea alla massima produzione di energia elettrica. La massima producibilità di vapore della caldaia 20B400 pari a 450 t/h e della futura Caldaia B600 pari a 200 t/h funzionando in riserva degli altri non concorrono al calcolo della massima producibilità di vapore.*
- [6] Alla data di entrata in esercizio della caldaia B600 la caldaia B400 deve essere messa fuori esercizio, svuotata, scollegata e messa in sicurezza.
- [7] Il Gestore entro 3 mesi dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'avviso di emanazione dell'AIA deve dare comunicazione della data di avvio dei lavori per l'installazione della Caldaia B600 comunicando al contempo il crono programma di dettaglio degli interventi. La data di messa fuori esercizio della B400 sarà comunicata contestualmente alla data di messa in esercizio della B600 (in sede di istanza il Gestore dichiara che per la realizzazione della modifica saranno necessari 23 mesi, ed ipotizzava l'inizio dei lavori nel secondo quadrimestre 2020, e la conclusione al 31/12/2022).
- [8] Il Gestore deve dare comunicazione della data di entrata in esercizio della Caldaia B600 e della contestuale messa fuori esercizio della Caldaia B400 alle Autorità di Competenti e di Controllo con almeno 30 giorni di anticipo.
- [9] La Caldaia B400 (riserva fredda), fino alla sua sostituzione con la caldaia B600 non può essere esercitata per più di 1.500 ore l'anno, relativamente all'anno di sostituzione, tale limite dovrà essere rispettato in quota parte ripartito su base mensile, ovvero per "dodicesimi".
- [10] La Caldaia B600 (riserva fredda), potrà essere messa in servizio solo in caso di fermata di almeno uno degli altri tre gruppi a Ciclo Combinato (TG-501, CC1 e CC2).
- [11] In caso di messa in esercizio della caldaia B600, il Gestore - nel rispetto della prescrizione [22] - dovrà registrare le ore di funzionamento, nonché le date e gli orari di avvio e fermata; tali dati sono riportati nel report annuale.
- [12] Ogni modifica sostanziale e non sostanziale (art. 5, c. 1, lett- l-bis, del D.lgs. n. 152/06 e art. 29-quattordicesimo) dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente; ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

9.3. Efficienza Energetica

- [13] Il Gestore, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, deve porre tra l'altro adeguata attenzione agli aspetti di "efficienza energetica", anche mediante specifici "audit energetici" in accordo agli obblighi di cui a D.Lgs 102/2014 e s.m.i., con frequenza almeno quadriennale.
- [14] Il Gestore dovrà attuare quanto previsto dalle BAT 12 e 40 della D.E. 2017/1442/UE, ed in particolare i gruppi dovranno operare con un'efficienza energetica (come definita dalla BAT 2 alla massima capacità produttiva) di seguito riportato:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

<i>Unità produttiva</i>	<i>Tipologia</i>	<i>Rendimento elettrico</i>	<i>Consumo totale netto di combustibile (1)</i>
CC1	CHP CCGT \geq 600 MWth	> 50%	---
CC2	CHP CCGT \geq 600 MWth	> 50%	---
TG501	CCGT 50÷600 MWth	---	> 65 %
B400	Caldaia a gas	---	Non applicabile in quanto gruppo in funzione meno di 1.500 h/anno
B600	Caldaia a gas	---	> 78%

(1) Non raggiungibile qualora la domanda potenziale di energia termica (vapore) è troppo bassa

Il Gestore deve garantire il mantenimento, per i gruppi di combustione CC1 e CC2, di quanto previsto dalle BAT 12 e 40 della D.E. 2017/1442/UE, ed in particolare ciascun gruppo dovrà mantenere un rendimento elettrico netto di riferimento come previsto dal *range* riportato nelle BATC (50% - 60%), tenuto conto che la centrale opera anche come impianto di cogenerazione, il Gestore potrà utilizzare il rendimento exergetico quale parametro di valutazione dell'efficienza di ciascun gruppo.

9.4. Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime

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

- gas naturale per i gruppi di produzione CC1, CC2 e TG501 e per la Caldaia B400 o per la caldaia B600;
- gasolio per i gruppi elettrogeni di emergenza.

[16] Il Gestore è, inoltre, autorizzato a utilizzare le materie prime riportate in sede di domanda di AIA, nelle schede B.1.1 e B1.2, necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto.

[17] L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA, nelle schede B.1.1 e B1.2, è possibile previa comunicazione scritta all'AC, nella quale siano definite le motivazioni poste alla base della decisione e siano trasmesse le caratteristiche chimico - fisiche delle nuove materie prime utilizzate.

9.5. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

La centrale è dotata di 4 camini principali, E1, E2 ed E3 rispettivamente collegati alle caldaie a recupero dei gruppi CC1, CC2 e TG501, ed il camino E4 collegato alla Caldaia 20B400, quest'ultimo con l'entrata in esercizio della Caldaia B600 sarà sostituito con il camino E5. Sono inoltre presenti ulteriori 4 punti di emissione riconducibili ad impianti ed attività non previste dall'art. 273 del D.Lgs. 152/06.

[18] Per quanto attiene le emissioni in atmosfera di tipo convogliato dai 4 camini principali,



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

dovranno essere rispettati i valori limite di emissione riportati nelle successive tabelle. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa), con tenore di ossigeno pari al 15% per le CCGT e 3% per le caldaie. I valori limite in concentrazione imposti si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico (a tal fine entro 30 giorni dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'avviso di emanazione dell'AIA il Gestore deve comunicare il valore del minimo tecnico di ciascun gruppo e caldaia all'Autorità di Controllo), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite; questi ultimi dovranno essere tempestivamente comunicate all'Autorità di Controllo e ad ARPA secondo le modalità indicate nel PMC. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Sigla	Unità	Potenza	Portata (Nm ³ /h)	Portata 2017 (Nm ³ /h)	inquinante	Dati 2017 giornalieri (mg/Nm ³)	D.Lgs. 152/2006	BAT AEL (mg/Nm ³)	VLE AIA DM 337/2012 (validi fino al 17/08/2021)	VLE AIA (mg/Nm ³) (dal 18/08/2021)	
E1	CC1 (Fase 1)	683	2.070.000	1.716.105,6	NO _x	Max annuo: 36,77 Media annua: 17,99	50	CCGT esist. ≥ 600 MWth Consumo net. tot comb. < 75%	10 – 40 annuo 18 – 50 giorno	40 giorno 50 orario	30 anno 35 giorno 50 orario
					CO	Max annuo: 6,51 Media annua: 0,58	100		5 – 30 anno	20 giorno 30 orario	10 anno 20 giorno 30 orario
E2	CC2 (Fase 3)	683	2.070.000	1.699.392,7	NO _x	Max annuo: 27,99 Media annua: 18,34	50		10 – 40 annuo 18 – 50 giorno	40 giorno 50 orario	30 anno 35 giorno 50 orario
					CO	Max annuo: 5,54 Media annua: 0,69	100		5 – 30 anno	20 giorno 30 orario	10 anno 20 giorno 30 orario
E3	TG501 (Fase 3)	395	1.100.000	904.159,2	NO _x	Max annuo: 41,17 Media annua: 31,95	150	CCGT esist. 50 - 600 MWth Consumo net. tot comb. < 75%	35 – 55 giorno 10 – 45 anno	75 giorno	50 giorno 45 anno
					CO	Max annuo: 7,39 Media annua: 2,83	100		5 – 30 anno	30 giorno	10 anno 30 giorno
E4	B400 (Fase 4)	323	405.000	---	NO _x	---	100	Caldaia a gas esistente Operativo < 1.500 h/anno	85 – 110 giorno	100 giorno	100 giorno
					CO	---	100		----	100 giorno	100 giorno



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

Sigla	Unità	Potenza	Portata (Nm ³ /h)	inquinante	D.Lgs. 152/2006	BAT AEL (mg/Nm ³)		VLE AIA (mg/Nm ³)
E5	B600 (Fase 4)	170	170.400	NO _x	100	nuova Caldaia a gas	10 – 60 anno 30 – 85 giorno	40 anno (1) 50 giorno 50 orario
				CO	100		Indicativo 5 – 15 anno	50 anno 50 orario

(1) Il limite annuale per il parametro NO_x è consentito pari a **50 mg/m³ per i primi due anni di esercizio dell'impianto** (a partire dalla comunicazione di messa in esercizio), per permettere al Gestore di verificare la fattibilità di praticare interventi tecnico gestionali primari per la riduzione degli NO_x finalizzati al raggiungimento del successivo limite di **40 mg/m³**, che non comportino l'installazione di sistemi di abbattimento *end of pipe* (in particolare l'ossidazione catalitica SCR), sistemi che avrebbero ripercussioni su altri parametri emissivi ed ambientali quali emissioni di NH₃ (che peraltro costituiscono precursore delle polveri sottili) e diminuzione dell'efficienza energetica (ovvero incremento emissioni CO₂). Si prescrive in ogni caso di tenere conto nella progettazione dell'impianto dell'eventualità della successiva installazione di adeguate tecniche *end of pipe* qualora necessario.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- [19] I parametri inquinanti NO_x, e CO dovranno essere monitorati in continuo, unitamente ai seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione, umidità dei fumi (qualora la misura non sia condotta con l'utilizzo di sistemi di condensazione) e portata volumetrica dell'effluente gassoso.
- [20] Il monitoraggio delle emissioni della caldaia B400 fino alla sua sostituzione con la caldaia B600 potranno essere condotti in discontinuo, nei periodi di effettivo funzionamento, con frequenza almeno trimestrale per i parametri NO_x e CO, secondo le indicazioni del Piano di Monitoraggio e Controllo.
- [21] Il Gestore deve mantenere il sistema di registrazione del numero e tipo degli avviamenti, dei relativi tempi di durata, del consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali informazioni devono essere inserite nel report annuale secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.
- [22] Relativamente ai periodi transitori le quantità emesse per eventi di avvio/spengimento devono essere registrate e costituiscono elemento del reporting. I quantitativi emessi di NO_x e CO devono essere riportati sia come quantità emesse per evento di avvio/spengimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua.
- [23] Nel reporting devono essere inclusi anche eventuali periodi di funzionamento anomalo.
- [24] I limiti emissivi e le prescrizioni di cui al presente paragrafo (con l'esclusione di quanto relativo alla caldaia B600), discendenti dalla D.E. 2017/1442/UE (ovvero le prescrizioni 20 e 21), dovranno essere rispettati a partire dal 18/08/2021, fino a tale data dovranno essere rispettate le disposizioni della previgente autorizzazione Integrata Ambientale (DM 337/2012 e s.m.i.), ovvero il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.. Per l'anno 2021, considerando i diversi limiti imposti, la verifica di conformità delle medie annuali dovrà essere normalizzata sulla base delle pertinenti porzioni di anno.
- [25] Nello stabilimento sono operabili 4 punti di emissione scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico (ex art. 272, comma 5 del D.Lgs. 152/2006) di seguito elencati:

Rif.	Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas
1	Vent TG1 cabinato valvole e gas	NO
2	Vent TG2 cabinato valvole e gas	NO
3	Vent TG501 cabinato valvole e gas	NO
EGE P1500	Gruppo elettrogeno di emergenza >1MW	---

9.6. Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

- [26] Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che eventualmente potrebbero verificarsi il Gestore dovrà mantenere il programma di monitoraggio e manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione (L.D.A.R. - *Leak Detection and Repair*).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

9.7. Emissioni in corpo idrico

Gli scarichi idrici dello stabilimento sono generati da due tipologie di acque:

- acqua mare per il raffreddamento;
- acque inorganiche (acque meteoriche, condense e vapore da sfiati e spurghi, servizi igienici).

Gli scarichi, ad eccezione di quelli di acqua mare di raffreddamento, sono raccolti nella fognatura interna di stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque inorganiche del sito multisocietario tramite 7 pozzetti (EP-01 ÷ EP-07), due dei quali, EP-06 ed EP-07 destinati esclusivamente alla raccolta di acque piovane; queste acque, definite inorganiche, sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico-chimico di proprietà di Herambiente, situato a ridosso del sito multisocietario. In ciascuno dei sette pozzetti la qualità dell'acqua deve essere conforme ai valori omologati dalla società Herambiente che è preposta al trattamento.

Questi scarichi sono regolamentati da apposita determinazione dirigenziale dell'ARPAE (provvedimento n. 6471 del 11/12/2018), cointestato a tutte le società presenti nel sito multisocietario di Ravenna il quale recepisce il regolamento fognario del sito (la cui gestione è della società consortile R.S.I.).

In sintesi, gli scarichi presenti nell'installazione sono:

Scarichi idrici alla capacità produttiva								
Scarico Finale P22 (vasca S5)		Tipologia:		Recettore:		Portata media:	Portata massima:	Mis. di portata:
Scarico Parziale		Acque industriali di processo, di dilavamento		impianto di tratt. comune, rete fognaria non urbana		363.952 m ³ /a	30.329,3 m ³ /m	no
Rif.	Fase di provenienza	% in volume	tipologia	modalità	Temperatura pH	BAT applicate	monitoraggio in continuo	
EP-01	Fasi 3,4	5%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-02	Fasi 1,2,5	60%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-03	Fase 3	5%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-04	Fasi 3,6	15%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-05	Fasi 3,4	15%	AI, AD, MI, MN	continua	-- 6,85 - 9	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-06	Fasi 1,2,3	n.a.	AI, AD, MI, MN	saltuaria	n.a.	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no	
EP-07	Fasi 1,2,3	n.a.	AI, AD, MI, MN	saltuaria	n.a.	BATC 13,14	no	



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

						Riciclo e separazione dei flussi	
Scarico Finale SF2		Tipologia:		Recettore ultimo:		Portata media:	Mis. di portata:
Scarico Parziale		Acque industriali di raffreddamento		mare		99.000.000 m ³ /a	no
SF2	Fase 7	100	AR	continua	<35 °C 5,5, - 9,5	BATC 13,14 Riciclo e separazione dei flussi	no

AI: acque industriali; AD: acque assimilate alle domestiche; MI: acque meteoriche potenzialmente inquinate; MN: acque meteoriche non potenzialmente inquinate.

