



Il Ministro della Transizione Ecologica

Riesame complessivo del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-DEC-2011-0000300 del 7 giugno 2011 di autorizzazione integrata ambientale (AIA) per l'esercizio della centrale termoelettrica della Società Sorgenia Power S.p.A., situata nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertanico (LO) – Procedimento ID 165/10217.

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

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

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

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

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

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

VISTA la decisione di esecuzione della Commissione europea (UE) 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-legge 1 marzo 2021, n. 22, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55;

VISTO il decreto n. DVA-DEC-2011-0000300 del 7 giugno 2011 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di rinnovo dell'autorizzazione integrata

ambientale (nel seguito AIA) rilasciata a Sorgenia Power S.p.A. (nel seguito, il Gestore) per l'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertinico (LO);

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

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

VISTA la nota del 23 aprile 2019, protocollo n. LOD/PA/EDN/2019/0018, acquisita il 2 maggio 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/11043, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione per il riesame complessivo dell'AIA;

VISTA la nota del 28 maggio 2019, protocollo n. DVA/13551, con la quale la Direzione generale ha comunicato l'avvio del procedimento finalizzato al riesame complessivo dell'AIA, identificandolo con codice ID 165/10217;

VISTA la nota del 30 luglio 2021, protocollo n. CIPPC/1608, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/83997, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio (nel seguito anche PIC);

VISTA la nota del 5 agosto 2021, protocollo n. 42365, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/86447, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (nel seguito, ISPRA) ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo (nel seguito anche PMC);

VISTA la nota del 24 agosto 2021, protocollo n. MATTM/90948, 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 Sorgenia Power S.p.A., situata nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertinico (LO);

VISTA la nota del 31 agosto 2021, protocollo n. 12803, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/92362 e inoltrata ai partecipanti alla Conferenza di Servizi con nota del 6 settembre 2021 protocollo n. MATTM/94687, con la quale il Ministero dell'Interno – Dipartimento dei vigili del fuoco, del soccorso pubblico e della difesa civile ha trasmesso il parere;

VISTA la nota del 7 settembre 2021, protocollo n. LOD/PA/EDN/2021/0027, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/95149, con la quale il Gestore ha trasmesso le osservazioni al PIC del 30 luglio 2021 e al PMC del 5 agosto 2021;

VISTA la nota dell'8 settembre 2021, protocollo n. MATTM/95407, con la quale la Direzione generale ha trasmesso a tutti i partecipanti alla Conferenza di servizi le osservazioni del Gestore del 7 settembre 2021, chiedendo alla Commissione istruttoria AIA-IPPC e all'ISPRA di aggiornare, se del caso, il PIC e il PMC;

VISTA la nota del 28 settembre 2021, protocollo n. CIPPC/1920, acquisita in pari data al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/103960, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il PIC aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota dell'1 ottobre 2021, protocollo n. 51825, acquisita il 4 ottobre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/105926, con la quale l'ISPRA ha trasmesso la proposta di PMC aggiornato in riferimento al PIC del 28 settembre 2021 e alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 20 ottobre 2021, protocollo n. 47569, acquisita il 21 ottobre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/113816 e trasmessa ai partecipanti alla Conferenza di servizi con nota del 21 ottobre 2021 protocollo n. MATTM/114279, con la quale il Ministero della salute ha trasmesso il parere con condizioni;

VISTA la nota del 21 ottobre 2021, protocollo n. 100591, acquisita il 22 ottobre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/114557 e trasmessa ai partecipanti alla Conferenza di servizi con nota del 25 ottobre 2021 protocollo n. MATTM/114998, con la quale la Regione Lombardia ha trasmesso il parere;

VISTA la nota del 22 ottobre 2021, protocollo n. 33142, acquisita il 25 ottobre 2021 al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/115187 e trasmessa ai partecipanti alla Conferenza di servizi con nota del 25 ottobre 2021 protocollo n. MATTM/115423, con la quale la Provincia di Lodi ha trasmesso il parere;

VISTO il resoconto degli esiti della Conferenza di Servizi asincrona, trasmesso con nota del 27 ottobre 2021, protocollo n. MATTM/116463, da cui emerge che è stato espresso all'unanimità parere favorevole al riesame complessivo dell'AIA per la centrale termoelettrica di Sorgenia Power S.p.A. ubicata nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertinico (LO), alle condizioni di cui al parere istruttorio conclusivo reso con nota del 28 settembre 2021 protocollo n. CIPPC/1920 e alla relativa proposta di piano di monitoraggio e controllo, resa con nota del 1° ottobre 2021 protocollo n. 51825, nonché alle condizioni espresse dal Ministero della Salute da riformulare nel provvedimento finale, in coerenza con quanto disposto dalla norma;

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

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

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

RILEVATO che non sono pervenute osservazioni del pubblico;

VISTA la nota del 28 ottobre 2021, protocollo interno n. MATTM.int./117539, 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. Sorgenia Power S.p.A. identificata dal codice fiscale 03925650966, con sede legale in via Algardi, 4 - 20148 Milano (MI), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertinico (LO) alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 28 settembre 2021 protocollo n. CIPPC/1920, e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso dall'ISPRA con nota dell'1 ottobre 2021 protocollo n. 51825, inerenti al riesame complessivo dell'AIA rilasciata con decreto DVA-DEC-2011-0000300 del 7 giugno 2011, avviato con decreto direttoriale 22 novembre 2018, n. 430.
2. Per tutte le prescrizioni del parere istruttorio che prevedono un termine per l'attuazione anteriore alla data di pubblicazione del presente decreto, il suddetto termine è da intendersi sostituito dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5.
3. Sulla base di quanto richiesto dal Ministero della salute nel parere reso con nota del 20 ottobre 2021, protocollo n. 47569:
 - a) La prescrizione n. 25 di cui al Paragrafo 8.8 "Controllo delle acque sotterranee", di pagina 133 del parere istruttorio, è sostituita dalla seguente: *"Il Gestore dovrà monitorare la possibile dispersione di inquinanti nella falda sotterranea nelle aree di pertinenza della centrale. Qualora si evidenziassero superamenti dei limiti di cui alla Tabella 2 dell'Allegato 5 Titolo V Parte IV D.Lgs. 152/2006 per il set analitico definito nel PMC il Gestore dovrà comunicarli all'Autorità Competente e ad ISPRA e provvedere all'ottemperanza degli obblighi di cui all'art. 242 D.lgs. 152/2006."*
 - b) La prescrizione n. 41 di cui al Paragrafo 8.11 "Rifiuti", a pagina 135 del parere istruttorio, è sostituita dalla seguente: *"Ai sensi dell'art. 179 D.Lgs. 152/2006, la gestione dei rifiuti deve avvenire nel rispetto della seguente gerarchia: a) prevenzione; b) preparazione per il riutilizzo; c) riciclaggio; d) recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia; e) smaltimento."*
4. Il parere istruttorio conclusivo di cui al comma 1, come modificato dai commi 2 e 3, e il piano di monitoraggio e controllo di cui al medesimo comma 1, costituiscono parti integranti del presente decreto.

Articolo 2

(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)

1. L'esercizio dell'installazione deve avvenire in conformità alle prescrizioni e ai valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio nonché nel rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non compresi nell'autorizzazione.
3. Ove le disposizioni del presente decreto non riportino espressamente valori limite di emissione per talune sostanze o per taluni punti di emissione, resta ferma l'applicabilità delle

Parti Terza e Quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, in caso di superamento dei valori limite di emissione puntuali in aria e in acqua indicati negli allegati al suddetto decreto.

4. Come riportato alla prescrizione n. 63 di pagina 139 del paragrafo 10 “Dismissione e ripristino dei luoghi” del parere istruttorio, entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 8, comma 5, il Gestore trasmette al Ministero della transizione ecologica e all’ISPRA quanto già realizzato in merito a eventuali piani di dismissione e messa in sicurezza già presentati e un aggiornamento del piano di dismissione e di bonifica del sito omnicomprensivo dei tempi di realizzazione. Il progetto è comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto è compreso altresì un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal decreto legislativo n. 152 del 2006.