- [27] Il Gestore entro 3 mesi dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'avviso di emanazione dell'AIA deve trasmettere all'Autorità di Controllo una relazione tecnica relativa al sistema di gestione delle acque del sito di pertinenza della Centrale, specificando i percorsi delle varie tipologie di acque (meteoriche, condense, vapore da sfiati, spurghi, servizi igienici) ed i relativi punti di conferimento agli scarichi parziali e finali, anche in relazione al regolamento di sito;
- [28] Il Gestore, relativamente allo scarico delle "acque inorganiche", (scarico finale **P22-vasca S5** e scarichi parziali **EP-01, EP-02, EP-03, EP-04, EP-05, EP-06, EP-07**) è tenuto al rispetto della determinazione dirigenziale dell'ARPAE 6471/2018, ovvero ogni successivo pertinente atto vigente.
- [29] Il Gestore, relativamente allo scarico delle "acque di raffreddamento", (scarico finale **SF2**) è tenuto al rispetto dei limiti indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., come di seguito riportata, i parametri inquinanti "Cloruri" e "Solfati" sono riportati per memoria, in quanto trova applicazione la nota 3 della stessa tabella:

Numero parametro	Parametro	Unità di misura	Scarico in acque superficiali
1	pH	---	5,5 – 9,5
2	Temperatura	°C	[1]
3	Colore	---	non percettibile con diluizione 1:20
4	Odore	---	non deve essere causa di molestie
5	Materiali grossolani	---	Assenti
6	Solidi sospesi totali [2]	mg/L	≤ 80
7	BOD ₅ (come O ₂) [2]	mg/L	≤ 40
8	COD (come O ₂) [2]	mg/L	≤ 160
9	Alluminio	mg/L	≤ 1
14	Cromo Totale	mg/L	≤ 2
16	Ferro	mg/L	≤ 2
17	Manganese	mg/L	≤ 2
19	Nichel	mg/L	≤ 2



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

Numero parametro	Parametro	Unità di misura	Scarico in acque superficiali
21	Rame	mg/L	≤ 0,1
23	Stagno	mg/L	≤ 10
24	Zinco	mg/L	≤ 0,5
26	Cloro attivo libero	mg/L	≤ 0,2
27	Solfuri (come H ₂ S)	mg/L	≤ 1
28	Solfiti (come SO ₃)	mg/L	≤ 1
29	Solfati (come SO ₄) [3]	mg/L	≤ 1000
30	Cloruri [3]	mg/L	≤ 1200
33	Azoto ammoniacale (come NH ₄) [2]	mg/L	≤ 15
34	Azoto nitroso (come N) [2]	mg/L	≤ 0,6
35	Azoto nitrico (come N) [2]	mg/L	≤ 20
51	Saggio di tossicità acuta [5]	---	il campione non è accettabile quando dopo 24 ore il numero degli organismi immobili è uguale o maggiore del 50% del totale

Estratto delle note alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. – pertanto i riferimenti ivi riportati sono relativi al medesimo decreto legislativo.

[1] Per i corsi d'acqua la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3 °C. Su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1 °C. Per i laghi la temperatura dello scarico non deve superare i 30 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre 50 metri di distanza dal punto di immissione. Per i canali artificiali, il massimo valore medio della temperatura dell'acqua di qualsiasi sezione non deve superare i 35 °C, la condizione suddetta è subordinata all'assenso del soggetto che gestisce il canale. Per il mare e per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi, la temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.

[2] Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue urbane valgono i limiti indicati in tabella 1 e, per le zone sensibili anche quelli di tabella 2. Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue industriali recapitanti in zone sensibili la concentrazione di fosforo totale e di azoto totale deve essere rispettivamente di 1 e 10 mg/L.

[3] Tali limiti non valgono per lo scarico in mare, in tal senso le zone di foce sono equiparate alle acque marine costiere purché almeno sulla metà di una qualsiasi sezione a valle dello scarico non vengono disturbate le naturali variazioni della concentrazione di solfati o di cloruri.

[4] In sede di autorizzazione allo scarico dell'impianto per il trattamento di acque reflue urbane, da parte dell'autorità competente andrà fissato il limite più opportuno in relazione alla situazione ambientale e igienico sanitaria del corpo idrico recettore e agli usi esistenti. Si consiglia un limite non superiore ai 5000 UFC/100 mL.

[5] Il saggio di tossicità è obbligatorio. Oltre al saggio su *Daphnia magna*, possono essere eseguiti saggi di tossicità acuta su *Ceriodaphnia dubia*, *Selenastrum capricornutum*, batteri bioluminescenti o organismi quali *Artemia salina*, per scarichi di acqua salata o altri organismi tra quelli che saranno indicati ai sensi del punto 4 del presente allegato. In caso di esecuzione di più test di tossicità si consideri il risultato peggiore. Il risultato positivo della prova di tossicità non determina l'applicazione diretta delle sanzioni di cui al titolo V, determina altresì l'obbligo di approfondimento delle indagini analitiche, la ricerca delle cause di tossicità e la loro rimozione.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- [30] Le caratteristiche qualitative delle acque scaricate al punto **SF2**, devono in ogni caso, essere non peggiori di quelle prelevate (ovvero tenere in debito conto delle corrispondenti caratteristiche al momento del prelievo) e senza maggiorazioni significative di portata.
- [31] Lo scarico finale **SF2** è soggetto al monitoraggio dei parametri di cui alla prescrizione [30] con frequenza semestrale, per il parametro temperatura il rispetto dei limiti indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., considerando che le acque di raffreddamento sono scaricate in continuo indirettamente a mare il limite, per lo scarico in mare non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione, tale condizione è soggetta a monitoraggio biennale.
- [32] I risultati del monitoraggio dello scarico **SF2** - diffusore a mare - devono essere confrontati con un analogo monitoraggio su un campione prelevato all'ingresso del canale di aspirazione, secondo le modalità indicate dal Piano di Monitoraggio e Controllo.
- [33] Il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione degli inquinanti degli scarichi parziali ai punti di campionamento prima della confluenza nello scarico finale.
- [34] La gestione delle acque dovrà essere effettuata nel rispetto della normativa di settore (ivi compresa la determinazione dirigenziale dell'ARPAE 6471/2018 ed eventuali successive modifiche ed integrazioni) e della regolamentazione regionale. Per tutti gli scarichi dovranno inoltre essere rispettate le previsioni del Piano di Tutela delle Acque in materia di risparmio idrico e qualità delle acque.
- [35] Dovrà essere garantita l'accessibilità degli scarichi parziali e finali per il campionamento da parte dell'Autorità di Controllo per il controllo, effettuando con cadenza periodica le operazioni di manutenzione e pulizia atte a rendere agibile l'accesso ai punti assunti per i campionamenti.
- [36] L'immissione dello scarico nel corpo idrico recettore non dovrà creare nello stesso condizioni di erosione o di ristagno per difficoltà di deflusso; al tale fine dovrà essere costantemente verificata e mantenuta una corretta pendenza del tratto di restituzione al corpo idrico superficiale nel quale si immette lo scarico medesimo.
- [37] Il Gestore deve mantenere ed attuare il piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali devono essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dallo Stabilimento o in modalità equivalente a quanto riportato nel PMC.
- [38] Il Gestore deve perseguire l'ottimizzazione del ciclo delle acque di stabilimento con conseguente diminuzione dei prelievi idrici da falda e rilascio agli scarichi idrici.
- [39] Con frequenza giornaliera dovranno essere registrate nei quaderni di impianto le portate idriche relative a ciascun singolo scarico e le quantità di acqua trattate destinate al riutilizzo quali acque industriali.

9.8. Rumore

- [40] Il Gestore è tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

immissione di cui alla normativa vigente e dalla zonizzazione acustica comunale, in funzione della classe acustica di appartenenza.

- [41] Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Autorità di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori. Si evidenzia in particolare la necessità che, nei tempi tecnici strettamente necessari e nei modi di legge, il Gestore, in accordo con gli altri titolari di sorgenti di rumore, operi per il raggiungimento del pieno rispetto dei valori limite di immissione al ricettore R3.
- [42] Il Gestore deve effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi, almeno ogni 4 anni dalla precedente valutazione di impatto acustico, il tutto per verificare non solamente il rispetto dei limiti ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore di cui alla vigente pianificazione territoriale in materia. La Relazione contenente i risultati delle misure eseguite, delle valutazioni dei risultati e gli eventuali interventi proposti per la riduzione delle emissioni acustiche dovranno essere trasmesse all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.
- [43] Le misure e le successive elaborazioni dovranno essere effettuate da un tecnico competente in acustica, specificando le caratteristiche della strumentazione impiegata, i parametri oggetto di monitoraggio, le frequenze e le modalità di campionamento e analisi. Tali analisi dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nella normativa nazionale di settore nonché nel rispetto dell'eventuale normativa regionale.
- [44] Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al D.P.C.M. 14/11/1997 e s.m.i..
- [45] Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo, per quanto possibile, i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.
- [46] È prescritto un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico dello stabilimento nei confronti dell'esterno.

9.9. Rifiuti

Ai fini del presente paragrafo si applicano le definizioni di cui all'articolo 183, comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

- [47] Ciascuna tipologia di rifiuto deve essere gestita nel rispetto della normativa generale e specifica applicabile in materia.
- [48] Il Gestore deve gestire i rifiuti nel rispetto della gerarchia dei rifiuti di cui all'art. 179 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

[49] Il Gestore, per le categorie di rifiuto dichiarate, ha la facoltà di avvalersi del deposito temporaneo nelle aree specificatamente indicate nella successiva tabella (rif. Schede B.11 e B.12), purché venga garantito il rispetto delle condizioni di cui all'art. 183, comma 1. Lettera bb) e all'art. 185-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

N° area	identificativo area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia di rifiuti stoccati (EER)
A	Area deposito rifiuti A	Fino a 9 m ³	24 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da 3 campane per lo stoccaggio dei rifiuti riciclabili	200101
					200139
					200102
					170405
B	Area deposito rifiuti B	c.a. 140 m ³	209 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da vari cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuti	170401
					170411
					170402
					200301
					150102
					080318
C	Area deposito rifiuti C	c.a. 260 m ³	1.066 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da vari fusti, cassonetti e cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuto	100126
					130703
					150103
					160115
					160203
					160306
					160504
					160604
					170101
					170107
					170201
					170202
					170203
					170302
					170503
					170504
					170604
170904					
200304					
200307					
100104*					
130205*					
130206*					
130307*					
130507*					
150110*					
150202*					
160303*					
160305*					
160101*					
170204*					
170603*					
200121*					
D	Nuova Area deposito rifiuti C	c.a. 2.460 m ³	1.231 m ²	Area pavimentata e recintata costituita da cassoni scarrabili dedicati a diverse tipologie di rifiuto	080318
					100126
					130703
					150103
					160115
					160203
					160306
					160504
					160604
					170101
					170107
					170201
					170202
					170203
					170302
					170503
					170504
170604					
170904					
200304					
200307					
100104*					
130205*					
130206*					
130307*					
130507*					
150110*					
150202*					
160303*					
160305*					
160101*					
170204*					
170603*					
200121*					

[50] Il Gestore deve dare anticipata comunicazione (almeno 30 giorni prima) della data di entrata in esercizio dell'area C.

[51] Il Gestore, nelle comunicazioni periodiche all'Autorità di Controllo, dovrà comunicare: la



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

tipologia (codice EER) ed i quantitativi di ciascun rifiuto gestito in regime di deposito temporaneo

- [52] Nell'avvalersi del deposito temporaneo, il Gestore dovrà comunque rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti.
- a) Registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per tre anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Autorità di Controllo qualora ne faccia richiesta;
 - b) Divieto di miscelazione ai sensi e per gli effetti dell'art. 187 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
- [53] Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti identificandoli con il relativo codice dell'elenco europeo dei rifiuti (EER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto, o delle aree di deposito temporaneo dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- [54] Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- [55] Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata tempestivamente all'Autorità di Controllo, oltre che nel rapporto annuale.
- [56] Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto delle seguenti prescrizioni tecniche:
- a) le aree di deposito temporaneo di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
 - b) il deposito temporaneo deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
 - c) ciascuna area di deposito temporaneo deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici EER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti depositati;
 - d) la superficie di tutte le aree di deposito temporaneo deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- e) i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
- f) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito temporaneo di rifiuti, gestite coerentemente con le prescrizioni di cui alla precedente lettera devono, salvo che la disciplina di settore non preveda espressamente obblighi differenti, essere coltate ed inviate ad impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito temporaneo che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. In particolare, le acque di dilavamento di zone suscettibili di contaminazione di oli dovranno essere trattate come rifiuto liquido e, pertanto, non dovranno essere lasciate confluire in alcun caso nella sezione di trattamento delle acque inquinabili da oli;
- g) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- h) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo anti traboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
- j) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi anti traboccamento 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:
 - o i serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
 - o 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;
 - o il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 152/2006 e succ. mod.;
 - o 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
 - o il deposito di altre tipologie di rifiuti deve essere effettuato nel rispetto della



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

normativa generale e specifica applicabile alla rispettiva tipologia di rifiuto.

- [57] Il Gestore dovrà inoltre comunicare all'Autorità Competente, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, la quantità di rifiuti prodotti, le percentuali di recupero degli stessi, la quantità di rifiuti pericolosi e la produzione specifica di rifiuti (secondo le modalità di cui al PMC) relativi all'anno precedente.
- [58] Come specificato nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'Autorità di Controllo, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.
- [59] Il Gestore deve mantenere un Sistema di gestione Ambientale (SGA) per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti e per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.
- [60] Il Gestore sarà comunque tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento. In particolare, qualora l'evoluzione della normativa portasse a modifiche delle disposizioni normative esplicitamente richiamate ai punti precedenti, tali punti sarebbero da ritenere non più validi in quanto superati e sostituiti dalle pertinenti disposizioni normative aggiornate.

9.10. Odori

- [61] Il Gestore è tenuto a mantenere/implementare in efficienza tutte le procedure tecnico-operative atte a limitare quanto più possibile le emissioni odorigene, ivi compreso il monitoraggio (da attuare sulla base la mappatura aggiornata di tutte le fonti di emissione odorigene presenti nel perimetro dello stabilimento) degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi secondo le indicazioni riportate nel PMC.
- [62] Il Gestore deve effettuare un'analisi tecnica periodica volta all'individuazione di ulteriori interventi di mitigazione degli impatti olfattivi oltre a quelli già posti in essere.

9.11. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

- [63] Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio del proprio stabilimento, possa essere compromessa la qualità del suolo e/o delle acque, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e del Comune.
- [64] Ai fini di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e/o delle acque ad opera di spandimenti oleosi o sversamenti di sostanze pericolose, fermo restando le disposizioni di cui alla Parte IV, titolo V, del D.Lgs 152/2006 e s.m.i., devono essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

- a) le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose o sostanze pericolose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi sistemi di raccolta (pozzetti e/o bacini di contenimento) per l'invio a impianto di trattamento per l'invio a impianto di trattamento;
- b) i bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni mensili, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni;
- c) annotazione su apposito registro delle anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento nonché annotazione dei relativi interventi eseguiti (gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata, etc.), rendendo disponibile lo stesso all'Autorità di Controllo.

[65] Il Gestore deve effettuare il controllo periodico delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione, secondo le modalità indicate dal PMC, in coerenza con il piano di bonifica.

9.12. Manutenzione ordinaria e straordinaria

[66] Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore deve disporre di un manuale di manutenzione, comprendente tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.

[67] Il Gestore deve individuare un elenco delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente e con riferimento ad esse deve disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore deve altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, deve inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Autorità di Controllo.

9.13. Malfunzionamenti ed eventi incidentali

[68] In caso di malfunzionamenti dello stabilimento o di parti di esso, il Gestore deve essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verifichino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Autorità di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

[69] Il Gestore deve operare per prevenire possibili eventi incidentali e comunque per minimizzarne gli eventuali effetti, anche integrando il Sistema di Gestione Ambientale con uno specifico Sistema di Gestione della Sicurezza. A tal proposito si considera una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

e gestionali.