5. Come riportato alla prescrizione n. 64 di pag. 139 del paragrafo 10 “Dismissione e ripristino dei luoghi” del parere istruttorio, in relazione ad ulteriori eventuali interventi di dismissione totale o parziale dell’impianto, il Gestore, un anno prima dell’avvio degli interventi, presenta al Ministero della transizione ecologica e all’ISPRA il piano di attuazione. Il progetto è comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto è compreso altresì un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli, sottosuoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal decreto legislativo n. 152 del 2006.

6. All’atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 4 e 5, il Gestore allega l’originale della relativa quietanza di versamento della tariffa prevista dal decreto 6 marzo 2017 n. 58.

Articolo 3

(Altre prescrizioni)

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

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

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

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

Articolo 4

(Monitoraggio, vigilanza e controllo)

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

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

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

Articolo 5

(Durata e aggiornamento dell'autorizzazione)

1. La presente autorizzazione ha la durata di sedici anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5.
2. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la domanda di riesame con valenza di rinnovo della presente autorizzazione è presentata al Ministero della transizione ecologica entro la scadenza di cui al comma 1.
3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. In caso di richiesta di riesame da parte del Ministero della transizione ecologica, il Gestore presenta, entro i tempi e le modalità ivi stabiliti, la documentazione necessaria.
4. Il Gestore comunica al Ministero della transizione ecologica ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Le modifiche includono anche la variazione di utilizzo di materie prime e delle modalità di gestione e di controllo.

Articolo 6

(Tariffe)

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

Articolo 7

(Autorizzazioni sostituite)

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-quater, comma 11, del decreto legislativo n. 152 del 2006, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla Parte seconda del medesimo decreto legislativo.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.

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

Articolo 8
(Disposizioni finali)

1. Entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, il Gestore effettua la comunicazione di cui all'art. 29-decies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, 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 a Sorgenia Power S.p.A. e notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Emilia Romagna, alla Provincia di Piacenza, al Comune di Turano Lodigiano (LO), al Comune di Bertonico (LO), alla Direzione Generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari del Ministero della transizione ecologica e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della salute che potrà chiederne il riesame nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.

5. Ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 13 e dell'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, copia del presente decreto, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni ivi richiesti, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la competente Direzione Generale del Ministero della transizione ecologica, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero. Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

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

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


Roberto Cingolani



Ministero della Transizione Ecologica

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE

INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

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

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

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame complessivo dell'AIA rilasciata alla SORGENIA POWER S.p.A. per la Centrale termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertinico (LO) – Procedimento ID 165/10217.

Si fa seguito a quanto richiesto con nota MATTM – 95407 del 08/09/2021 per trasmettere, ai sensi del D.M. 335/2017 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativo al funzionamento della Commissione, l'aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo alla luce delle osservazioni presentate dal Gestore.

Il Presidente f.f.
Prof. Armando Brath

ALL. PIC



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)

ID 165/10217

RIESAME

SORGENIA POWER SpA
CENTRALE TERMOELETTRICA
TURANO LODIGIANO E BERTONICO

COMMISSIONE AIA – IPPC	DOTT. MAURO ROTATORI (REFERENTE)
	ING. MARCO ANTONIO DI GIOVANNI
	ING. GIOVANNI ANSELMO
REGIONE LOMBARDIA	ARCH. ANNA MARIA RIBAUDO
PROVINCIA DI LODI	ARCH. GIUSEPPINA ALCESI
COMUNE DI TURANO LODIGIANO	DOTT. EMILIANO LOTTAROLI
COMUNE DI BERTONICO	DOTT. RENATO CALDARELLI



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

INDICE

1	DEFINIZIONI.....	4
2	INTRODUZIONE.....	8
2.1	ATTI PRESUPPOSTI.....	8
2.2	ATTI NORMATIVI.....	9
2.3	ATTI E ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	13
3	DATI DELL'IMPIANTO	14
4	INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA	15
5	VINCOLI TERRITORIALI, URBANISTICI E AMBIENTALI.....	15
5.1	VINCOLI PAESAGGISTICI AI SENSI DEL D. LGS. 42/2004 E S.M.I.	16
5.2	PGT DEI COMUNI DI BERTONICO E TURANO LODIGIANO (LO)	18
5.3	ARIA.....	21
5.4	ACQUA	27
5.4.1	<i>Quadro territoriale di riferimento.....</i>	<i>27</i>
5.4.2	<i>Stato della qualità delle acque superficiali.....</i>	<i>28</i>
5.5	ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO	29
5.6	RUMORE E VIBRAZIONI.....	31
6	ASSETTO IMPIANTISTICO	38
6.1	CICLO PRODUTTIVO.....	38
6.2	FASI DEL PROCESSO.....	41
6.2.1	<i>Riduzione e contabilizzazione gas (Fase A).....</i>	<i>42</i>
6.2.2	<i>Scarico Fumi (Fase B1).....</i>	<i>42</i>
6.2.3	<i>Recupero termico (Fase C).....</i>	<i>42</i>
6.2.4	<i>Ciclo Termico turbina a vapore (Fase D).....</i>	<i>43</i>
6.2.5	<i>Sistema di Raffreddamento (Fase E).....</i>	<i>43</i>
6.2.6	<i>Impianto di prelievo, condizionamento, trattamento delle acque e produzione di acqua demineralizzata (Fasi G, H, L).....</i>	<i>44</i>
6.3	BILANCIO ENERGETICO - PRODUZIONE E CONSUMO DI ENERGIA.....	45
6.4	CONSUMO DI COMBUSTIBILI.....	49
6.5	CONSUMO DI RISORSE IDRICHE.....	50
6.6	CONSUMO DI MATRICE PRIME	51
6.7	AREE DI STOCCAGGIO MATERIE PRIME.....	60
6.8	EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	68
6.8.1	<i>Emissioni convogliate.....</i>	<i>68</i>
6.8.2	<i>Emissioni non convogliate</i>	<i>75</i>
6.9	SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA.....	79
6.10	RIFIUTI.....	85
6.10.1	<i>Deposito temporaneo dei rifiuti.....</i>	<i>92</i>
6.10.2	<i>Inquinamento acustico</i>	<i>95</i>
6.10.3	<i>Altre fonti di emissioni di inquinamento ambientale.....</i>	<i>96</i>
7	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT.....	96
7.1	DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442	96
7.2	DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2016/902	105
7.3	BREF LCP	106
7.4	BREF CVS.....	108



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

7.5	BREF ESB	109
7.6	RAGGIUNGIMENTO DEI BAT-AEL RIPORTATI DALLE CONCLUSIONI SULLE BAT	110
8	CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI.....	124
8.1	SISTEMA DI GESTIONE.....	124
8.2	CAPACITÀ PRODUTTIVA.....	125
8.3	APPROVVIGIONAMENTO, STOCCAGGIO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME	125
8.4	EFFICIENZA ENERGETICA	126
8.5	EMISSIONI CONVOGLIATE	126
8.6	EMISSIONI NON CONVOGLIATE	130
8.7	EMISSIONI IN ACQUA	130
8.8	CONTROLLO DELLE ACQUE SOTTERRANEE.....	133
8.9	SUOLO E SOTTOSUOLO.....	133
8.10	EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI	133
8.11	RIFIUTI.....	134
9	MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI	138
10	DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI.....	139
11	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E ATTI SOSTITUITI.....	139
12	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI.....	140
13	DURATA, RINNOVO E RIESAME.....	140



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero della Transizione Ecologica, 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> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Lombardia.
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 IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
Gestore	Sorgenia Power S.p.A-, installazione IPPC sita nei comuni di Turano Lodigiano e Bertónico (LO), indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i..
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda, D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso Gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs n. 46/2014).
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Relazione di riferimento	Informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano tali requisiti possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si tiene conto del DM n.95 del 15/04/2019 e delle linee guida emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. v-bis, del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. come introdotto dal D.Lgs. n.46/2014).
Sostanze Pericolose	Sostanze o miscele pericolose come definite all'articolo 2, punti 7 e 8 del regolamento (CE) n. 1272/2008, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2008, relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele, pericolose ai sensi dell'articolo 3 del medesimo regolamento.
Sostanze Pericolose Pertinenti	Sostanze Pericolose per le quali vi è l'effettiva possibilità di contaminazione del suolo o delle acque sotterranee connessa a uso, produzione o rilascio (o generazione di prodotto intermedio di degradazione) da parte dell'Installazione IPPC (come definite nell'Allegato 1, punto 3 del DM 272/2014)
Acque sotterranee	Tutte le acque che si trovano al di sotto della superficie del suolo, nella zona di saturazione e in diretto contatto con il suolo e il sottosuolo (acque sotterranee quali definite all'articolo 2, paragrafo 2, della direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque).
Suolo	Lo strato più superficiale della crosta terrestre situato tra il substrato roccioso e la superficie. Il suolo e' costituito da componenti minerali, materia organica, acqua, aria e organismi viventi.
Centri di pericolo	Zone in cui, sulla base della struttura dell'installazione, vi è una elevata probabilità di contaminazione del suolo o delle acque sotterranee, ad esempio per l'elevata quantità di sostanze pertinenti, o elevata probabilità di eventi accidentali, o emissioni fuggitive di sostanze pericolose pertinenti (parco serbatoi, aree stoccaggio rifiuti, aree attraversate da condotte interrato ecc.).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

Migliori tecniche disponibili (MTD)	<p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>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..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none">1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	<p>I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http://www.aia.minambiente.it, al fine della consultazione del pubblico.</p>
Valori Limite di Emissione (VLE)	<p>La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. (Art. 5, comma 1, lettera i-octies del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014).</p>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

2 INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Vista	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), rilasciata con D.M. n. 300 del 07/06/2011 (Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 148 del 28/06/2011) alla Sorgenia Power S.p.A. per la Centrale Termoelettrica sita nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertonico (LO);
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. 1118 del 12/06/2019, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Termoelettrica Sorgenia Power S.p.A., sita in Turano Lodigiano e Bertonico (LO), al Gruppo Istruttore così costituito: - Dott. Mauro Rotatori - Referente Gruppo Istruttore - Ing. Marco Antonio Di Giovanni – Componente - Ing. Giovanni Anselmo – Componente;
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 430 del 22/11/2018;
preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionale, provinciale e comunale: - Arch. Anna Maria Ribaudò – Regione Lombardia - Arch. Giuseppina Alcesi - Provincia di Lodi - Dott. Emiliano Lottaroli – Comune di Turano Lodigiano - Dott. Renato Caldarelli – Comune di Bertonico;
preso atto	che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC è stato designato, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, il seguente funzionario e collaboratore dell'ISPRA: - Dott. Bruno Panico; - Ing. Roberto Borghesi, coordinatore. Responsabile della Sezione Analisi Integrata dei Cicli Produttivi industriali



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

2.2 Atti normativi

visto	il DLgs n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O e s.m.i.,
visto	Il D.L. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27/03/2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED).
Vista	la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 “ <i>Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 Agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato F'</i> ”;
visto	il Decreto 19 Aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 Aprile 2006;
visto	L'articolo 5, comma 1, lettere 1) e I-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014) che riporta la definizione di modifica sostanziale dell'impianto;
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi: <ul style="list-style-type: none">- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;- non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;- deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della Parte IV del Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i.; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima Parte IV del Decreto citato;- 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 ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.
Visto	l'articolo 29- sexies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale “ <i>i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti.</i> ”
Visto	l'articolo 29- sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale “ <i>L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti</i>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	<p><i>prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione"</i></p>
Visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>"Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso"</i></p>
Visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>"L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><i>a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i><i>b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stesa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili. "</i>
visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>"I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni</i></p>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente. “

Visto

l'articolo 29- *sexies*, comma 9- *quinqüies*, lettera a) del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale “*Fatto salvo quanto disposto alla Parte Terza ed al Titolo V della Parte Quarta del presente decreto, l'autorità competente stabilisce condizioni di autorizzazione volte a garantire che il gestore:*

- a) quando l'attività comporta l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito dell'installazione, elabori e trasmetta per validazione all'autorità competente la relazione di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis), prima della messa in servizio della nuova installazione o prima dell'aggiornamento dell'autorizzazione rilasciata per l'installazione esistente;*
- b) al momento della cessazione definitiva delle attività, valuti lo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte di sostanze pericolose pertinenti usate, prodotte o rilasciate dall'installazione;*
- c) qualora dalla valutazione di cui alla lettera b) risulti che l'installazione ha provocato un inquinamento significativo del suolo o delle acque sotterranee con sostanze pericolose pertinenti, rispetto allo stato constatato nella relazione di riferimento di cui alla lettera a), adotti le misure necessarie per rimediare a tale inquinamento in modo da riportare il sito a tale stato, tenendo conto della fattibilità tecnica di dette misure;*
- d) fatta salva la lettera c), se, tenendo conto dello stato del sito indicato nell'istanza, al momento della cessazione definitiva delle attività la contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito comporta un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente in conseguenza delle attività autorizzate svolte dal gestore anteriormente al primo aggiornamento dell'autorizzazione per l'installazione esistente, esegua gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale o dell'uso futuro approvato, cessi di comportare detto rischio;*



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	<p>e) <i>se non e' tenuto ad elaborare la relazione di riferimento di cui alla lettera a), al momento della cessazione definitiva delle attività esegua gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale o dell'uso futuro approvato del medesimo non comporti un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente a causa della contaminazione del suolo o delle acque sotterranee in conseguenza delle attività autorizzate, tenendo conto dello stato del sito di ubicazione dell'installazione indicato nell'istanza.</i>"; “</p>
vista	la Comunicazione (2014/C 136/01) della Commissione europea recante, <i>Linee guida della Commissione europea sulle relazioni di riferimento di cui all'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali</i> ”;
visto	l'articolo 29-septies del D.Lgs n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.lgs. n. 46/2014), ai sensi del quale <i>“nel caso in cui uno strumento di programmazione o di pianificazione ambientale, quali ad esempio il piano di tutela delle acque, o la pianificazione in materia di emissioni in atmosfera, considerate tutte le sorgenti emissive coinvolte, riconosca la necessità di applicare ad impianti, localizzati in una determinata area, misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili, al fine di assicurare in tale area il rispetto delle norme di qualità ambientale, l'amministrazione ambientale competente, per installazioni di competenza statale, o la stessa autorità competente, per le altre installazioni, lo rappresenta in sede di conferenza di servizi di cui all'articolo 29-quater, comma 5”</i> con conseguente obbligo per l'autorità competente di prescrivere <i>“... nelle autorizzazioni integrate ambientali degli impianti nell'area interessata, tutte le misure supplementari particolari più rigorose di cui al comma 1 fatte salve le altre misure che possono essere adottate per rispettare le norme di qualità ambientale”</i> ;
vista	la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 <i>“Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato”</i> ;
vista	la Circolare Ministeriale U-prot. DVA 2011-0031592 del 19 dicembre 2011, <i>“Contenuti minimi alle istanze di modifica non sostanziale alle autorizzazioni integrate ambientali rilasciate – chiarimenti”</i> ;
viste	le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 2008/1/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, che hanno recepito anche le linee guida a livello comunitario, e precisamente: - il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 <i>“Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372”</i> , pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	- il Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008 “ <i>Emanazione di linee guida per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell’allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59</i> ”, pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;
visto	l’articolo 4, comma 5, del D.Lgs. 128 del 29.06.2010 il quale stabilisce che “ <i>le procedure di VAS, VIA e AIA avviate precedentemente all’entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell’avvio del procedimento</i> ”;
esaminati	i contenuti dei BREF e delle Linee guida di riferimento in materia;
esaminata	la decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, per i Grandi impianti di combustione.