- [70] Tutti gli eventi incidentali con potenziale effetto sull'ambiente, ivi compresi quelli tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo. 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 rimuoverne le cause e per mitigare al possibile le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle 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.

9.14. Altre forme di inquinamento

- [71] Per quanto attiene eventuali altre forme di inquinamento (amianto, PCB/PCT, Inquinamento elettromagnetico, vibrazioni, ecc.) generate dall'attività produttiva dell'impianto, valgono le relative disposizioni normative vigenti.

9.15. Dismissioni e ripristino dei luoghi

- [72] Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo un Piano di cessazione definitiva delle attività dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti di produzione, delle relative apparecchiature ancillari e degli stoccaggi associati.
- [73] Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

10. PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

- [81] 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.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

EniPower S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Ravenna

11. ATTI SOSTITUITI

Il presente Parere sostituisce (nei modi e nei tempi sopra indicati) quello allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio prot. DVA-DEC-2012-0000337 del 03/07/2012. rilasciato a EniPower S.p.A., per l'esercizio della Centrale Termo Elettrica di Ravenna, e i relativi successivi atti di modifica ed aggiornamento, ovvero:

- Parere 556/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 8701 del 30/03/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente *“all'ampliamento del magazzino materiali tecnici”* (**id. 170/706**);
- Parere 817/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 11379 del 29/04/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente la *“realizzazione di un sistema catalitico per la riduzione del monossido di carbonio nei fumi di scarico del ciclo combinato 1”* (**id. 170/740**);
- Parere 902/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 14369 del 28/05/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente la *“realizzazione di un sistema catalitico per la riduzione del monossido di carbonio nei fumi di scarico del ciclo combinato 2”* (**id. 170/869**);
- Parere 1622/2015, trasmesso con nota prot. DVA n. 22602 del 08/09/2015, relativo alla modifica non sostanziale inerente la *“sostituzione della camera di aspirazione della turbina a gas del ciclo Combinato 2”* (**id. 170/635**);
- Parere 1154/2016, trasmesso con nota prot. DVA n. 20521 del 04/08/2016, relativo alla modifica non sostanziale inerente il *“progetto per la realizzazione di un nuovo collegamento per raffreddamento condensatore (20E3) della turbina a vapore 20TD300 del Ciclo Combinato TG501”* (**id. 170/956**);



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
EniPower S.p.A.
Centrale Termoelettrica di Ravenna

12. DURATA, RINNOVO E RIESAME

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

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

Rilevato che il Gestore ha registrato la propria installazione ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009, l'Autorizzazione Integrata Ambientale ha validità 16.

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

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

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



Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale per la Crescita
sostenibile e la Qualità dello Sviluppo
Ing. Paolo Cagnoli
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

PEC: CRESS@PEC.minambiente.it

PEC: CIPPC@pec.minambiente.it

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC4_Rev2) della
domanda di AIA presentata da Enipower S.p.A Centrale di Ravenna
ID 10118**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, *si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo revisionato sulla base delle ulteriori osservazioni (refusi) del Gestore trasmesse ad ISPRA dal MATTM con prot. n. 33715 del 31/03/2021 nota acquisita da ISPRA con prot. 16145 del 31/03/2021.*

Cordiali saluti

SERVIZIO PER I RISCHI E LA SOSTENIBILITA'
AMBIENTALE DELLE TECNOLOGIE, DELLE SOSTANZE
CHIMICHE, DEI CICLI PRODUTTIVI E DEI SERVIZI
IDRICI E PER LE ATTIVITA' ISPETTIVE

Il Responsabile

Ing. Fabio Ferranti

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

All.c.s.

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	ENIPOWER S.P.A.
LOCALITÀ	Ravenna
DATA DI EMISSIONE	13/05/2021
NUMERO TOTALE DI PAGINE	80
REFERENTI ISPRA	Dott. Bruno Panico Ing. Roberto Borghesi, Coordinatore, Responsabile della sezione “Analisi integrata dei cicli produttivi industriali”

INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA	5
PREMESSA.....	6
TERMINI E DEFINIZIONI	6
CONTENUTI E FINALITA' DEL PMC.....	8
STRUTTURA DEL PMC.....	9
PRESCRIZIONI GENERALI DEL PMC.....	9
SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI	13
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	13
<i>1.1. Generalità dello stabilimento.....</i>	<i>13</i>
<i>1.2 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie</i>	<i>14</i>
<i>1.3 Consumo di combustibili</i>	<i>15</i>
<i>1.4 Caratteristiche dei combustibili.....</i>	<i>15</i>
<i>1.5 Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili</i>	<i>16</i>
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI	19
<i>2.1 Consumi idrici.....</i>	<i>19</i>
<i>2.2 Produzione e consumi energetici.....</i>	<i>19</i>
<i>2.3 Efficienza energetica.....</i>	<i>19</i>
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	20
<i>3.1. Emissioni convogliate</i>	<i>20</i>
<i>3.2 Autocontrollo emissioni convogliate</i>	<i>21</i>
<i>3.3 Transitori.....</i>	<i>23</i>
<i>3.4 Emissioni non convogliate.....</i>	<i>24</i>
<i>3.4.1 Emissioni fuggitive</i>	<i>24</i>
4. EMISSIONI IN ACQUA.....	25
<i>4.1. Identificazione degli scarichi.....</i>	<i>25</i>
<i>4.2 Scarichi e relative prescrizioni</i>	<i>26</i>
5. RIFIUTI	29
6. EMISSIONI ACUSTICHE	32
7. EMISSIONI ODORIGENE	33
8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO.....	34
9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE.....	35
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI	38

10. ATTIVITÀ DI QA/QC	38
10.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME).....	38
10.2 Sistema di monitoraggio in discontinuo emissioni in atmosfera e scarichi idrici	42
10.3 Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	43
11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI	44
11.1 Combustibili	45
11.2 Emissioni in atmosfera	46
11.3 Scarichi idrici	51
11.4 Livelli sonori.....	58
11.5 Rifiuti.....	58
11.6 Misure di laboratorio	59
SEZIONE 3 - REPORTING	60
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC	60
12.1 Definizioni	60
12.2 Formule di calcolo	61
12.3 Criteri di monitoraggio per la conformità ai limiti in quantità.....	62
12.4 Validazione dei dati.....	63
12.5 Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	63
12.6 Violazioni delle condizioni dell'AIA.....	63
12.7 Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali.....	64
12.8 Obbligo di comunicazione annuale (Reporting).....	65
12.9 Conservazione dei dati provenienti dallo SME.....	76
12.10 Gestione e presentazione dei dati.....	77
13. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO	78

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. 337 del 03/07/2012.

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 170/10118**, finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BATC di cui alla Decisione di Esecuzione (UE) n. 2017/1442 del 31 luglio 2017.
2. **Riesame Complessivo dell'AIA ID 170/10118 - Modifiche apportate a seguito delle osservazioni del Gestore.**
3. **Riesame Complessivo dell'AIA ID 170/10118 - Modifiche apportate a seguito di ulteriori osservazioni del Gestore.**

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	ID 170_CTE_Enipower S.p.A._Ravenna_PMC3	12/07/2011	Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con D.M. n. 337 del 03/07/2012 (Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 192 del 18/08/2012) per CTE di Ravenna.
1	ID 170/10118_Enipower S.p.A._Ravenna_PMC4 Rev0	10/11/2020	Riesame complessivo - Aggiornamento del Piano di Monitoraggio e Controllo a valle del Parere Istruttorio Conclusivo, di cui al prot. CIPPC n. 1178 del 30/10/2020.
2	PMC4 Rev1	02.04.2021	Revisione del Piano di Monitoraggio e Controllo in seguito alle Osservazioni del Gestore sul PIC di Riesame Complessivo (PIC aggiornato trasmesso con prot. CIPPC n. 137 del 01/02/2021) e sul PMC.
3	PMC4 Rev2	13.05.2021	Revisione del Piano di Monitoraggio e Controllo in seguito alle Osservazioni del Gestore sul PMC trasmesse dal MATTM (oggi MiTE) il 31/03/2021 prot. 33715.

*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

La Direttiva 96/61/CE conosciuta come IPPC, negli anni, ha subito sostanziali modifiche in seguito all'emanazione di altre Direttive, fino a quando è stata sostituita dalla Direttiva IPPC 2008/1/CE, a sua volta ricompresa nella Direttiva IED 2010/75/UE detta "Direttiva emissioni industriali-IED" (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento), che riunisce in un unico provvedimento sette Direttive.

Il 20 agosto 2018 è stato pubblicato il "ROM" - JRC Reference Report on Monitoring (ROM) under the Industrial Emissions Directive (IED) quale riferimento a sostegno dei monitoraggi previsti nelle singole BAT Conclusion per settore. Tale documento sostituisce parzialmente il *MON (General Principles of Monitoring (MON REF [3, COM 2003])*, adottato dalla Commissione europea quale riferimento sotto la precedente direttiva (96/61/CE). Il ROM non ha la finalità di interpretare la IED, ma come previsto dall'art. 16 fornisce i requisiti per dar seguito alle conclusioni sui monitoraggi descritti nelle BAT conclusions, dunque funge quale riferimento applicativo fornendo una guida al monitoraggio.

La normativa europea ed in particolare la Direttiva 2010/75/UE IED negli ultimi anni ha richiesto agli stati membri di valorizzare i controlli effettuati dai Gestori (autocontrolli), piuttosto che basarsi sui soli controlli effettuati dall'ente responsabile degli accertamenti.

Per valorizzare gli autocontrolli è necessario approfondire alcuni aspetti tecnici come:

- individuare chiaramente i parametri da monitorare e i relativi limiti emissivi, avendo a riferimento le BATc per ogni categoria di attività industriale (<http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/>);
- se necessario, valutare l'equivalenza dei metodi di misura utilizzati rispetto a metodi UNI-EN-ISO;
- costruire dei database di raccolta dei dati per le elaborazioni e per la valutazione delle prestazioni ambientali dell'impianto rispetto a valori di riferimento (es. indicatori di prestazione).

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) è stato quindi redatto in riferimento alla **Direttiva 96/61/CE IPPC**, dalla Direttiva IPPC 2008/1/CE, recepita nell'ordinamento italiano con il TUA D.lgs 152/06 e smi., dalla **Direttiva 2010/75/UE IED** più recentemente recepita con l'emanazione del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, e alla documentazione tecnica sopra citata (riferimento le BATc per ogni categoria di attività, **JRC Reference Report on Monitoring (ROM)**).

Il PMC è la parte attuativa del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) redatto dalla Commissione IPPC del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), che unitamente costituiscono l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Il Gestore dell'installazione IPPC è tenuto ad attuare il PMC in tutte le sue parti con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite e con le metodiche per il

campionamento, le analisi e le misure ed in coerenza con quanto prescritto nel Parere Istruttorio Conclusivo.

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di attuare dei miglioramenti e/o modifiche del presente piano, il Gestore potrà fare istanza all'ISPRA supportata da idonee valutazioni ed argomentazioni documentate, previa comunicazione all'Autorità Competente.

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

TERMINI E DEFINIZIONI

Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA): il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione rientrante fra quelle di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c), o di parte di essa a determinate condizioni che devono garantire che l'installazione sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis ai fini dell'individuazione delle soluzioni più idonee al perseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c). Un'autorizzazione integrata ambientale può valere per una o più installazioni o parti di esse che siano localizzate sullo stesso sito e gestite dal medesimo gestore. Nel caso in cui diverse parti di una installazione siano gestite da gestori differenti, le relative autorizzazioni integrate ambientali sono opportunamente coordinate a livello istruttorio;

Autorità Competente: la pubblica amministrazione cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità, l'elaborazione del parere motivato, nel caso di valutazione di piani e programmi, e l'adozione dei provvedimenti conclusivi in materia di VIA, nel caso di progetti (ovvero il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, nel caso di impianti); l'Autorità Competente in sede statale è il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM). La Commissione Istruttorio per l'AIA (CIPPC) svolge l'istruttoria tecnica finalizzata all'espressione del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) sulla base del quale viene emanato il provvedimento di AIA;

Bref (Documento di riferimento sulle BAT): Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.).

Commissione Istruttorio per l'AIA (CIPPC): La Commissione istruttorio di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06;

Conclusioni sulle BAT: un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito;



Gestore: qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce, nella sua totalità o in parte, l'installazione o l'impianto oppure che dispone di un potere economico determinante sull'esercizio tecnico dei medesimi;

Gruppo Istruttore (GI): viene costituito, per ogni domanda presentata dal Gestore, con membri della Commissione IPPC indicati dal Presidente della stessa Commissione e con esperti designati dagli enti locali territorialmente competenti. Per la redazione del PIC il GI, in accordo a quanto definito dall'art. 4 dell'Accordo di Collaborazione tra ISPRA e MATTM in materia di AIA, si avvale del supporto tecnico-scientifico dell'ISPRA e degli elementi tecnici che ISPRA fornisce con la Relazione Istruttoria;

Ente responsabile degli accertamenti: l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, o, negli altri casi, l'autorità competente, avvalendosi delle agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente;

Installazione: unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. È considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore;

Ispezione ambientale: tutte le azioni, ivi compresi visite in loco, controllo delle emissioni e controlli delle relazioni interne e dei documenti di follow-up, verifica dell'autocontrollo, controllo delle tecniche utilizzate e adeguatezza della gestione ambientale dell'installazione, intraprese dall'autorità competente o per suo conto al fine di verificare e promuovere il rispetto delle condizioni di autorizzazione da parte delle installazioni, nonché, se del caso, monitorare l'impatto ambientale di queste ultime;

Migliori Tecniche Disponibili (Best Available Techniques - BAT): la più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione e delle altre condizioni di autorizzazione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso;

Parere Istruttoria Conclusivo (PIC) è un documento predisposto dal Gruppo Istruttore (GI) che riporta le misure necessarie a conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente nel suo complesso in accordo a quanto previsto dai commi da 1 a 5ter dell'art. 29-sexies del D.lgs. 152/06 (Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti AIA).

Il PIC riporta, in accordo a quanto riportato all'art 2 del DM del 16/12/2015 n. 274, il quadro prescrittivo e tiene conto della domanda presentata dal Gestore e delle Osservazioni presentate dal pubblico, nonché dagli esiti emersi dalle riunioni del GI (con o senza il Gestore), dagli eventuali sopralluoghi presso gli impianti e dalla Conferenza dei Servizi.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) definizione contenuta nel PIC: I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi

ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-*bis*, comma 1 del D.Lgs 152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-*decies*, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06. L'art. 29-*quater* (Procedura per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 del D.Lgs. n. 152/06, stabilisce che: *“Nell'ambito della Conferenza dei servizi di cui al comma 5, vengono acquisite le prescrizioni del sindaco di cui agli articoli 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265, nonché la proposta dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, per le installazioni di competenza statale, o il parere delle Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente, per le altre installazioni, per quanto riguarda le modalità di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente.*

Relazione di riferimento: informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata.

Sito: tutto il terreno, in una zona geografica precisa, sotto il controllo gestionale di un'organizzazione che comprende attività, prodotti e servizi. Esso include qualsiasi infrastruttura, impianto e materiali.