2.3 Atti e attività istruttorie

Esaminata	l’istanza di riesame complessivo di AIA presentata dal Gestore con nota del 02/05/2019 e acquisita al prot. DVA-2019-0011043 del 02/05/2019;
esaminata	la nota di avvio del procedimento istruttorio da parte del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot DVA-2019-0013551 del 28/05/2019;
esaminata	l’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), rilasciata con D.M. n. 0000300 del 07/06/2011 (Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 148 del 28/06/2011) alla Sorgenia Power S.p.A. per la Centrale Termoelettrica sita nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertónico (LO);
esaminati	i contenuti dei BREF e delle Linee guida di riferimento;
vista	La Relazione Istruttoria di ISPRA prot 2019/56348 del 30/09/2019, acquisita al protocollo del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/24661 del 30/09/2019
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 il rilascio 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.
Esaminata	la documentazione integrativa richiesta dal gruppo istruttore, fornita dal gestore con nota prot. LOD/PA/EDN/2021/0009 del 9.03.2021, acquisita al protocollo del Ministero della transizione ecologica n. MATTM/25142 del 10.03.2021
vista	La email di convocazione della riunione del GI per il 15/07/2021 CIPPC/1423 del 07/07/2021
visto	Il verbale della riunione del GI del 15/07/2021 CIPPC/1484 del 15/07/2021
vista	La email inviata dalla segreteria della commissione il 15/07/2021 per la condivisione del PIC CIPPC1557 del 26/07/2021



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Esaminate	Le osservazioni del gestore prot. LOD/PA/EDN/2021/0027 del 07/09/2021 acquisite con prot MATTM 0095149 del 07/09/2021
vista	La email di convocazione della riunione del GI per il 24/09/2021 CIPPC/1827 del 15/09/2021
visto	Il verbale della riunione del GI del 24/09/2021 CIPPC/1891 del 24/09/2021

3 DATI DELL'IMPIANTO

Ragione sociale	Sorgenia Power S.p.A.
Sede legale	Via Alessandro Algardi, 4 - 20148 Milano
Sede operativa	Via Gulf Italiana snc 26827-Terranova dei Passerini (LO)
Tipo impianto	Esistente
Tipo di procedura	Riesame complessivo di AIA
Codice attività IPPC	Cod. 1.1: Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW.
Classificazione NACE	Cod.35.11: Produzione di energia elettrica;
Classificazione NOSE-P	Cod.101.01: Processi di combustione maggiori di 300 MW; Cod. 101.04: Turbine a gas.
Numero di addetti	19
Gestore impianto	Ing. Massimiliano Toro Telefono: <u>02 67194.1</u> e-mail: massimiliano.toro@sorgenia.it
Referente IPPC	Simone Gardinali Telefono: <u>02 67194.1</u> e-mail: simone.gardinali@sorgenia.it
Rappresentante legale	Ing. Alberto Vaccarella
Impianto a rischio di incidente rilevante	No
Sistema di gestione ambientale	Certificazione ISO 14001:2015 del 29/11/2018 con scadenza 16/12/2021. Registrazione EMAS del 29/11/2018 con scadenza 28/11/2021.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

4 INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA

Con istanza acquisita dal MATTM con il prot. DVA-2019-0011043 del 02/05/2019, Sorgenia Power S.p.A. ha richiesto il riesame complessivo del Decreto di AIA n. 300 del 07/06/2011, relativamente alla Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico (LO).

Con la nota prot. DVA-2019-0013551 del 28/05/2019 è stato avviato il procedimento istruttorio da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

L'area che ospita la Centrale Termoelettrica a Ciclo Combinato si estende al margine sud ovest del comune di Bertónico e al margine nord est del territorio comunale di Turano Lodigiano entrambi in provincia di Lodi. La Centrale sorge su una porzione di territorio pianeggiante all'estremità Sud Ovest dell'area industriale ex Sarni appartenente ai due comuni. L'area industriale è oggetto dell'*Accordo di Programma per la reindustrializzazione dell'ex raffineria Sarni*.

In riferimento al Catasto dell'Agenzia delle Entrate (Geoportale Cartografico Catastale, 2021), il sito occupa parte dei mappali dei fogli n. 19, 20, e 22 del comune di Bertónico e di Turano Lodigiano, di cui la superficie complessiva del terreno che ospita il complesso produttivo è di circa 14,5 ha.

In particolare, il sito risulta confinante con:

- a nord est l'area dismessa della raffineria di petrolio della Ex-Gulf Oil Corporation;
- a sud ovest terreni agricoli;
- a sud est il PLIS dello scolmatore Valguercia;
- a nord ovest terreni agricoli.

In prossimità della Centrale sono assenti agglomerati abitativi e ricettori sensibili; sono invece presenti diverse cascine ed edifici rurali.

L'accesso dell'impianto avviene tramite la SP192, bretella di collegamento fra la SS9 (via Emilia) e la SP26, su cui si innesta via E. Mattei collegata con Viale della Raffineria per mezzo di un ponte sullo scolmatore Valguercia.

La superficie dell'installazione è la seguente:

Superficie dell'installazione [m ²]			
Totale	Coperta	Scoperta pavimentata	Scoperta non pavimentata
77.794 m ²	19.831 m ²	31.235 m ²	26.728 m ²

5 VINCOLI TERRITORIALI, URBANISTICI E AMBIENTALI

Di seguito si riporta l'analisi dei vincoli urbanistico-territoriali previsti dalla pianificazione vigente relativi all'area di localizzazione del complesso produttivo di raggio 500 metri (Figura1).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

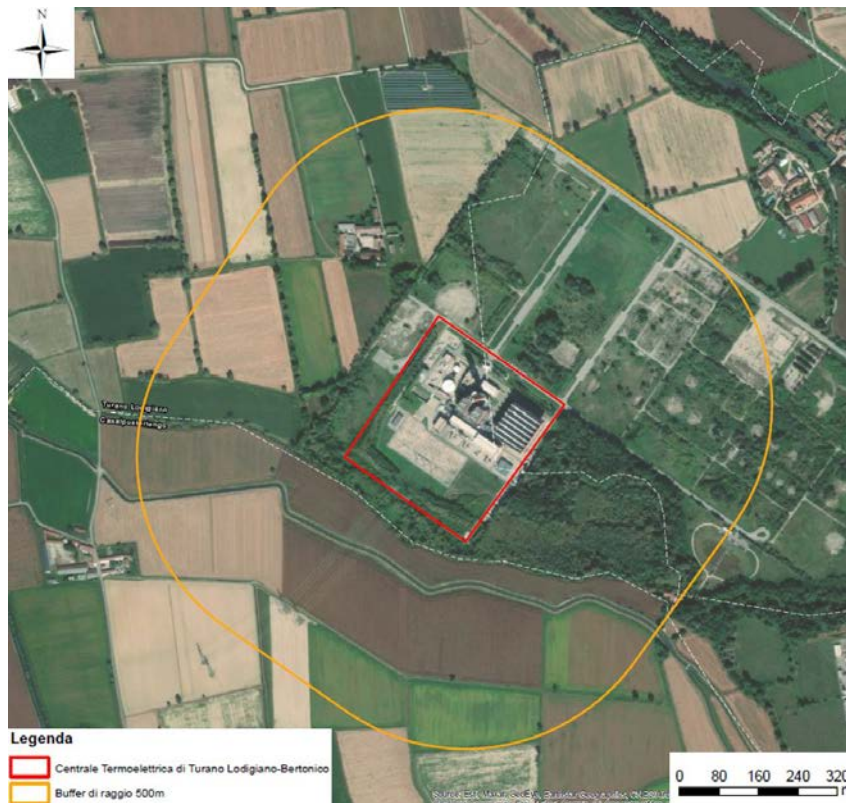


Figura 1. Localizzazione del complesso produttivo

Il quadro di tutela ambientale e paesaggistico è composto dalle indicazioni contenute nei PGT dei comuni di Bertonico, Turano Lodigiano e Casal Pusterlengo (per quanto riguarda il buffer di raggio 500 m), per le parti direttamente relazionate al sito in esame. I vincoli e le altre prescrizioni di carattere ambientale e paesaggistico sono coerenti ai contenuti espressi in maniera più generale dal PTCP della Provincia di Lodi, dal Piano Territoriale di Coordinamento del Parco Adda Sud e dal Piano Paesaggistico Regionale della Lombardia (PPR).