Valori limite di emissione (definizione D. Lgs. 152/06 smi): la massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte terza del presente decreto;

CONTENUTO E FINALITA' DEL PMC

In attuazione dell'art. 29-*sexies*, comma 6 del D.Lgs. n. 152 del 03 aprile 2006 e s.m.i., (Autorizzazione Integrata Ambientale), il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) contiene:

- i requisiti di controllo delle emissioni basandosi sulle conclusioni delle BAT applicabili,
- la metodologia, la frequenza di misurazione,



- le condizioni per valutare la conformità e la procedura di valutazione
- l'obbligo di comunicare all'autorità competente periodicamente, ed almeno una volta all'anno, i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione.

La principale finalità consiste nella pianificazione degli autocontrolli, la cui responsabilità dell'attuazione resta a cura del Gestore con l'obiettivo di assicurare il monitoraggio degli aspetti ambientali connessi alle proprie attività, che sono principalmente riconducibili alle emissioni nell'ambiente (emissioni in atmosfera convogliate e non, scarichi idrici, produzione e gestione interna dei rifiuti, rumore nell'ambiente, consumo di risorse, sostanze e combustibili) in coerenza con il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) a cura della commissione IPPC.

Il monitoraggio dell'attività IPPC (e le eventuali attività non IPPC tecnicamente connesse con l'esercizio) può essere costituito da tecniche o dalla loro combinazione quali:

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

STRUTTURA DEL PMC

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo comprende le seguenti 3 sezioni principali e un "Quadro sinottico dei controlli e partecipazione dell'Autorità di Controllo":

1. *SEZIONE 1: contiene le informazioni e dati di autocontrollo, a carico del Gestore, con le relative modalità di registrazione*
2. *SEZIONE 2: contiene le metodologie per gli autocontrolli; (elenco dei metodi di riferimento da utilizzare)*
3. *SEZIONE 3: contiene le indicazioni relative all'attività di reporting annuale che descrive attraverso dati, informazioni e indicatori, l'andamento dell'esercizio dell'installazione in riferimento all'anno precedente.*

PRESCRIZIONI GENERALI DEL PMC

1. Gestore è tenuto ad eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio e Controllo.
2. Preventivamente alle fasi di campionamento delle diverse matrici dovrà essere predisposto un piano di campionamento, redatto ai sensi della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018. Relativamente ai rifiuti tale piano di campionamento dovrà essere redatto in base alla norma UNI EN 14899:2006.
3. La misura dei parametri stabiliti nel presente piano deve essere effettuata nelle condizioni di impianto richieste dal Gestore della Rete".

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

A. DIVIETO DI MISCELAZIONE

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione dei flussi, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

B. VALUTAZIONE DEGLI ESITI DEGLI AUTOCONTROLLI

Il Gestore dovrà prevedere una procedura di valutazione degli esiti degli autocontrolli e dovrà prevedere l'analisi delle eventuali non conformità alle prescrizioni AIA ed anomalie/guasti e delle misure messe in atto al fine di ripristinare le condizioni normali e di impedire che le non conformità ed anomalie/guasti si ripetano, oltre che una valutazione dell'efficacia delle misure adottate.

C. SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

Tutti i sistemi di controllo e monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'ISPRA, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di

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.

- esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercizio.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.
 3. Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'ISPRA. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

D. GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI

1. Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati. I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'ISPRA ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'ISPRA.
2. Tutti i rapporti che dovranno essere trasmessi all'ISPRA nell'ambito del reporting annuale, dovranno essere su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – **Foglio di Calcolo**" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.
3. Al fine di gestire sistematicamente il rispetto delle prescrizioni/condizioni dell'AIA, il Gestore dovrà redigere ed aggiornare il Documento di Aggiornamento Periodico denominato (DAP). In tale documento dovranno essere riportate tutte le prescrizioni/condizioni contenute nel PIC e nel PMC con le relative registrazioni al fine di darne l'evidenza oggettiva e documentata del loro rispetto, ivi compresi lo stato di conformità alle prescrizioni AIA, degli autocontrolli, delle prove e/o delle verifiche ed integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte. Il DAP dovrà essere conservato e disponibile presso l'installazione su supporto informatico opportunamente datato progressivamente e firmato dal Gestore (anche digitalmente) e dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all'ISPRA nel mese di febbraio, giugno e ottobre di ciascun anno.

4. Al fine di avere un quadro completo degli adempimenti di legge a cui è soggetta l'installazione in riferimento al TUA e smi, il Gestore dovrà predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" così come già previsto e predisposto per i sistemi di gestione ambientale (certificati ISO 14001 e/o EMAS), concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia ambientale e, in particolare, derivanti dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche opportunamente certificate per la relativa ottemperanza. La registrazione degli esiti dei controlli dovrà risultare anche su supporto informatico. Tale Registro, analogamente al DAP, dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all'ISPRA nel mese di febbraio, giugno e ottobre di ciascun anno.

E. DECOMMISSIONING

1. Qualora il Gestore decidesse di effettuare la dismissione, il Piano di cessazione/dismissione, con il relativo crono programma/GANTT di attuazione, dovrà essere opportunamente redatto, con il grado di dettaglio di un Progetto Definitivo (cfr. art. 23 del D.Lgs. 50/2016 e s.m.i.) relativamente a tutti gli aspetti ambientali e in particolare:
- a. le aree del sito oggetto di intervento, con indicazione dettagliata delle parti di impianto che si intende dismettere e/o smantellare;
 - b. le parti di impianto/attrezzature per le quali è eventualmente previsto il mantenimento in esercizio nelle fasi di cantiere o al termine delle attività di dismissione;
 - c. le misure previste per la pulizia, la protezione passiva e la messa in sicurezza dell'impianto/attrezzature (ai sensi dell'articolo 29-sexies, comma 7, del D.Lgs 152/06) al fine di evitare o limitare gli effetti sulle matrici ambientali e garantire le condizioni idonee per l'eventuale dismissione dell'impianto/attrezzature;
 - d. le misure previste per limitare qualsiasi rischio di inquinamento sia durante le fasi di dismissione che al momento della cessazione delle attività.

Il Piano definitivo dovrà contenere anche:

- e. la valutazione di coerenza e confronto con i contenuti della Relazione di Riferimento (qualora vigesse l'obbligo di presentazione ai sensi del Decreto Ministeriale n.95 del 15/04/2019 <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/26/19G00103/sg> e delle Linee guida emanate ai sensi dell'Art. 22, paragrafo 2, della Direttiva 2010/75/UE).
- f. le attività di ripristino ambientale del sito alle condizioni della Relazione di Riferimento (nel caso di installazioni soggette alla presentazione della Relazione di Riferimento);
- g. l'eventuale dichiarazione (tecnicamente motivata) di esclusione dell'installazione dagli obblighi di presentazione della Relazione di Riferimento (nel caso di installazioni non soggette alla presentazione della Relazione di Riferimento);
- h. le attività di rilevazione di un'eventuale grave contaminazione del suolo, al fine dell'eventuale attivazione degli obblighi di bonifica

- i. le prime indicazioni e misure per la tutela della salute e sicurezza dei lavoratori in conformità alle disposizioni dell'art. 24 del DPR 207/2010;
 - j. l'aggiornamento del quadro economico e dei costi della sicurezza;
 - k. l'aggiornamento del cronoprogramma dei lavori redatto sotto forma di diagramma di GANTT
2. Il Suddetto piano e dovrà essere trasmesso all'Autorità Competente e all'ISPRA almeno 1 anno prima dell'avvio previsto per i lavori (o in un tempo ritenuto congruo con l'attuazione del cronoprogramma previsto dal Gestore).
 3. Il Gestore dovrà infine comunicare con anticipo di almeno 30 giorni lavorativi le date di inizio e fine dei lavori.

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

1. 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 formato elettronico.
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.

1. Deve essere registrata la produzione di energia elettrica, come precisato nella seguente Tabella 1.

Tabella 1 - 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	Giornaliera, nei periodi di

			funzionamento dell'impianto
--	--	--	-----------------------------

1.2 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

1. Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime e materie ausiliarie dichiarate in AIA, come precisato nella seguente Tabella 2. Tutte le forniture devono essere identificate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando i registri con i materiali in ingresso, che consentano la tracciabilità delle quantità totali di materiale usato.

Tabella 2 – Principali materie prime ed ausiliarie

Tipologia	Fasi di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Deossigenante	1, 2, 3	Peso rilevato dai documenti di trasporto (bolla di accompagnamento)	Quantità Totale	t	Mensile
Fosfati liquidi acque di caldaia	1, 2, 3				
Detergente lavaggio compressore turbina a gas	1, 2, 3				
Ammine inibitore di corrosione	1, 2, 3				
Biodetergente circuito torri CC	5				
Trattamento acqua mare	7				
Trattamento acqua torri di raffreddamento CC + TG501	4, 5, 6				
Trattamento acqua torri di raffreddamento CC	5				
Antincrostante torre di raffreddamento CC	5				
Trattamento acqua impianto di raffreddamento TG501	6				
Trattamento acqua impianto di raffreddamento	6				
Olio lubrificazione e comando	tutte				
Olio dielettrico	1, 2, 3				

2. Il Gestore è tenuto a integrare la suddetta tabella nella comunicazione annuale di reporting con tutte le eventuali variazioni delle materie prime comunicate in AIA, con indicazione della data della variazione, le motivazioni alla base della decisione, le caratteristiche chimico-fisiche delle nuove materie prime utilizzate e gli estremi delle comunicazioni scritte effettuate in merito all'Autorità Competente.

3. Il Gestore deve provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi delle materie prime/ausiliarie utilizzate nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.3 Consumi di combustibili

1. Deve essere registrato il consumo dei combustibili, come precisato nella seguente Tabella 3, in relazione a ciascuna fase di utilizzo.

Tabella 3 - Consumo di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	Gruppi CC1 e CC2 Gruppo TG 501 Caldaia ausiliaria	Contatore	Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Compilazione file
Gasolio	Gruppi elettrogeni di emergenza	Delta Livelli dei serbatoi		kg	Ad accensione	

Il Gestore deve provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi dei combustibili utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.4 Caratteristiche dei combustibili

Gas Naturale

Il Gestore dovrà provvedere a fornire copia dei verbali di misura con indicazione dei consumi giornalieri di gas naturale e delle relative caratteristiche.

Per il Gas Naturale deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella seguente Tabella 4.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 4 - Caratteristiche chimiche e fisiche del gas naturale

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inferiore	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo come H ₂ S	% v
Altri inquinanti	% v

Gasolio

Per il Gasolio deve essere prodotta annualmente una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti almeno le informazioni indicate nella seguente Tabella 5. Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 5 - Caratteristiche chimiche e fisiche del gasolio

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inferiore	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/m ³
Viscosità a 40°	°E
Acqua e sedimenti	% v
Zolfo	% p
Ceneri	% p

1.5 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 6 e 7.

Tabella 6 - Aree di stoccaggio e serbatoi dei combustibili e delle materie ausiliarie liquide

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Ispezione visiva per la verifica dello stato di integrità: <ul style="list-style-type: none"> dei serbatoi per lo stoccaggio del gas naturale e del gasolio; 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 	Mensile	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito con annotazione delle anomalie riscontrate. Nel caso di esecuzioni di manutenzioni registrare la descrizione del lavoro effettuato.

delle materie prime dai serbatoi; • dei sistemi di contenimento secondario (es. volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).		
Ispezione visiva per la verifica dell'affidabilità e dell'integrità dei bacini di contenimento relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido.	Mensile	

Tabella 7 - Controllo funzionalità linee di distribuzione combustibili

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Eseguire manutenzione proceduralizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata dei combustibili	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito con annotazione delle anomalie riscontrate. Descrizione del lavoro effettuato.
Effettuare manutenzioni proceduralizzate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile	Annuale	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni in cui si registri: 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 manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito con annotazione delle anomalie riscontrate. Descrizione del lavoro effettuato.
Ispezione visiva per la verifica dell'affidabilità e dell'integrità delle tubazioni convoglianti gas naturale e gasolio	Settimanale	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito con annotazione delle anomalie riscontrate. Descrizione del lavoro effettuato.

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 8 di seguito riportata.

Tabella 8 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acquedotto ad uso potabile	Contatore in continuo	n.a. (usi civili)	Quantità utilizzata (m ³)	Mensile	Compilazione file
Acqua demineralizzata		Acqua industriale di processo (Fasi 1-2)			
Acquedotto ad uso industriale		Acqua industriale di processo (Fase 1)			
		Acqua industriale di raffreddamento (Fase 1)			
Acqua mare	Ore marcia pompe	Acqua industriale di raffreddamento (Fase 3)			

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.

3. L'eventuale riutilizzo di acque industriali deve essere quantificato annualmente motivando eventuali riduzioni del riutilizzo stesso rispetto agli anni precedenti. Tali quantificazioni dovranno essere rese disponibili alle Autorità di Controllo, unitamente al bilancio idrico complessivo.

2.2 Produzione e consumi energetici

1. Devono essere registrati, su apposito registro, la produzione e il consumo di energia, come precisato nella seguente Tabella 9, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Tabella 9 - Produzione e Consumi energetici

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo
Produzione di energia		
Energia elettrica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera, nei periodi di funzionamento dell'impianto

		(lettura contatore)
Energia termica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera, nei periodi di funzionamento dell'impianto (lettura contatore)
Ore di funzionamento	h	Giornaliera
Consumo di energia		
Energia elettrica consumata	quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)
Energia termica consumata	quantità (MWh)	Giornaliera
Consumo di metano		
Consumo di metano alimentato ad ogni singolo focolare	quantità (mc)	Giornaliera

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 prodotta e consumata nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

2.3 Efficienza energetica

Il Gestore deve condurre, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, specifici “audit energetici” in accordo agli obblighi di cui al D. Lgs. n. 102/2014 e s.m.i., con frequenza almeno quadriennale.

Il Gestore è tenuto alla effettuazione della diagnosi energetica nel rispetto di quanto definito nelle seguenti norme:

- UNI CEI EN 16247-1:2012, che definisce i requisiti generali comuni a tutte le diagnosi energetiche;
- UNI CEI EN 16247-3:2014, che si applica ai luoghi in cui l'uso di energia è dovuto al processo. Essa deve essere usata congiuntamente alla EN 16247-1 “Diagnosi energetiche – Parte 1: Requisiti generali”, che integra e rispetto alla quale fornisce ulteriori requisiti.

L'audit energetico deve avvenire secondo la norma UNI CEI EN 16247-5:2015 che riguarda le competenze dell'auditor energetico.

Il Gestore dovrà attuare quanto previsto dalle BAT 12 e 40 della D.E. 2017/1442/UE e, in particolare, i gruppi dovranno operare con un'efficienza energetica (definita dalla BAT 2 alla massima capacità produttiva) come riportata nella seguente Tabella 10.