Dall'analisi dei Web GIS e delle cartografie indicate nel precedente paragrafo, emerge una sostanziale assenza di vincoli per l'area della Centrale Termoelettrica e per il buffer di 500 metri intorno alla stessa. Gli unici vincoli presenti, evidenziati nelle tavole allegate, riguardano i seguenti strumenti di pianificazione:

- Vincoli paesaggistici ai sensi del D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.;
- PGT del comune di Bertonico, Turano Lodigiano e Casal pusterlengo (LO).

5.1 Vincoli paesaggistici ai sensi del D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.

I vincoli paesaggistici sono disciplinati dal Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004, Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (il quale art. 2, innovando rispetto alle precedenti normative, ha ricompreso il paesaggio del "Patrimonio culturale" nazionale) e successive modificazioni ed integrazioni. Le disposizioni del Codice che regolamentano i vincoli paesaggistici sono l'Articolo 136 e l'Articolo 142.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

- L'Articolo 136 individua gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico da assoggettare a vincolo paesaggistico con apposito provvedimento amministrativo (lett. a) e b) “cose immobili”, “ville e giardini”, “parchi”, ecc., c.d. “bellezze individue”, nonché lett. c) e d) “complessi di cose immobili”, “bellezze panoramiche”, ecc., c.d. “bellezze d'insieme”).
- L'Articolo 142 individua le aree tutelate per legge ed aventi interesse paesaggistico di per sé, quali “territori costieri” marini e lacustri, “fiumi e corsi d'acqua”, “parchi e riserve naturali”, “territori coperti da boschi e foreste”, “rilievi alpini e appenninici”, ecc.

Secondo quanto riportato nella precedente relazione del 2010, si conferma la presenza dello “scolmatore Valguercia” all'interno del confine di sito (Figura 2 e Tavola 2). Tale corso d'acqua è classificato tra le acque pubbliche tutelate ai sensi dell'Art. 142 comma 1 lettera c) del D. Lgs. 42/2004.

Tuttavia, nonostante lo scolmatore Valguercia ricada all'interno dei confini della Centrale, gli edifici e le strutture della stessa sono ubicati a circa 90 m nord est dalla fascia di rispetto di 150 m di tale vincolo.

Inoltre, all'interno del buffer di 500 m dalla Centrale, è presente una fascia destinata al consolidamento idrogeologico, al rimboschimento e alla ricostruzione dell'ambiente naturale e del paesaggio, che si sviluppa lungo lo scolmatore Valguercia nel comune di Terranova dei Passerini e che prosegue diramandosi nei comuni di Turano Lodigiano e Bertonico.

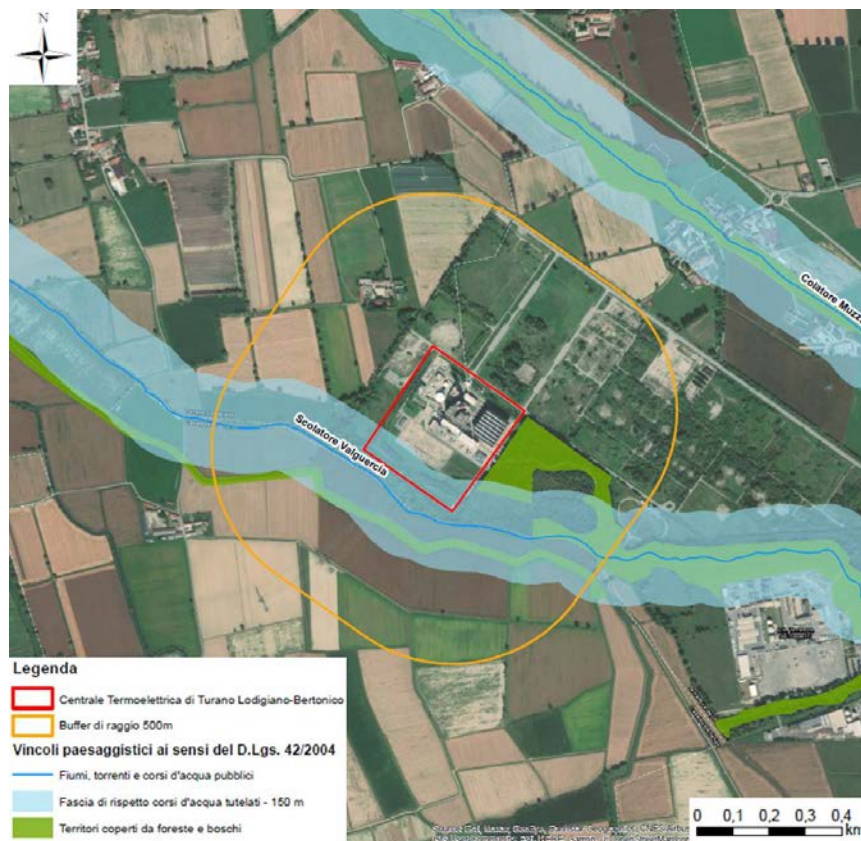


Figura 2. Individuazione dei vincoli paesaggistici ai sensi del D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

5.2 PGT dei Comuni di Bertonico e Turano Lodigiano (LO)

Poiché la Centrale Termoelettrica Sorgenia Power S.p.A. si estende nei territori comunali di Bertonico e Turano Lodigiano, sono analizzati di seguito i relativi Piani di Governo del Territorio (PGT). Poiché il buffer di raggio 500 m si sviluppa anche nel territorio comunale di Casal Pusterlengo è stato analizzato anche il PGT di quest'ultimo comune.

PGT – Comune di Bertonico (LO)

Il Piano di Governo del Territorio del Comune di Bertonico è stato approvato con Del. C.C. n. 42 del 22 dicembre 2014. Con Del. C.C. 12/2016 è stata approvata la rettifica dell'art. 17 delle Norme attuative del Piano delle Regole.

L'area di interesse rientra all'interno degli Ambiti Speciali (Articolo 28 delle Disposizioni specifiche del Piano delle Regole) classificata come "EN – Centrale di produzione energetica di livello sovralocale Sorgenia" (**Figura 3**), l'attività edificatoria in tale ambito è regolata da separata convenzione stipulata dai Comuni di Bertonico e Turano Lodigiano.

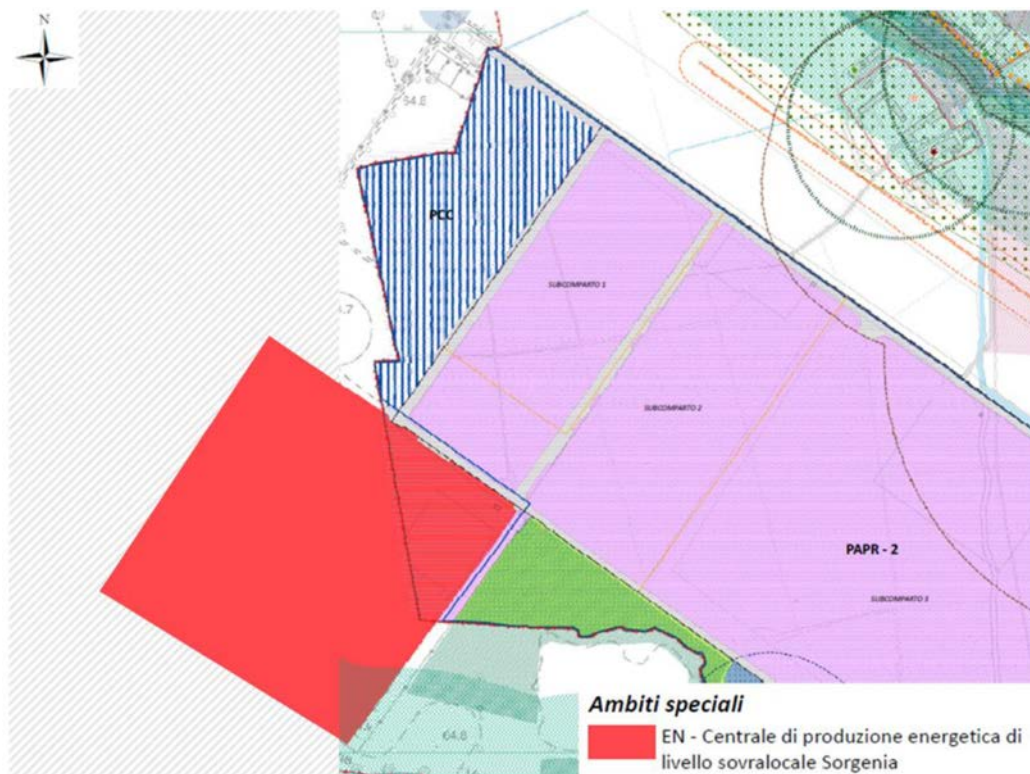


Figura 3. Estratto Tavola Pr05 – Area Ex Sarni Gulf e località Colombina; Piano delle Regole PGT – Comune di Bertonico (LO), scala 1:2.000