Tabella 10 – Rendimento elettrico e consumo di combustibile

<i>Unità produttiva</i>	<i>Tipologia</i>	<i>Rendimento elettrico</i>	<i>Consumo totale netto di combustibile</i>
CC1	CHP CCGT \geq 600 MWth	> 50%	---
CC2	CHP CCGT \geq 600 MWth	> 50%	---
TG501	CCGT 50-600 MWth	--	> 65 %
B400	Caldaia a gas	--	Non applicabile in quanto gruppo in funzione meno di 1.500 h/anno
B600	Caldaia a gas	---	> 78%

Considerate le prestazioni energetiche dichiarate dal Gestore per il triennio 2015-2017 (inferiori al limite inferiore BAT per il gruppo CC2) il Gestore, entro 12 mesi dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'avviso di emanazione dell'AIA, deve trasmettere all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, un programma di azioni volto a garantire almeno l'esercizio nel rispetto di un'efficienza energetica misurata su base annua per ciascun gruppo di combustione tendente ai valori limite di cui alla precedente Tabella 10.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1 Emissioni convogliate

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate al paragrafo 9.5 del PIC, relative ai limiti alle emissioni e al controllo analitico, devono essere effettuati i controlli previsti nella seguente Tabella 12.

I valori limite di emissione si applicano ai periodi di normale funzionamento dell'impianto, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico, con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi. Tali ultimi periodi dovranno essere tempestivamente comunicati all'Autorità di Controllo e ad ARPA. Il Gestore dovrà provvedere ad annotare sull'apposito registro i periodi di mancata operatività del sistema e adoperarsi per assicurare che lo stesso sia riportato in condizioni di operatività il più rapidamente possibile. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.

Il Gestore, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'avviso di emanazione dell'AIA, deve comunicare all'Autorità di Controllo il valore del minimo tecnico di ciascun gruppo turbogas e della caldaia.

Si precisa inoltre che le concentrazioni devono essere espresse in condizioni normalizzate (273,15 K e di 101,3 kPa), sul secco, e riferite al tenore di ossigeno pari al 15%. Per le Caldaie di Integrazione e Riserva e per la Caldaia Ausiliaria il tenore di O₂ di riferimento è pari al 3%.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale, da inviare all'Autorità Competente, alle Autorità di controllo e agli Enti territoriali, contenente i dati relativi al funzionamento del gruppo turbogas e alle relative emissioni rilevate.

Nella seguente Tabella 11 sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in atmosfera autorizzati.

Tabella 11 - Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica nominale (MW _t)	Latitudine (WGS84/UTM)	Longitudine (WGS84/UTM)	Altezza (m)	Sezione (m ²)
E1	Fase 1, gruppo CC1	683	757586,982	4926802,494	80	6,5
E2	Fase 3, gruppo CC2	683	757656,151	4926783,915	80	6,5
E3	Fase 3, Turbogas TG501	395	757440,647	4926608,387	70	5,5
E4	Fase 4, caldaia 20B400	323	757470,975	4926643,808	140	3,6
E5*	Fase 4, caldaia B600	170	757479,192	4926669,324	30	2,3

*Il punto di emissione E5 potrà essere attivato con la messa in esercizio della Caldaia B600, che avverrà a seguito della dismissione della Caldaia 20B400.

3.2 Autocontrollo emissioni convogliate

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva Tabella 12.

Tabella 12- Prescrizioni per le emissioni in atmosfera

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità Competente)	Frequenza/Tipo di verifica	Monitoraggio/ Registrazione dati
E1 *	Gas naturale	Utilizzo esclusivo di gas naturale e sua quantificazione	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
E2 *				
E3 *				
	Misura del tempo di transitorio	-	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale ²	Registrazione su file dei tempi di transitorio

² Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spengimento.

	Temperatura, Pressione, O ₂ e Umidità dei fumi (qualora la misura non sia condotta con l'utilizzo di sistemi di condensazione). Portata volumetrica* dei fumi	Misure conoscitive	Misura continua	Registrazione su file
	NO _x , CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura con sistema di monitoraggio in continuo (SME) al camino. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento turbina in kg/evento		Misura con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento		
E4* E5**	Numero, tipo di avviamenti e relativi tempi di durata; consumo dei combustibili utilizzati; eventuali apporti di vapore ausiliario	Misure conoscitive	Nei periodi di funzionamento	Registrazione su file
	Temperatura, Pressione, O ₂ , Umidità dei fumi, Portata volumetrica dei fumi	Misure conoscitive	Nei periodi di funzionamento, con frequenza almeno trimestrale	
	NO _x , CO	Concentrazione limite come da autorizzazione		

* I limiti emissivi, la prescrizione relativa alla misurazione in continuo della portata volumetrica dei fumi ai camini E1, E2 ed E3 e il monitoraggio delle emissioni della caldaia B400 (camino E4), fino alla sua sostituzione con la caldaia B600, dovranno essere rispettati a partire dal 18/08/2021, di cui alla D.E. 2017/1442/UE. Fino a tale data dovranno essere rispettate le disposizioni della previgente autorizzazione Integrata Ambientale (DM 337/2012 e s.m.i.), ovvero il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.. Per l'anno 2021, considerando i diversi limiti imposti, la verifica di conformità delle medie annuali dovrà essere normalizzata sulla base delle pertinenti porzioni di anno (*prescrizione n. 25 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

** In caso di messa in esercizio della caldaia B600, il Gestore dovrà effettuare il monitoraggio dell'emissione al camino E5, nonché registrare le ore di funzionamento, le date e gli orari di avvio e fermata. Tutti i dati dovranno essere riportati nel report annuale.

Il campionamento e l'analisi dei parametri e i metodi di misurazione di riferimento per calibrare i sistemi di misura automatici devono essere conformi alle pertinenti norme CEN o, laddove queste

non sono disponibili, alle pertinenti norme ISO ovvero alle norme nazionali o internazionali che assicurino dati equivalenti sotto il profilo della qualità scientifica.

I sistemi di misurazione continua (SME) devono essere conformi alla Norma UNI EN 14181:2015 (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici) e sono soggetti a verifica mediante misurazioni parallele secondo i metodi di riferimento, almeno una volta all'anno. Il Gestore informa l'Autorità Competente e l'Autorità di Controllo dei risultati di tale verifica nel Report annuale.

Nello stabilimento sono operabili n. 4 punti di emissione scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico (ex art. 272, comma 5 del D.Lgs. 152/2006) di seguito elencati:

Rif.	Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas
1	Vent TG1 cabinato valvole e gas	NO
2	Vent TG2 cabinato valvole e gas	NO
3	Vent TG501 cabinato valvole e gas	NO
EGE P1500	Gruppo elettrogeno di emergenza >1MW	---

Nel Report annuale, il Gestore deve comunicare le ore operative registrate nell'anno precedente, anche ai fini del calcolo della media mobile quinquennale per il gruppo elettrogeno.

Il Gestore deve provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.

3.3 Transitori

Il Gestore deve compilare, per ogni tipologia di avviamento eventualmente eseguito (a freddo, a tiepido, a caldo) la seguente Tabella 13 con le informazioni da inserire all'interno del report annuale.

Tabella 13 – Durata dei Transitori

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero, tipo 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

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 stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.

I quantitativi emessi di NO_x e CO devono essere riportati sia come quantità emesse per evento di avvio/spengimento (in kg/evento) sia come quantità complessiva annua e andranno inclusi, relativamente ai limiti massici, nelle quantità annuali (in t/anno). 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.

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.

Tutte le misurazioni eseguite devono essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo. Nel Reporting devono essere inclusi anche eventuali periodi di funzionamento anomalo.

3.4 Emissioni non convogliate

3.4.1 Emissioni fuggitive

Il Gestore deve mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) di manutenzione periodica finalizzato all'individuazione di perdite e alla riparazione, calibrato sulle peculiarità della Centrale, e relativo protocollo di ispezione. I risultati di detto programma 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.

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.

Per le emissioni fuggitive indicate dal Gestore come sfiati di gas metano da valvole di sicurezza del sistema di alimento bruciatori nella stazione di riduzione gas metano dovranno essere previsti idonei sistemi di rilevamento e controllo delle quantità basati su stime e calcoli documentati.

La sintesi dei risultati del programma riportata nel rapporto annuale deve 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.

I risultati del programma devono essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e allegati al Rapporto Annuale da inviare all’Autorità competente e all’Autorità di controllo.

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”.

Il data base deve essere in ogni momento disponibile alla consultazione, in fase di sopralluogo/ispezione, da parte dell’Autorità di Controllo.

4. EMISSIONI IN ACQUA

4.1 Identificazione degli scarichi

Gli scarichi idrici dello stabilimento sono generati da due tipologie di acque:

- acque inorganiche (acque meteoriche, condense e vapore da sfiati e spurghi, servizi igienici) - Scarico finale P22/Vasca S5;
- acqua mare per il raffreddamento - Scarico finale S2.

Gli scarichi, ad eccezione di quelli di acqua mare di raffreddamento, sono raccolti nella fognatura interna di stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque inorganiche del sito multisocietario tramite n. 7 pozzetti (EP-01÷EP-07), due dei quali, EP-06 ed EP-07 destinati esclusivamente alla raccolta di acque meteoriche; queste acque, definite inorganiche, sono poi convogliate all’impianto di trattamento fisico-chimico di proprietà di Herambiente, situato a ridosso del sito multisocietario.

Il trattamento chimico-fisico consiste nello stoccaggio delle acque in apposite vasche, dove, con l'aggiunta di additivi chimici, vengono sedimentati i solidi in sospensione. Le acque trattate sono inviate con apposita tubazione nel canale Candiano.

Lo scarico finale S2 convoglia nel canale di proprietà del Consorzio di Servizi RSI l'acqua di mare utilizzata per il sistema di raffreddamento a circuito aperto asservito ai condensatori delle Turbine a vapore associati ai Gruppi TG501 e 20B400.

Le acque accidentalmente oleose vengono raccolte in specifici pozzetti e smaltite periodicamente come rifiuti.

La seguente Tabella 14 riporta la specifica dei punti di scarico finali e parziali convogliati dagli impianti dello stabilimento nella fognatura comunale, gestita dalla Soc. HERAmbiente e nel canale consortile RSI.

Tabella 14 – Identificazione e localizzazione scarichi idrici

Scarico finale	Scarichi parziali	Fasi	Modalità di scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
P22	EP01 (AI, AD, MI, MN)	3,4	continuo	Impianto di trattamento esterno	757498,406	4926678,204
	EP02 (AI, AD, MI, MN)	1,2,5	continuo		757564,219	4926784,025
	EP03 (AI, AD, MI, MN)	3	continuo		757421,355	4926759,347
	EP04 (AI, AD, MI, MN)	3,6	continuo		757359,370	4926628,044
	EP05 (AI, AD, MI, MN)	3,4	continuo		757466,474	4926793,203
	EP06 (MI)	1,2,3	saltuario		757211,438	4927302,659
	EP07 (MI)	1,2,3	saltuario		757229,655	4927297,790
S2	AR	7	continuo	Canale Cupa	757313,4414	4927325,5810

Legenda: AI: acque industriali; AD: acque assimilate alle domestiche; MI: acque meteoriche potenzialmente inquinate; MN: acque meteoriche non potenzialmente inquinate; AR: acque di raffreddamento.

4.2. Scarichi e relative prescrizioni

Il Gestore, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'avviso di emanazione dell'AIA, deve trasmettere all'Autorità di Controllo una relazione tecnica relativa al sistema di gestione delle acque del sito di pertinenza della Centrale, specificando i percorsi delle varie tipologie di acque (meteoriche, condense, vapore da sfiati, spurghi, servizi igienici) ed i relativi punti di conferimento agli scarichi parziali e finali, anche in relazione al regolamento di sito (*prescrizione n. 28 del PIC allegato all'AIA di riesame*).

In ciascuno dei sette pozzetti (EP-01÷EP-07), la qualità dell'acqua deve essere conforme ai valori omologati dalla società Herambiente che è preposta al trattamento. Questi scarichi sono regolamentati da apposita determinazione dirigenziale dell'ARPAE (provvedimento n. 6471 del 11/12/2018 ed ogni successivo pertinente atto vigente), cointestato a tutte le società presenti nel sito multisocietario di Ravenna il quale recepisce il Regolamento fognario del sito (la cui gestione è della società consortile R.S.I.). Tale regolamento definisce le modalità operative, le competenze e la regolamentazione dei singoli flussi di scarico delle acque reflue industriali di ciascuna società presente nel sito multisocietario, l'identificazione dei pozzetti di consegna e i valori limite di immissione che le acque reflue industriali devono rispettare per l'accettazione all'impianto di trattamento.

Il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione degli inquinanti degli scarichi parziali ai punti di campionamento (pozzetti EP-01÷EP-07), prima della confluenza nello scarico finale P22.

Le attività di monitoraggio e controllo sui pozzetti di scarico devono essere conformi a quanto previsto nel "Piano di Controllo del sistema delle reti fognarie delle acque reflue industriali e meteoriche dell'insediamento multisocietario di Ravenna" Allegato 8 del Regolamento Fognario che, in particolare, fornisce le indicazioni relative a:

- modalità di campionamento ed analisi;
- parametri analitici di controllo;
- frequenza dei controlli;
- metodi analitici e limiti di rilevabilità.

Il rispetto di tali limiti dovrà essere assicurato al pozzetto P22 di conferimento al sistema RSI e ai pozzetti EP-01÷EP-07, monitorati come indicato nella seguente Tabella 15.

**Tabella 15 - Monitoraggio degli scarichi delle acque reflue al pozzetto P22
e ai pozzetti EP-01÷EP-07**

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ Registrazione dati
Scarico finale P22 (recettore: impianto di trattamento HERAmbiente)			
<i>Acque industriali, domestiche e meteoriche</i>			
Portata	Da 0 a 100m ³ /h in funzione delle condizioni di processo ed ambientali	Stima - Calcolo annuo	Registrazione su file
Parametri da Allegato 8 al Regolamento di Gestione del sistema di reti fognarie	Concentrazione limite come da autorizzazione (Limiti massimi di accettazione dell'omologa acque di processo inorganiche)	Misura trimestrale e semestrale come da Allegato 8 al Regolamento di Gestione del sistema di reti fognarie	
Scarichi parziali EP01 ÷ EP07			
<i>Acque industriali, domestiche e meteoriche</i>			

Parametri da Allegato 8 al Regolamento di Gestione del sistema di reti fognarie	Limiti massimi di accettazione dell'omologa acque di processo inorganiche	Misura trimestrale e semestrale come da Allegato 8 al Regolamento di Gestione del sistema di reti fognarie	Registrazione su file
---	---	--	-----------------------

Il monitoraggio dello scarico delle acque di raffreddamento SF2 dovrà essere effettuato come indicato nella seguente Tabella 16.

Tabella 16 - Monitoraggio dello scarico nel pozzetto di prelievo fiscale SF2.