Secondo quanto riportato nella relazione del 2010 e nei precedenti paragrafi, si conferma la presenza dei seguenti vincoli all'interno del buffer di 500 m dalla Centrale:

- Beni culturali, ambientali, del paesaggio o Corsi d'acqua vincolati e relative sponde (D. Lgs. 42/04 Art. 142 comma 1 lettera c);
- Boschi.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

- Aree di non trasformazione urbanistica o Ambito di tutela e valorizzazione dello scolmatore Valguercia / elementi di secondo livello della rete Ecologica Regionale.
- Infrastrutture, impianti e distanze di rispetto o Depuratore e fascia di rispetto di 200 m dallo stesso.
- Aree a limitata fattibilità geologica o fattibilità geologica con modeste limitazioni (classe 2) e con consistenti limitazioni : area occupata dall'ex Raffineria Sarni Gulf limitazione per la quale qualsiasi modifica alla destinazione d'uso dovrà essere preceduta da opportune indagini geologiche (classe 3b).

Si riporta di seguito un estratto della "Tavola dp05 Carta dei Vincoli", scala 1:10.000, contenuta all'interno del Documento di Piano del PGT del comune di Bertonico (LO) (Figura 4).

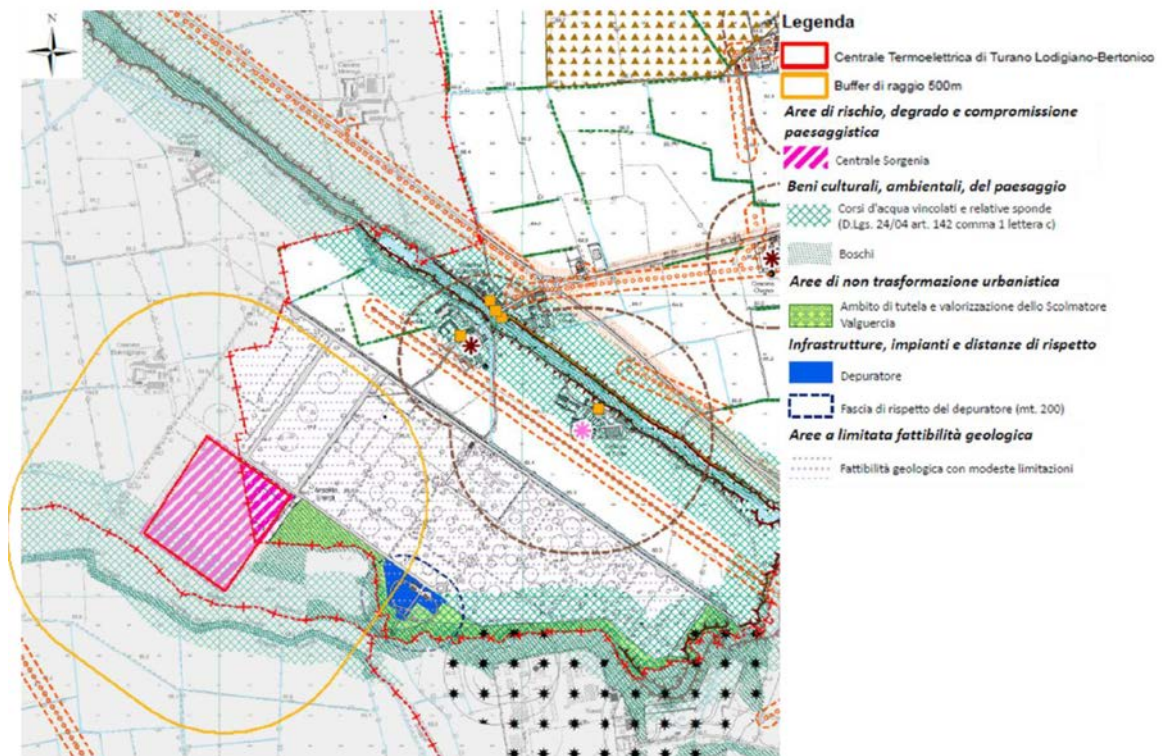


Figura 4. Estratto Tavola dp05 Carta dei Vincoli – del PGT del comune di Bertonico scala 1:10.000

PGT – Comune di Turano Lodigiano (LO)

Il Piano di Governo del Territorio del Comune di Turano Lodigiano è stato approvato con Del. C.C. n. 4 del 27 febbraio 2014.

All'interno del Piano delle Regole, l'Area di interesse è individuata come Tessuto produttivo di valenza sovralocale ex-Gulf, soggetto a Titolo Abitativo Convenzionato (T.A.C. 3B) (Figura 5).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico



Figura 5. Estratto Tavola Piano delle Regole PGT – Comune di Turano Lodigiano (LO), scala 1:6.000

Secondo quanto riportato nella relazione del 2010 e nei precedenti paragrafi, si conferma la presenza dei seguenti vincoli all'interno del buffer di 500 m dalla Centrale:

- Vincoli paesaggistici e culturali/ambito di tutela e valorizzazione e PLIS dello scolmatore Valguercia;
- Limite del vincolo paesaggistico ai sensi dell' Art. 142 comma 1 lettera c) del D. Lgs. 42/04 e s.m.i.;
- Boschi ai sensi dell' Art 142 del D. Lgs. 42/04 e dell' Art. della L.R. 31/08;
- Ambiti di mitigazione e compensazione ambientale (attorno al tessuto produttivo di Valenza sovra locale ex Gulf).
- Ambiti delle aree di conservazione o ripristino dei valori di naturalità dei territori agricoli;
- Fascia di salvaguardia ai sensi dell' Art. 28.5 del PTCP della Provincia di Lodi;
- Reticolo idrico di valore storico;
- Perimetri nuclei di antica formazione (n. 15 mulino della Valguercia e n.14 C.na Bolchignano);
- Immobili vincolati ai sensi del PTCP della Provincia di Lodi, con particolare riferimento al n. 15 "Mulino della Valguercia";
- Area di interesse archeologico.
- Aree a limitata fattibilità ecologica o fattibilità geologica con modeste limitazioni (classe 2).

Si riporta di seguito un estratto della "Tavola 2.3a dei Vincoli", scala 1:6.000, contenuta all'interno del Documento di Piano del PGT del comune di Turano Lodigiano (LO) (Figura 6).