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ Registrazione dati
Scarico finale SF2 (acque di mare di raffreddamento recapitate nel mare Adriatico tramite Canale Cupa)			
Portata	Da 4.800 a 15.000 m ³ /h in funzione delle condizioni di processo ed ambientali	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
Temperatura	Tab.3, Allegato 5 alla Parte Terza, D. Lgs. 152/06 (con esclusione dei parametri Cloruri e Solfati)	Monitoraggio biennale	
ΔT oltre i 1000 m dallo scarico		Monitoraggio biennale	
Parametri elencati nella Tabella di cui alla <i>prescrizione n. 30 del PIC allegato all'AIA di riesame</i>		Verifica semestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio	

Un analogo monitoraggio di tutti i parametri elencati nella Tabella, di cui alla *prescrizione n. 30 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*, deve essere effettuato, con frequenza semestrale, su un campione di acqua di mare prelevata all'ingresso del canale di aspirazione per essere utilizzata come acqua di raffreddamento.

La taratura delle misurazioni della temperatura assoluta dell'acqua allo scarico SF2 andrà effettuata da un laboratorio accreditato, secondo le specifiche tecniche e la frequenza stabilita dal costruttore dell'apparecchiatura.

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.

Il Gestore deve mantenere ed attuare il piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali devono essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dallo stabilimento (*prescrizione n. 38 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

Con frequenza giornaliera dovranno essere registrate nei quaderni di impianto le portate idriche relative a ciascun singolo scarico e le quantità di acqua trattate destinate al riutilizzo quali acque industriali (*prescrizione n. 40 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto trasmesso con cadenza annuale.

5. RIFIUTI

Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti identificandoli con il relativo codice dell'elenco europeo dei rifiuti (EER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto, o delle aree di deposito temporaneo dovrà essere comunicata nel rapporto annuale (*prescrizione n. 54 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguita in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo la norma UNI 10802. Le analisi di campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale (*prescrizione n. 55 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

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^a copia firmata dal destinatario per accettazione.

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 (*prescrizione n. 60 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

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 e all'ARPA territorialmente competente le quantità di rifiuti pericolosi e non pericolosi prodotti per ogni codice CER, l'attività di provenienza, il destino finale con le eventuali quantità recuperate, le relative finalità di recupero, e la produzione specifica di rifiuti (kg annui rifiuti prodotti/ton di combustibile utilizzato e kg annui di rifiuti prodotti/MWh generati) relativi all'anno precedente. Per i rifiuti non recuperati devono essere specificate le modalità di smaltimento. Le informazioni di cui sopra devono essere specificate per ogni mese solare con relativo raffronto allo stesso mese dell'anno precedente.

Il Gestore inoltre dovrà:



- garantire la corretta applicazione del Deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione;
- effettuare i seguenti adempimenti:
 - a) tenere il Registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per tre anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Autorità di Controllo qualora ne faccia richiesta;
 - b) rispettare il divieto di miscelazione ai sensi e per gli effetti dell'art. 187 del D.Lgs 152/06 e s.m.i.;
 - c) applicare l'etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia relative alle sostanze pericolose.

Tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito temporaneo di rifiuti devono essere coltate ed inviate ad impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto. Ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito temporaneo che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla Parte Quarta del D.Lgs 152/06 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 (*prescrizione n. 57 lett. f del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

Il Gestore deve verificare con cadenza mensile, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, i rifiuti gestiti in regime di deposito temporaneo, comunicando nel Report Annuale la tipologia (codice EER) e i quantitativi di ciascun rifiuto.

Qualora il Gestore riterrà in futuro di variare l'attuale modalità di gestione dei rifiuti, come una diversa collocazione delle varie tipologie di rifiuti, variazioni delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo rispetto a quelli autorizzati, deve comunicarlo tempestivamente all'Autorità di Controllo, oltre che nel Rapporto annuale, allegando la nuova planimetria delle aree di deposito.

Per quanto riguarda i rifiuti pericolosi contenenti oli esausti il Gestore deve comunicare, nelle relazioni periodiche all'Autorità di Controllo, le informazioni relative ai quantitativi degli oli usati depositati e poi inviati alla rigenerazione.

Il Gestore deve compilare mensilmente le seguenti Tabelle 17, 18 e 19:

Tabella 17 - 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 ³	Indice di recupero rifiuti annuo (%) ⁴	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

Tabella 18 - 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 ⁵	Indice di recupero rifiuti annuo (%) ⁶	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

*da compilare in caso di aree presenti nell'insediamento

Per ogni rifiuto prodotto il Gestore deve compilare la seguente tabella.

Tabella 19 – Analisi Rifiuti

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
Analisi chimica per verifica conformità impianti di destino	D. Lgs. 121/20 o comunque quelli richiesti dall'impianto di smaltimento	Almeno annuale o con la frequenza richiesta dal destinatario	

Il Gestore, per ogni operazione di conferimento dalle aree di deposito, deve registrare le quantità di rifiuti inviati:

³ kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;

⁴ kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti

⁵ kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;

⁶ kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti

- in discarica;
- a recupero interno;
- a recupero esterno.

Il Gestore deve provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente gli autocontrolli effettuati.

6. EMISSIONI ACUSTICHE

Il Gestore deve effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi, almeno ogni 4 anni dalla precedente valutazione di impatto acustico, il tutto per verificare non solamente il rispetto dei limiti ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore di cui alla vigente pianificazione territoriale in materia. La Relazione contenente i risultati delle misure eseguite, delle valutazioni dei risultati e gli eventuali interventi proposti per la riduzione delle emissioni acustiche dovranno essere trasmesse all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo (*prescrizione n. 43 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

È prescritto un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico dello stabilimento nei confronti dell'esterno (*prescrizione n. 47 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

Le campagne di misura per la verifica dei livelli sonori devono essere effettuate durante l'esercizio della Centrale nelle condizioni più gravose, ricercando la presenza di componenti tonali.

Per dare continuità alle campagne di controllo le misure dovranno essere ripetute presso gli stessi ricettori, privilegiando i ricettori in cui sono stati misurati valori prossimi ai limiti.

Le misure e le successive elaborazioni dovranno essere effettuate da un tecnico competente in acustica, specificando le caratteristiche della strumentazione impiegata, i parametri oggetto di monitoraggio, le frequenze e le modalità di campionamento e analisi. Tali analisi dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nella normativa nazionale di settore nonché nel rispetto dell'eventuale normativa regionale (*prescrizione n. 44 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

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.

Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo, per quanto possibile, i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento (*prescrizione n. 46 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

La relazione di impatto acustico deve comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq, la descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

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 dell'installazione in esame, il Gestore dovrà redigere un piano di interventi di mitigazione dell'impatto acustico da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.

I risultati dei controlli sopra riportati devono essere indicati nella seguente Tabella 20 e riportati nel rapporto annuale.

Tabella 20 – Monitoraggio emissioni acustiche

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	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 D. D.le 13/01/2000 n 18) nella relazione annuale quando coincidente con l'effettuazione delle misure

7. EMISSIONI ODORIGENE

Il Gestore è tenuto ad attuare, sulla base della mappatura aggiornata di tutte le potenziali fonti di emissione odorigene presenti nel perimetro dello stabilimento, il monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi, conformemente alla norma EN 13725 (metodo dell'olfattometria dinamica).

Il primo rapporto annuale successivo alla conclusione della suddetta attività di monitoraggio dovrà contenere:

- una relazione tecnica con i risultati del monitoraggio, comprendente la mappatura di tutte le potenziali fonti di emissione odorigena, la natura chimica delle sostanze emesse, gli eventuali elementi di criticità, una proposta di possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi;
- una sintesi delle eventuali attività di mitigazione effettuate e dei relativi risultati.

8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio del proprio stabilimento, possa essere compromessa la qualità del suolo e/o delle acque, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e del Comune (*prescrizione n. 65 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

Il Gestore deve effettuare il controllo delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e alla loro potenziale contaminazione, per i piezometri già oggetto di controllo ai sensi del Decreto n. 229 del 24/03/2009 e s.m.i.

I suddetti controlli devono essere effettuati con la frequenza e almeno per i parametri riportati nella seguente Tabella 21.

Tabella 21- Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH; Temperatura	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: As; Be; Cd; Co; Cr; Cu; Mn; Ni; Pb; Sb; Tl; V; Sn		
Ammoniaca (espressa come N)		
Idrocarburi totali		
IPA		

Il Gestore deve fornire in fase di reporting i risultati delle campagne di monitoraggio della falda, corredati da una valutazione su eventuali differenze significative nei parametri monitorati ai piezometri individuati a monte ed a valle dello stabilimento.

I risultati dei controlli devono essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Autorità di Controllo.

9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

1. Il Gestore deve presentare all'Autorità di Controllo, con cadenza annuale, anche quando non interessato da aggiornamenti, l'elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi, della strumentazione e delle parti di impianto ritenuti critici/rilevanti dal punto di vista ambientale e, con riferimento ad esse, i macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Tale elenco dovrà comprendere, ma non in via esaustiva, le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del D.M. 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 ed includere tutta la strumentazione necessaria al controllo delle fasi critiche per l'ambiente (ad esempio pHmetri, misuratori di portata, termometri, analizzatori in continuo, ecc).

2. Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore deve disporre di un manuale di manutenzione, comprendente tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo (*prescrizione n. 69 del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

3. Gli esiti dell'attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni avente ad oggetto i componenti di cui al precedente punto 1), devono essere integrati dall'indicazione delle azioni correttive previste e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle verifiche effettuate.

4. Le attività di manutenzione di cui al punto precedente devono essere eseguite secondo le istruzioni inserite nel Manuale di manutenzione e tenendo conto delle modalità e delle frequenze dettate dalle ditte fornitrici dei macchinari/apparecchiature/impianti. Il Gestore deve altresì valutare la frequenza di manutenzione in relazione all'invecchiamento dei macchinari/apparecchiature/impianti. Tali attività devono essere registrate su apposito registro di manutenzione dove devono 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. In alternativa, questi possono essere registrati su un apposito sistema informatico/software gestionale accessibile dall'impianto.

5. Una sintesi degli esiti delle manutenzioni e delle valutazioni conseguenti dovranno essere inseriti nella relazione annuale.

6. Il Gestore deve inoltre compilare mensilmente le seguenti Tabelle 22 e 23:

Tabella 22 -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 (Ved. paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Tabella 23 - Interventi di manutenzione ordinaria su apparecchiature critiche

Macchinario	Tipo di intervento	Frequenza	Modalità di registrazione e trasmissione
			Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Ved. paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

7. Con particolare riferimento ai serbatoi, il Gestore deve presentare all'Autorità di controllo un programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi, aggiornato con cadenza annuale. Tale programma deve prevedere, per ciascun serbatoio, un controllo/verifica dell'integrità dello stesso (ad es: magnetoscopia, ultrasuoni, ecc.) almeno ogni 5 anni. Il programma deve 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 intende effettuare le verifiche e deve essere corredato da un'analisi di rischio al fine di motivare le scelte effettuate. 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.

8. Il Gestore deve provvedere inoltre a verificare l'affidabilità e l'integrità dei bacini di contenimento - relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido - e di tutte le tubazioni convoglianti gasolio, mediante ispezioni mensili, intervenendo tempestivamente al fine del loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni.

9. Il Gestore deve annotare su apposito registro, da rendere disponibile all'Autorità di Controllo, le anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento, nonché gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata eseguiti sugli stessi (*prescrizione n. 66 lett. c del PIC allegato all'AIA di riesame complessivo*).

10. Il Gestore deve compilare la seguente Tabella 24 da allegare al report annuale.

Tabella 24 – Controllo sistemi di contenimento

Struttura contenim.	Contenitore	Bacino di contenimento (e/o altro sistema di contenimento)	Accessori (pompe, valvole, ...)	Documentazione di riferimento



Sigla di riferimento	Tipo di controllo	Frequenza	Tipo di controllo	Frequenza	Tipo di controllo	Frequenza	
							I.O., Procedure tecniche, Schede, registri

Gli esiti di tali attività devono essere archiviati su supporto informatico e cartaceo ed inseriti nel Rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

11. ATTIVITÀ DI QA/QC

1. Il Gestore deve 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 deve 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 deve essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'Autorità di Controllo.

10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) deve:

1. applicare la norma di riferimento UNI EN 14181:2015 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici*, per l'analisi dei parametri prescritti.

In particolare, i requisiti del sistema di misurazione in continuo sono i seguenti:

- portata, UNI EN ISO 16911-2:2013;
- polveri UNI EN 13284-2:2017;
- mercurio UNI EN 14884:2006.

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere:

- a) una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2015 e s.m.i., che assicurino almeno la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura), una prova di variabilità da eseguire tramite i metodi di riferimento suddetti (i requisiti degli intervalli di confidenza sono fissati dall'Autorità sulla base dei limiti di emissione);
 - b) la verifica della consistenza tra le derive di zero e di *span* determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004 e UNI EN 15267-1-2-3:2008 metodi entrambi citati nella UNI EN 14181:2015 che contengono le procedure per la dimostrazione dell'adeguatezza degli AMS ai criteri d'incertezza complessiva indicati nella normativa vigente) e le derive di zero e di *span* verificate durante il normale funzionamento dello SME (QAL3);
 - c) la verifica delle prestazioni e del funzionamento dello SME e la valutazione della variabilità e della validità della taratura mediante la conduzione del test di sorveglianza annuale.
2. avvalersi di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per il campionamento e l'analisi dei parametri prescritti e per l'elaborazione dei dati e dei report dei risultati delle prove secondo la UNI EN 14181:2015.
 3. certificare i parametri: portata/velocità, ossigeno e vapore acqueo anche in termini di UNI EN 14181:2015. La linea guida ISPRA n.87/2013 "Guida tecnica per la gestione dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME)" per O₂, H₂O e la UNI EN ISO 16911-2:2013 per la portata, suggerisce i livelli di riferimento e gli intervalli di confidenza da utilizzare nelle elaborazioni dei risultati.

I metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME di portata, O₂ e vapore acqueo sono indicati nella seguente Tabella 25.

Tabella 25 - Metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2017	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas).
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas).

4. rispettare, per le sezioni di campionamento individuate, i criteri indicati nella UNI EN 15259:2008 sia per quanto riguarda il posizionamento delle sonde di prelievo gas AMS (UNI EN 15259:2008 par. 8.4) sia per quanto riguarda i requisiti dei punti di prelievo e dei ballatoi a servizio di questi (UNI EN 15259:2008 par. 6.2 e 6.3).
5. stabilire, ove previsto, il posizionamento del misuratore in continuo di portata secondo i dettami della UNI EN ISO 16911-2:2013. Per la strumentazione esistente già installata a camino andrà condivisa con gli Enti di Controllo.
6. realizzare le misure di temperatura con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella seguente Tabella 26.

Tabella 26 - Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura

Caratteristica	
Linearità	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %

7. non utilizzare, per le misure per l'assicurazione della qualità dello SME di parametri inquinanti, metodi diversi da quelli di riferimento indicati nella seguente Tabella 27, anche se dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017.

Tabella 27 - Metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME di parametri inquinanti

Parametro	Metodo	Descrizione
NO _x (NO ed NO ₂)	UNI EN 14792:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di azoto - Metodo di riferimento normalizzato: chemiluminescenza
SO ₂	UNI EN 14791:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di zolfo - Metodo di riferimento normalizzato
CO	UNI EN 15058: 2017	Determinazione della concentrazione massica di monossido di carbonio - Metodo di riferimento normalizzato: spettrometria ad infrarossi non dispersiva
Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico

Parametro	Metodo	Descrizione
COV (come COT)	UNI EN 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
NH ₃	US EPA method CTM-027	Procedure for collection and analysis of ammonia in stationary sources
HCl	UNI EN 1911: 2010	Determinazione della concentrazione in massa di cloruri gassosi espressi come HCl
HF	ISO 15713: 2006	Stationary source emissions — Sampling and determination of gaseous fluoride content
CO ₂	EPA 3A :2006	Method 3A - Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations - Instrumental
N ₂ O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di monossido di di azoto (N ₂ O)
CH ₄	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa - Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.
Hg	UNI EN 13211:2003	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di mercurio totale

8. far realizzare i test di sorveglianza da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Il Gestore deve comunicare all'Autorità di Controllo (ISPRA e ARPA) con congruo anticipo (almeno 15 gg.) la data delle attività, da effettuare sotto la responsabilità del Gestore, al fine di consentire l'eventuale supervisione da parte dell'Ente di Controllo.

9. effettuare la manutenzione su tutta la strumentazione in accordo alle prescrizioni del costruttore e tenere un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

10. eseguire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spengimento (transitori) degli impianti, per la misura continua delle emissioni ai camini, con strumentazione dotata di doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite su base temporale più piccola in condizioni di funzionamento normale;
- 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore.

In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

11. registrare e conservare i seguenti dati acquisiti dagli SME:

- i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata;
- i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati;
- le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.

12. Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più parametri, il Gestore dovrà attuare le seguenti azioni/misurazioni (come da LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera F - prot. 18712 del 01/06/2011):

- a. per le prime 24 ore di blocco dovranno essere mantenuti in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali oppure considerati i risultati derivanti dall'implementazione di algoritmi di calcolo basati su dati di processo;
- b. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata da dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare a ISPRA l'evento;
- c. dopo le prime 48 ore di blocco, (estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa) dovranno essere eseguite, in sostituzione delle misure continue, 2 misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o in alternativa 3 repliche, se utilizzato un metodo manuale, per tutti i parametri soggetti a monitoraggio, in sostituzione delle misure continue.

13. Ove applicabile e per i parametri che ne prevedono l'utilizzo, si consiglia l'implementazione di SME di riserva/backup che devono essere oggetto delle medesime verifiche previste per gli SME principali. Tale assicurazione di qualità ne garantirà l'affidabilità in ogni momento in cui saranno chiamati a lavorare in sostituzione dei rispettivi sistemi principali.

14. In caso di prescrizione di un PEMS (Predictive Emission Measurement System), il monitoraggio in continuo dei parametri deve seguire quanto indicato dal Decreto 274/2015 (allegato 4 - punto 5.3).

15. Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità Competente e dell'Autorità di Controllo.

10.2 Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e di 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 devono essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata

per i campionamenti deve essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore. Devono altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

3. Deve essere compilato un registro di campo con indicati: codice del campione, data e ora del prelievo, tipologia del contenitore (da scegliere sulla base degli analiti da ricercare), conservazione del campione (es. aggiunta stabilizzanti), dati di campo, analisi richieste e firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.
4. All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.
5. Il laboratorio effettuerà i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate in accordo a quanto previsto dal metodo utilizzato ed alle procedure previste secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

10.3 Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

1. Il Gestore deve conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto deve 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 devono essere 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.
4. Il Gestore dovrà far effettuare da un laboratorio accreditato, almeno una volta l'anno, la taratura delle misurazioni della Temperatura assoluta dell'acqua di mare allo scarico, mediante la strumentazione di misura per il controllo in continuo, certificata secondo la norma ISO 10012:2003 "Measurement management systems - Requirements for measurement processes and measuring equipment".

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'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale 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 D.Lgs. n. 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.
6. Il Gestore deve 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 deve essere tenuta a disposizione degli Enti di Controllo.
7. In caso di misure discontinue, le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nel presente documento e che siano rappresentativi di almeno un'ora di funzionamento dell'impianto, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore o uguale alle sei ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite.
8. Per i parametri per i quali è previsto un monitoraggio secondo le BAT Conclusions 2017/1442, i campionamenti devono avvenire secondo quanto indicato nella seguente Tabella 28.

Tabella 28– Modalità di campionamento per le misurazioni in discontinuo

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 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.	-

9. Nella definizione delle regole decisionali per la conformità dei risultati ai limiti di legge si deve fare riferimento alla Linea Guida ISPRA 52/2009.

11.1 Combustibili

Nelle seguenti Tabella 29a e 29b sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (gas naturale e gasolio). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.. Tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Tabella 29a - Metodi per la determinazione delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Potere calorifico inferiore	UNI EN ISO 6976	Calcolo partendo dalla composizione molare
CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ +, CO ₂ , N ₂	UNI EN ISO 6974-4	Metodo gascromatografico per la determinazione quantitativa dei costituenti del gas naturale utilizzando un sistema a due colonne
Indice di Wobbe	UNI EN ISO 6976	Calcolo partendo dalla composizione molare

Tabella 29b - Metodi per la determinazione delle caratteristiche chimico-fisiche dei combustibili liquidi

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inferiore	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

Il laboratorio deve effettuare la manutenzione periodica della strumentazione e procedere alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia degli strumenti, da raccogliere in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati devono essere mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

11.2 Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella seguente Tabella 30 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, secondo la seguente 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.

Tabella 30 – Metodi analitici degli inquinanti per le emissioni in atmosfera

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2017	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
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 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) ⁽¹⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte 1 descrive tre differenti metodi)

Parametro	Metodo	Descrizione
Hg totale	UNI EN 13211:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boroidruro e campionamento come descritto dal metodo
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
HCl,	UNI EN 1911: 2010	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Cl ₂	M.U. 607:83	Flussi gassosi convogliati - Determinazione del cloro e dell'acido cloridrico - Metodo colorimetrico
HF	ISO 15713: 2006	Determinazione potenziometrica mediante elettrodo ione-selettivo previa estrazione mediante assorbitore per gorgogliamento con soluzione alcalina
H ₂ SO 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

Parametro	Metodo	Descrizione
CT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Toluene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Metanolo	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CO ₂	ISO 12039 :2001 EPA 3A :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico.
Acetone	UNI CEN/TS 13649:2015	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente
HCN	NIOSH 6010:1994	Determinazione mediante spettrofotometria e assorbimento visibile
	ASTM D7295 :2011	Standard Practice for Sampling and Determination of Hydrogen Cyanide (HCN) in Combustion Effluents and Other Stationary Sources
NH ₃	EPA CTM 027/97	Determinazione mediante cromatografia ionica dello ione ammonio
Solfato ammonico	NIOSH 7907 (acidi inorganici volatili) NIOSH 7908 (acidi inorganici non volatili)	Determinazione mediante cromatografia ionica
Aldeidi	CARB Method 430 (EPA CALIFORNIA)	Determinazione mediante HPLC

Parametro	Metodo	Descrizione
	NIOSH 2016 :2003	Le metodiche NIOSH, sono metodiche utilizzate nelle determinazioni di aria ambiente. Per questo motivo a volte sono previsti delle membrane filtranti che non tollerano le temperature delle emissioni gassose in atmosfera. In questo caso è possibile utilizzare delle membrane resistenti alle alte temperature (es. filtri in fibra di quarzo)
Antimonio, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Manganese, Nichel, Piombo, Rame, Tallio, Vanadio	UNI EN 14385:2004	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Alluminio, Argento, Berillio, Oro, Palladio, Platino, Rodio, Selenio, Tellurio, Zinco, Stagno	UNI EN 13284-1:2017 + M.U: 723:86 + UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico + determinazione dei metalli mediante tecniche di spettrometria (EM/22)
H ₂ S	M.U. 634:84	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 PM ₁₀ /PM _{2,5} negli effluenti gassosi - Misurazione a basse concentrazioni mediante l'uso di impattatori
N ₂ O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Determinazione della concentrazione in massa di monossido di diazoto (N ₂ O)
CH ₄	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.

- (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 seguente Tabella 31 sono riportati i metodi analitici che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti.

Tabella 31 - Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico e sotterranee

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; UNI EN ISO 10523 :2012	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
Temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Conducibilità	APAT-IRSA 2030 UNI EN 27888:1995	-
Solidi sospesi totali	APAT-0IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 μm di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD ₅	APAT -IRSA 5120	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD ₅
	UNI EN 1899-1:2001	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BOD _n) - Metodo con diluizione e inoculo con aggiunta di alliltiurea
	UNI EN 1899-2:2000	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BOD _n) - Metodo per campioni non diluiti
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)
	ISPRA Man 117/2014 ISO 15705:2002	Procedura di determinazione della Richiesta Chimica di Ossigeno mediante test in cuvetta
Azoto totale ⁽¹⁾	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido bórico e idrossido di sodio

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
	UNI 11669:2017	Determinazione dell'Azoto ammoniacale (N-NH ₄) in acque di diversa natura mediante prova (test) in cuvetta
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020;	determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020;	determinazione mediante cromatografia ionica.
	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 perossidossolato, 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 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)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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)
	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)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Mercurio	APAT-IRSA 3200 A1	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boridruro
	UNI EN ISO 12846 :2013	Determinazione del mercurio - Metodo mediante spettrometria di assorbimento atomico (AAS) con e senza arricchimento
	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Nichel	UNI EN ISO 17294-2: 2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Piombo	UNI EN ISO 17294-2: 2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Rame	UNI EN ISO 17294-2: 2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2: 2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2: 2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	Estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
	APAT IRSA 5060	Estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁵⁾	APAT IRSA 5100	Determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	Estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	Estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	Determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
	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 cloramminaT
	M.U. 2251:2008	Determinazione spettrofotometrica mediante l'utilizzo dei test in cuvetta Sostituita con metodo in cuvetta in quanto maggiormente diffuso rispetto alla misura amperometrica con FIA
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.

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Solfati	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Sostituita metodica EPA con metodica EN riportata nel Bref monitoring 2018
Nitrati	APAT CNR IRSA 4020 Man 29-2003	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160 B1 + APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante metodo FTIR
TOC	APAT IRSA 5040	Determinazione mediante combustione catalitica con rivelazione all' infrarosso non dispersivo (in alternativa rivelazione con rivelatore a ionizzazione di fiamma)
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con solvente 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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Composti organici alogenati	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Residuo Fisso (o Solidi totali disciolti)	UNI 10506:1996	Determinazione per gravimetria
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	Conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	Determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC ₅₀ nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.
- (2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.
- (3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene, n-propilbenzene, iso-propilbenzene (Cumene).
- (4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.
- (5) Azintoss-Metile, clorofirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.
- (6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenz(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

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 devono essere effettuate da tecnico competente in acustica ambientale, iscritto all'albo nazionale, fatte nel corso di una giornata tipo, a pieno carico (con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione) ed anche durante i transitori di avviamento e di fermata dell'impianto, 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

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.

Le analisi devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

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 (US EPA);
- ✓ Metodi interni validati.

11.6 Misure di laboratorio

Il laboratorio, in conformità a quanto previsto dalla UNI CEI EN ISO/IEC 17025, deve organizzare 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.

Deve 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.

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 18 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue). Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

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

Flusso medio giornaliero - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di tre misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Megawattora generato mese - ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo - rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente e l'energia prodotta dalla combustione del carbone, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di carbone combusto nel mese, moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del carbone, 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:

$$Q = \sum_{i=1}^H (\bar{C}_{\text{mese}} \times \bar{F}_{\text{mese}}) \times 10^{-9}$$

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

\bar{C}_{mese} = concentrazione media mensile espressa in mg/Nm³

\bar{F}_{mese} = flusso medio mensile espresso in Nm³/mese

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso delle acque misurati agli scarichi.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = (\bar{C}_{\text{anno}} \times \bar{F}_{\text{anno}}) \times 10^{-6}$$

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

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

\bar{F}_{anno} = flusso 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 ai 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 SO₂, CO e NO_x (espressi come NO₂) e inferiore al 18% per le Polveri totali. I valori di incertezza estesa summenzionati sono stati fissati in conformità ai valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione stabiliti dal Testo unico ambientale per le misurazioni strumentali dei medesimi inquinanti in atmosfera. Per tener conto dell'effetto di combinazione dell'incertezza di misura (o di stima) delle concentrazioni e delle portate di effluenti i valori degli intervalli di fiducia statuiti dal testo unico ambientale sono stati incrementati del 20%.

Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo ai camini autorizzati, i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- SO₂ 20 %
- NO_x 20 %
- Polveri 30 %
- CO 10%

A differenza della verifica di conformità a limiti espressi in concentrazione, il calcolo delle emissioni in massa, per sua natura, deve sommare tutti i contributi emissivi, inclusi quelli non dovuti a funzionamento di regime.

Quest'ultimo criterio generale non è applicabile solo nei casi in cui l'AIA, espressamente, stabilisca che il criterio di conformità ai limiti stabiliti in massa comporta la contabilizzazione dei soli contributi dovuti al funzionamento a regime.

Il manuale di gestione del sistema di misura o calcolo e la valutazione dell'incertezza estesa determinata alle normali condizioni operative (intendendo per normali le condizioni operative che corrispondono al raggiungimento dei parametri operativi prestabiliti e che vengono rispettati e mantenuti ragionevolmente costanti nel tempo) devono essere trasmessi in allegato al primo report annuale utile.

12.4 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 Violazioni delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale

In caso di violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale il Gestore provvede ad effettuare immediatamente la comunicazione della violazione, adottando nel contempo le misure necessarie a ripristinare nel più breve tempo possibile la conformità.

La comunicazione deve essere inviata, immediatamente e comunque entro otto ore, per mezzo PEC, all'Autorità Competente, ai Comuni interessati, nonché all'ISPRA e all'ARPA territorialmente competente.

Inoltre deve essere predisposta una registrazione su file, con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nel rispetto della prescrizione. Le registrazioni devono essere conservate presso l'impianto e messe a disposizione dell'Autorità di Controllo.

All'interno del Report annuale il Gestore deve riportare un riassunto delle eventuali violazioni rilevate e trasmesse all'Autorità Competente assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna violazione.



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 all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo, Comune ed ARPA territoriale gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che hanno 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. La suddetta comunicazione deve avvenire non oltre 8 ore dal verificarsi dell'evento di fermata. Il Gestore deve redigere un manuale di manutenzione comprendente le procedure di manutenzione adottate nell'ambito del programma di manutenzione ordinaria e registro a disposizione per verifiche da parte dell'Autorità di controllo.
2. In caso di arresto impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, il Gestore, almeno 7 giorni prima del suddetto intervento, dovrà darne comunicazione all'Autorità competente e all'Autorità di controllo, al Comune e ad ARPA territoriale. Qualora gli interventi devono essere effettuati con urgenza il Gestore dovrà darne comunicazione prima dell'inizio degli stessi all'Autorità competente, all'Autorità di controllo, al Comune e ad ARPA territoriale.
3. Come richiesto dalla prescrizione 73) del PIC, il Gestore deve riportare su dedicato registro, da mantenere a disposizione per verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Autorità di Controllo, Comune e ARPA territoriale, tutti gli eventi incidentali con potenziale effetto sull'ambiente occorsi in impianto.
4. In caso di eventi incidentali di particolare rilievo, quindi tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore deve informarne immediatamente per iscritto (non oltre 1 ora dal verificarsi dell'evento), l'Autorità Competente, ISPRA, ARPA territoriale, Regione, Provincia e Comune. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore deve adottare immediatamente misure per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti. La comunicazione di cui sopra dovrà contenere:

- la descrizione dell'incidente o degli eventi imprevisti,
- le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
- la durata,
- le matrici ambientali coinvolte.