Sorgenia Power SpA_Turano Lodigiano e Bertónico_PIC ID 165/10217



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

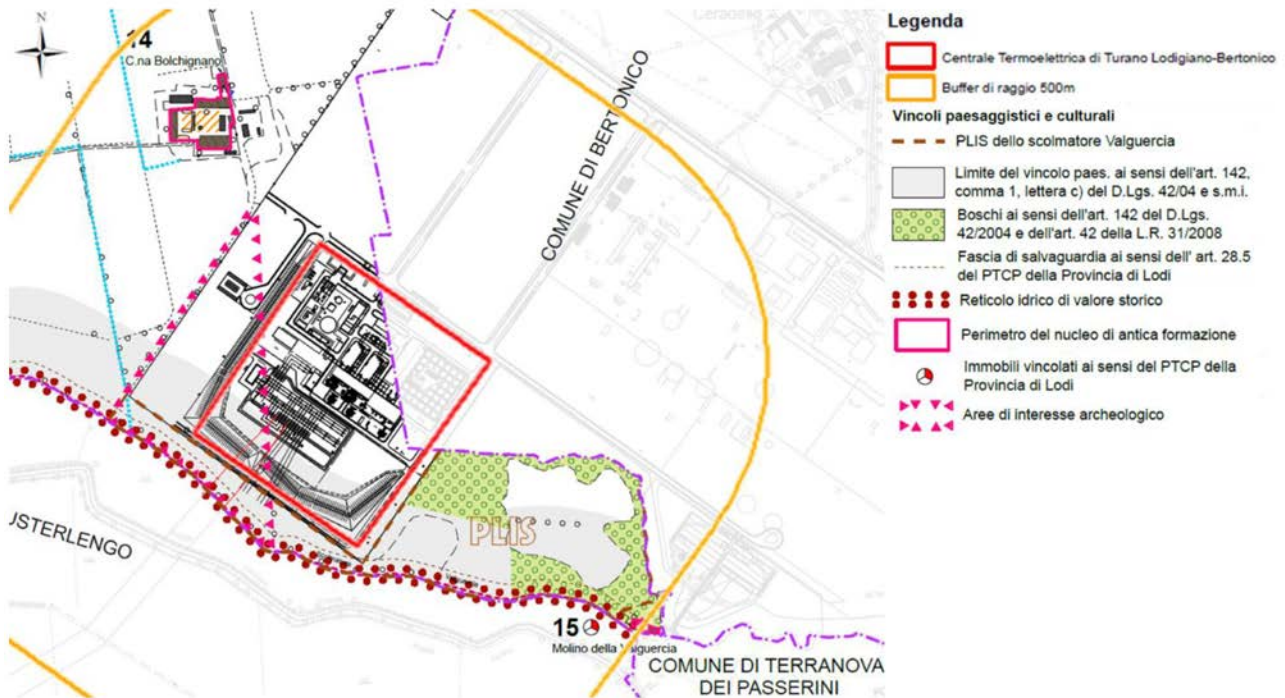


Figura 6. Estratto “Tavola 2.3a dei vincoli”, scala 1:6.000, contenuta all’interno del Documento di Piano del PGT del Comune di Turano Lodigiano (LO)

PGT – Comune di Casalpusterlengo (LO)

Poiché il buffer di raggio 500m si sviluppa anche nel territorio comunale di Casalpusterlengo è stato analizzato anche il PGT di quest’ultimo Comune.

Il Piano di Governo del Territorio del Comune di Casalpusterlengo è stato approvato con Del. C.C. n. 32 del 6 novembre 2013 e ha subito successive variazioni.

Da una analisi della Tav.2b “Sintesi delle prescrizioni del PTCP nell’area vasta Beni storico architettonici” e della Tav.3 “Vincoli amministrativi definiti dalla legislazione vigente” della variante del DdP approvata con Del. C.C. n. 36 del 28 novembre 2020, si evince la presenza dei seguenti vincoli:

- Corsi d’acqua – art. 19.5 PTCP;
- Elementi di secondo livello Rete Ecologica Regionale (RER) – art. 26.2 PTCP;
- Aree di rispetto 150 m fiumi;
- Rete dell’assetto idraulico agrario – art. 28.4 PTCP;
- Aree boscate.

5.3 Aria

Piano regionale degli interventi per la qualità dell’aria (PRIA)



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Il Piano Regionale degli Interventi per la qualità dell'Aria (PRIA) è lo strumento di pianificazione e programmazione di Regione Lombardia in materia di qualità dell'aria, mirato a ridurre le emissioni in atmosfera a tutela della salute e dell'ambiente.

Il PRIA è predisposto ai sensi della normativa nazionale e regionale:

- il D.Lgs No. 155 del 13.08.2010, che ne delinea la struttura e i contenuti;
- la legge regionale n. 24 dell'11.12.2006 "Norme per la prevenzione e la riduzione delle emissioni in atmosfera a tutela della salute e dell'ambiente" e la delibera del Consiglio Regionale n. 891 del 6.10.2009 "Indirizzi per la programmazione regionale di risanamento della qualità dell'aria", che ne individuano gli ambiti specifici di applicazione.

L'obiettivo strategico è quello di raggiungere livelli di qualità dell'aria che non comportino rischi o impatti negativi significativi per la salute umana e per l'ambiente.

In particolare, gli obiettivi della pianificazione e programmazione regionale per la qualità dell'aria sono:

- rientrare nei valori limite nelle zone e negli agglomerati ove il livello di uno o più inquinanti superi tali riferimenti;
- preservare da peggioramenti nelle zone e negli agglomerati in cui i livelli degli inquinanti siano stabilmente al di sotto dei valori limite.

Il PRIA è stato approvato nella seduta della Giunta regionale il 6 settembre 2013 con Delibera n. 593. Successivamente con delibera n. 6438 del 3.4.2017 la Giunta ha dato avvio al procedimento per l'aggiornamento del Piano Regionale degli Interventi per la qualità dell'Aria (PRIA), ai sensi degli artt. 9 e 11 del D.Lgs.155/2010 e, contestualmente, al procedimento di verifica di assoggettabilità alla Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del PRIA stesso, ai sensi dell'art.12 del D.Lgs. 152/2006 e della d.C.R. n. 351/2007.

L'aggiornamento di Piano - PRIA 2018 è stato approvato con D.G.R. n. 449 del 2 agosto 2018. Il PRIA 2018 ha confermato i macrosettori di intervento e le misure già individuate nel PRIA 2013 procedendo al loro accorpamento e rilancio.

In particolare, nel Macrosettore "Sorgenti Stazionarie e Uso Razionale Dell'energia", il PRIA 2018 indica la seguente azione per gli impianti industriali soggetti ad AIA (EI-1n): "applicazione delle BAT conclusioni a specifici settori produttivi di impianti soggetti ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) finalizzata al miglioramento delle prestazioni emissive e all'efficientamento energetico."

La zonizzazione del territorio della regione Lombardia come prevista dal D.Lgs n.155/2010 (suddivisione del territorio in zone e agglomerati sui quali svolgere l'attività di misura degli inquinanti atmosferici per poter così valutare il rispetto dei valori obiettivo e dei valori limite), è stata pianificata con DGRN n. 2605 del 30 Novembre 2011 presentando la ripartizione del territorio regionale nelle seguenti zone e agglomerati:

- agglomerato di Bergamo
- agglomerato di Brescia
- agglomerato di Milano
- zona A - pianura ad elevata urbanizzazione;
- zona B - pianura;
- zona C - montagna;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

- zona D – fondovalle.

Tale ripartizione vale per tutti gli inquinanti monitorati ai fini della valutazione della qualità dell'aria, mentre per l'ozono vale l'ulteriore suddivisione della zona C in:

- zona C1 - area prealpina e appenninica;
- zona C2 - area alpina.

La rete di rilevamento della qualità dell'aria di ARPA Lombardia è costituita da 85 stazioni fisse del programma di valutazione che, per mezzo di analizzatori automatici, forniscono dati in continuo ad intervalli temporali regolari (generalmente con cadenza oraria). Le specie di inquinanti monitorate in continuo sono NOx, SO₂, CO, O₃, PM10, PM2.5 e benzene. A seconda del contesto ambientale (urbano, industriale, da traffico, rurale, etc.) nel quale è attivo il monitoraggio, diversa è la tipologia di inquinanti che è necessario rilevare.

Pertanto, non tutte le stazioni sono dotate della medesima strumentazione analitica. Le postazioni regionali sono distribuite su tutto il territorio regionale in funzione della densità abitativa e della tipologia di territorio rispettando i criteri definiti dal D.Lgs. 155/2010. I dati forniti dalle stazioni fisse vengono integrati con quelli rilevati durante campagne temporanee di misura mediante laboratori mobili e campionatori utilizzati per il rilevamento del particolato fine, oltre che altra strumentazione avanzata quale ad esempio Contatori Ottici di Particelle e analizzatori di Black Carbon (Arpa Lombardia, Sito Web).

Le centraline si suddividono nelle seguenti tipologie:

- T: situate in zone caratterizzate dalla presenza di traffico;
- F: stazioni per il monitoraggio dell'inquinamento di fondo;
- I: stazioni posizionate in zone caratterizzate principalmente dall'inquinamento industriale;
- R: stazioni situate in zone prevalentemente rurali;
- U: centraline situate in zone urbane;
- S: centraline situate in zone suburbane.