Entro le successive 8 ore il Gestore deve inviare un'ulteriore comunicazione che contenga i seguenti elementi:

- la descrizione dettagliata dell'incidente o evento imprevisto,
- elenco di tutte le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
- la durata,
- le matrici ambientali coinvolte,
- i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente,

- 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 ripeta.

I criteri minimi secondo i quali il Gestore dovrà comunicare i suddetti incidenti o eventi imprevisti, che incidano significativamente sull'ambiente, sono principalmente quelli che danno luogo a rilasci incontrollati di sostanze inquinanti ai sensi dell'allegato X alla parte seconda del D.lgs 152/06 e smi, a seguito di:

- a) Superamenti dei limiti per le matrici ambientali;
 - b) malfunzionamenti dei presidi ambientali (ad esempio degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e/o impianti di depurazione, ecc.)
 - c) danneggiamenti o rotture di apparecchiature/attrezzature (serbatoi, tubazioni, ecc.) e degli impianti produttivi;
 - d) incendio;
 - e) esplosione;
 - f) gestione non adeguata degli impianti di produzione e dei presidi ambientali, da parte del personale preposto e che comportano un rilascio incontrollato di sostanze inquinanti;
 - g) interruzioni elettriche nel caso di impossibilità a gestire il processo produttivo con sistemi alternativi (es. gruppi elettrogeni) o in generale interruzioni della fornitura di utilities (es. vapore, acqua di raffreddamento, ecc.);
 - h) rilascio non programmato e non controllato di qualsiasi sostanza pericolosa (infiammabile e/o tossica) da un contenimento primario. Il contenimento primario può essere, ad esempio, un serbatoio, recipiente, tubo, autobotte, ferrocisterna, apparecchiatura destinata a contenere la sostanza o usata per il trasferimento della stessa;
 - i) eventi naturali.
5. 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.
6. 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 annuale.

12.8 Obbligo di comunicazione annuale (Reporting)

Entro il **30 Aprile di ogni anno**, il Gestore è tenuto alla trasmissione al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale CreSS, ad ISPRA, alla Regione Emilia

Romagna, alla Provincia di Ravenna, al Comune di Ravenna e ad ARPA Emilia Romagna, di un **Rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente.**

I contenuti del Rapporto annuale devono essere forniti in forma tabellare (in formato excel) accompagnati da una relazione di dettaglio che descriva i vari aspetti.

Ogni tabella deve essere relativa ai singoli aspetti secondo i punti dell'elenco successivo (contenuti minimo del rapporto, punti 1 – 3 - 4 – 5 – 7 – 11 dell'elenco) e deve essere organizzata secondo il format seguente:

Tabella 32 – Format sintesi rapporto annuale

COLONNA 1	COLONNA 2	COLONNA 3		COLONNA 4	COLONNA 5..n			ULTIMA COLONNA
Codice_ impianto	Denominazione _ installazione	Lat_ N	Long_ E	Singoli item	Informazione richiesta dal PMC per singolo item			Indicatore di prestazione correlato

Ogni intestazione non deve contenere spazi o simboli fra le parole. Al posto degli spazi va inserito il simbolo “underscore”.

Il formato delle celle deve essere “numero” per i numeri e “testo” per i testi.

Ogni singolo foglio del file excel dovrà riportare il contenuto di riferimento (es. informazioni generali, produzione, consumi idrici, consumi di combustibili, emissioni in atmosfera, ecc.) e dovrà essere rinominato di conseguenza.

Pertanto, ogni singolo foglio di lavoro dovrà riportare una tabella così costruita:

- Nella COLONNA 1: il codice identificativo assegnato dal MATTM per l'installazione IPPC in oggetto, riportandolo per ogni riga della tabella⁷;
- Nella COLONNA 2: la denominazione dell'installazione IPPC, riportandola per ogni riga della tabella⁸;
- Nella COLONNA 3: le coordinate geografiche baricentriche dell'installazione IPPC, riportandole per ogni riga della tabella⁹;

⁷ 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.

⁸ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto e un'unica denominazione installazione ed un'unica coppia di coordinate geografiche.

- d) Nella COLONNA 4: 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 COLONNA 5 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 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 ogni unità produttiva;
- ◆ 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 annuale, per ciascuna unità;
 - Consumo totale netto su base temporale mensile di combustibile¹⁰ per ciascuna unità di combustione;
 - Produzione di energia elettrica e termica nell'anno.
- ◆ Tabella riassuntiva dei dati di impianto nell'attuale assetto autorizzato (a seguito della prima AIA e successivi Riesami/modifiche/adempimenti).

Tabella 33 - Riassuntiva dei dati di impianto (dati alla Massima Capacità Produttiva)

⁹ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto e un'unica denominazione installazione ed un'unica coppia di coordinate geografiche.

¹⁰ 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.

<i>Società</i>		
<i>Capacità produttiva autorizzata</i>	Prodotto	Quantità (t/a)
EMISSIONI IN ATMOSFERA		
<i>Camini autorizzati (sigla – fase di provenienza)</i>		
<i>Emissioni autorizzate come non significative (sigla – fase di provenienza)</i>		
<i>Valori limite AIA per ogni camino (specificare rif. O₂)</i>	Inquinante	Valore limite di emissione (mg/Nm³ – media temporale) – (t/a)
<i>Numero SME – parametri per ogni SME</i>		
<i>Numero/Sigla Torce di emergenza</i>		
<i>Applicazione programma LDAR</i>		
<i>Applicazione metodo di stima emissioni diffuse</i>		
EMISSIONI IN ACQUA		
<i>Scarichi idrici finali/parziali autorizzati (sigla – fase di provenienza – corpo idrico recettore)</i>		
<i>Valori limite AIA per ogni scarico idrico (finale/parziale)</i>	Inquinante	Valore limite di emissione (mg/l – media temporale)
<i>Impianto di trattamento interno</i>		
<i>Invio a impianto di trattamento esterno (specificare denominazione e estremi dell'autorizzazione all'esercizio in possesso dell'impianto esterno)</i>		
CONSUMI		
Item	Tipologia	Quantità
<i>Materie prime (t/anno)</i>		
<i>Consumi idrici (m³/anno)</i>		
<i>Consumi energia (MWh)</i>	Energia elettrica	
	Energia termica	
<i>Consumo Combustibili (Sm³)</i>		
PRODUZIONE ENERGIA		
Item	Tipologia	Quantità
<i>Produzione di energia (MWh)</i>	Energia elettrica	
	Energia termica	
<i>% energia prodotta da combustibili solidi (MWh/MWh TOTALI)</i>		
<i>% energia prodotta da combustibili</i>		

<i>liquidi (MWh/MWh TOTALI)</i>				
<i>% energia prodotta da combustibili gassosi (MWh/MWh TOTALI)</i>				
PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI				
Modalità di gestione	Tipologia	Quantità	% smaltimento/recupero	
<i>Deposito temporaneo (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
<i>Deposito preliminare (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
SERBATOI				
<i>Serbatoi contenenti idrocarburi</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
<i>Serbatoi contenenti sostanze liquide pericolose</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE				
<i>Ubicazione in perimetrazione SIN</i>				
<i>Sito sottoposto a procedura di bonifica</i>				

2. Dichiarazione di conformità all'Autorizzazione integrata ambientale:

- ◆ il Gestore 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 di riferimento;
- ◆ 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 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:

Tabella 34 - Emissioni in atmosfera per punti di emissione

Mese	Concentrazioni misurate in emissione				
	Parametro	Misure in continuo (indicare % O ₂ rif.)		Misure non in continuo (indicare % O ₂ rif.)	
Valore medio mensile (mg/Nm ³)		Valore limite AIA (mg/Nm ³)	Valori misurati (indicare frequenza e date dei prelievi effettuati)		Valore limite AIA ove prescritto (mg/Nm ³)
			Frequenza/ Date dei prelievi effettuati	Valore misurato (mg/Nm ³)	

- ◆ quantità emessa nell'anno di inquinante (espresso come tonnellate/anno) ai camini autorizzati;
- ◆ quantità specifica di inquinante emessa ai camini autorizzati (espresso come kg/quantità di prodotto principale dell'unità di riferimento del camino);
- ◆ concentrazione media annuale, valore minimo, valore massimo ed 95° percentile e in mg/Nm³ di tutte le sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria;
- ◆ controlli da eseguire presso i sistemi di trattamento dei fumi;
- ◆ risultati del programma LDAR come previsto dal presente PMC che riporti anche:
 - risultati del monitoraggio delle emissioni fuggitive (espresso in t/a o kg/a e m³/a) compreso il confronto con gli anni precedenti.
 - il piano di riduzione delle emissioni fuggitive che s'intende trarre 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:

Tabella 35 – Emissioni idriche mediate e periodiche

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA													
Scarico:													
Mese	Parametro / VLE (mg/l)	Parametro / VLE (mg/l)											
		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												

Tabella 36 – Concentrazioni emissioni idriche

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.
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo secondo il seguente schema:

Tabella 37 – Risultati analisi controllo rifiuti

	CER	Tipologia rifiuto	Quantità annua prodotta (kg)	Avviati a recupero		Avviati a smaltimento		% a recupero	% a smaltimento
				Quantità (kg)	Operazione R	Quantità (kg)	Operazione D		
Processo 1									
Processo 2									
.....									
Processo n									
Totale rifiuti di processo									
Altri rifiuti (non di processo)									
Totale rifiuti (non di processo)									
Totale complessivo rifiuti, di cui:									
Non pericolosi									

Pericolosi									
------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

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 38 - 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. 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.

Tabella 39 - Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Consumi di energia non autoprodotta	Energia termica	MWh/q.tà di prodotto		
	Energia elettrica	MWhe/q.tà di prodotto		
Consumi di combustibile	Consumo di combustibile solido/liquido/gassoso (da differenziare per ogni combustibile utilizzato)	t/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

11. Aspetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- ◆ Tabelle di riepilogo delle risultanze delle attività di controllo e manutenzione, in foglio excel editabile

Tabella 40 - 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 41 - Interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria sui macchinari

Attività/Fase di lavorazione/Apparecchiatura	Tipologia di intervento manutentivo (ordinaria/straordinaria)	Motivazione e 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

12. Ulteriori informazioni:

- ◆ risultati dei controlli previsti dal PMC ed effettuati sulle matrici suolo, sottosuolo e acque sotterranee.
- ◆ risultati dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto dal presente PMC;
- ◆ risultati dei controlli effettuati sui serbatoi: risultati delle attività di ispezione e controllo eseguite sui serbatoi di materie prime e combustibili, come previsto dal presente PMC.

13. Informazioni PRTR

In applicazione al DPR n. 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 n. 157/2011);
 - b. motivo di esclusione dalla dichiarazione¹¹;
- ◆ nel caso il Gestore abbia effettuato la dichiarazione PRTR:
 - a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR n. 157/2011);
 - b. esplicitazione dei calcoli effettuati per l'inserimento dei dati¹² contenuti nella dichiarazione trasmessa ad ISPRA entro il 30 aprile.

14. Eventuali problemi di gestione del piano:

- ◆ indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il Rapporto Annuale può essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto e in particolare dovrà essere integrato da una relazione contenente:

- indicazioni sull'area servita dalla centrale di cogenerazione e teleriscaldamento, con particolare riferimento alla volumetria degli edifici riscaldati, al calore fornito, per usi industriali, telecondizionamento o altri scopi ed eventuali prospettive di ampliamento;
- diagrammi di carico termico sotto forma di grafico o di tabella dei singoli componenti la centrale, relativi all'anno analizzato;

⁽¹¹⁾ 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.

⁽¹²⁾ 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.

- una quantificazione dell'energia primaria impiegata, dell'energia elettrica prodotta e del calore effettivamente utilizzato;
- l'indicazione del numero e della durata delle operazioni di accensione e spegnimento della linea turbogas nonché delle relative emissioni massiche di NOx prodotte.

12.9 Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto. In alternativa a quest'ultima indicazione, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA. Ciò vuol dire, ad esempio, che in caso di AIA di durata 10 anni, i dati acquisiti il primo giorno di validità dell'AIA devono essere conservati per almeno 10 anni ma non possono essere eliminati dopo l'ottavo anno se non è subentrato il rinnovo. Dopo il rinnovo possono essere eliminati unicamente tutti i dati anteriori a 10 anni.

Tutti i dati registrati devono essere univocamente riferiti alla data e orario della loro acquisizione. Tutti i dati registrati devono inoltre essere univocamente correlati ai parametri operativi caratterizzanti il processo, quali ad esempio l'alimentazione del combustibile e la potenza termica (o elettrica, se applicabile) generata, nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'Autorità di controllo, anche tramite creazione di *file* esportabili, e devono essere memorizzati secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile).

Le modalità suddette devono essere riportate ed illustrate, nella loro attuazione, nel manuale di gestione dello SME. Esse potrebbero comportare la necessità di intervenire sui sistemi esistenti. In tal caso, la procedura di attuazione deve essere intesa come segue:

- 1) il Gestore dovrà, entro due mesi dalla data di rilascio dell'AIA, mettere in atto una procedura provvisoria, anche manuale, che consenta di conservare i valori elementari oggi prodotti dai sistemi esistenti, con le modalità di acquisizione e memorizzazione correnti, per mezzo di "registrazione" su memorie di massa esterne che dovranno essere conservate nel rispetto dei tempi stabiliti,
- 2) il Gestore potrà utilizzare un tempo massimo di 12 mesi dalla data di rilascio dell'AIA, per garantire che il sistema SME operi secondo le modalità sopra stabilite.



12.10 Gestione e presentazione dei dati

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.

13. 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	Giornaliera	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumi					
Materie prime	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliera	Annuale			
	Ad accensione per gasolio				
Consumi idrici	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliera	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continua Trimestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni fuggitive	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di trattamento fumi	Secondo il Manuale di Manutenzione	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Scarichi	Mensile Trimestrale Semestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Annuale (e a seguito di evento incidentale)	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale (e a seguito di modifiche impiantistiche)	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Annuale (e ad ogni modifica del ciclo produttivo o delle sostanze utilizzate)	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo					
Verifiche periodiche	Secondo il Manuale di Manutenzione	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Integrità dei serbatoi e bacini di contenimento.					
Verifiche periodiche	Mensile Quinquennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Serbatoi e linee di distribuzione gas naturale e gasolio					
Verifiche periodiche	Mensile Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari					
Verifiche periodiche	Secondo il Manuale di Manutenzione	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