Il territorio della provincia di Lodi ricade in parte in zona A e in parte in zona B, come si vede dalla successiva figura 7.

Con le integrazioni presentate a marzo 2021, il gestore ha riportato nell'allegato D6 le principali conclusioni del "*Rapporto sulla qualità dell'aria della provincia di Lodi*", Anno 2019, predisposto da ARPA Lombardia, in cui sono state considerate le concentrazioni degli inquinanti CO, NO₂, ovvero i principali parametri monitorati a camino dalla centrale termoelettrica, oltre ad altri parametri, tra cui le polveri (PM10 e PM2.5).

Come riportato nel sopra citato rapporto, nel territorio della Provincia di Lodi è presente una rete privata di rilevamento della qualità dell'aria (RRQA) di proprietà di EP Produzione, Sorgenia e IREN Ambiente, gestita dal CRMQA.

La rete attualmente è costituita da 7 stazioni fisse del programma di valutazione e 1 postazione di interesse locale. La rete fissa è integrata dalle informazioni raccolte da postazioni mobili e campionatori gravimetrici per la misura delle polveri.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

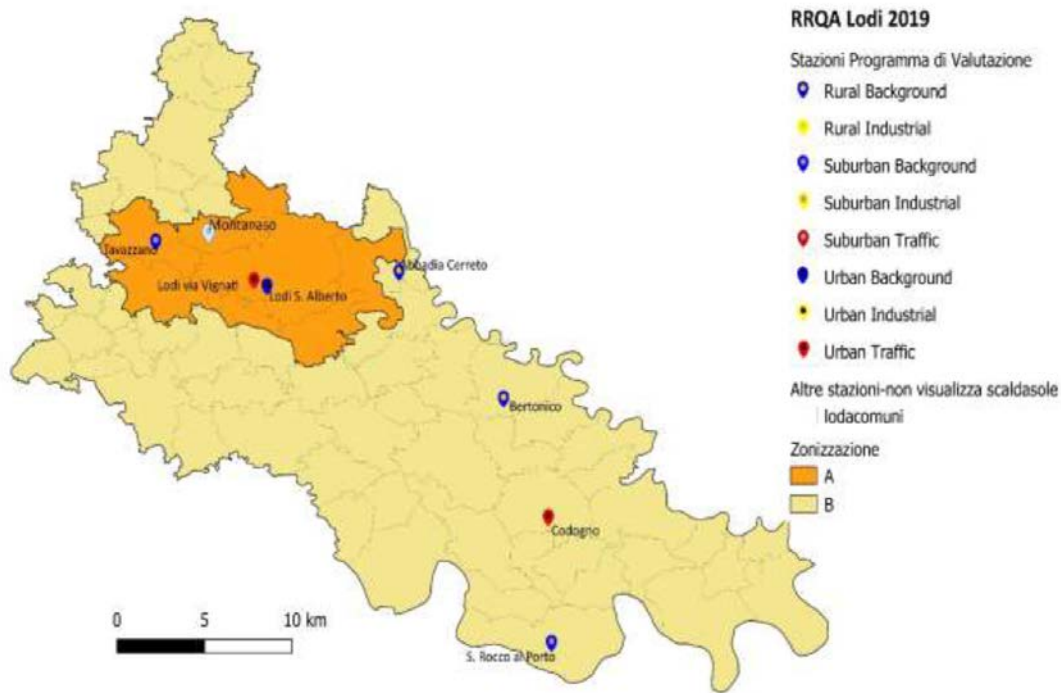


Figura 7. Zonizzazione e localizzazione delle stazioni fisse e mobili della provincia di Lodi (LO)

La posizione delle stazioni di monitoraggio rispetto alla centrale Sorgenia è mostrata in figura 8; le distanze variano da circa 2.5 km (Bertonico) a circa 14 km (centraline di Lodi).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico



Figura 8. Stazioni di monitoraggio rispetto alla centrale Sorigenia

Le postazioni della rete in termini di localizzazione e tipologia di destinazione, considerando la classificazione più recente sono riportate anche nella seguente tabella 1.

Nome stazione	Rete	Tipo zona	Tipo stazione	Altitudine (m.s.l.m.)
<i>Stazioni del Programma di valutazione</i>				
Abbadia Cerreto	PRIV	Rurale	Fondo	64
Bertonico	PRIV	Rurale	Fondo	55
Codogno	PRIV	Urbana	Traffico	58
Lodi – V.le Vignati	PRIV	Urbana	Traffico	80
Lodi – Sant’Alberto	PRIV	Urbana	Fondo	80
San Rocco al Porto	PRIV	Rurale	Fondo	47
Tavazzano	PRIV	Suburbana	Fondo	80
<i>Altre stazioni</i>				
Montanaso	PRIV	Rurale	Fondo	83

Tabella 1. Stazioni fisse di misura poste nella Provincia di Lodi – Anno 2019

Nella relazione D.6 il gestore ha riportato, laddove disponibili, i dati riferiti al ventennio 2000 – 2019, relativi alle centraline prossime alla centrale di Sorigenia, ovvero: Berttonico (zona rurale, tipo fondo), Codogno (zona urbana, tipo traffico), Turano (zona rurale, tipo industriale), Lodi via Vignati (zona urbana, tipo traffico) e Lodi via Sant’Alberto (zona urbana, tipo fondo).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Per il parametro NO₂ il gestore ha osservato un trend in diminuzione o pressoché costante (Lodi V.le Vignati) in particolare a partire dal 2015. Inoltre, dai dati si nota che il valore medio annuale a partire dal 2010 risulta inferiore in tutte le centraline al limite di 40 µg/m³ stabilito dal D.Lgs 155/2010 (tabella 2).

Stazione	Concentrazione media annuale (µg/m ³)																			
<i>Stazioni del Programma di Valutazione</i>																				
Lodi - V.le Vignati	48	46	50	46	50	49	46	45	50	42	32	31	37	34	32	33	33	37	34	33
Lodi - S.Alberto										32	34	36	37	32	34	35	32	33	29	29
Abbadia Cerreto	28	24	27	27	28	25	26	24	22	23			27	23	20	20	20	22	21	22
Bertonico										24	26	28	26	26	38	30	23	26	22	24
Codogno	49	42	43	44	47	43	41	30	29	37	39	34	33	29	30	37	34	35	34	31
San Rocco al Porto			40	44	53	41		36	34	31	26	27	27	25	25	27	25	26	22	21
Tavazzano	32	29	29	32	33		25	29	28	29	31	24	30	26	25	26	28	26	22	25
<i>Altre stazioni</i>																				
Castiraga Vidardo	42	35	33	32	33	33	29	26	23	31	26	24	21	24	21	31	25	23		
Montanaso	31	33	33	30	32	34	29	21	19	32	26	29	26	25	18	26	22	25	23	28
Anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019

Tabella 2. Concentrazioni di NO₂ negli anni: media annuale (µg/m³)

Per il parametro CO si osserva una diminuzione del trend negli anni dal 2001 al 2012: la concentrazione del parametro CO dal 2012 al 2019 è rimasta pressoché costante tra 0,5 e 0,7 mg/m³ (come si vede nella seguente tabella 3).

Stazione	Concentrazione media annuale (mg/m ³)																		
<i>Stazioni del Programma di Valutazione</i>																			
Lodi - V.le Vignati	0.8	0.5	1.0	1.0	0.9	1.1	0.9	0.7	0.6	0.8	0.9	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.7	0.6
<i>Altre stazioni</i>																			
San Rocco al Porto		0.5	0.5	0.5	0.5		0.4	0.4	0.5	0.7	0.6	0.6	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.4
Anno	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019

Tabella 3. Concentrazioni di CO negli anni: media annuale (mg/m³)

In riferimento al PM 10, dai dati del *Rapporto sulla qualità dell'aria della provincia di Lodi*, Anno 2019 riportati dal Gestore si osserva negli ultimi 3 anni (2017-2019) un trend in diminuzione, ad eccezione della centralina ubicata a Codogno. A partire dal 2014 il valore medio annuale di PM10 è risultato inferiore al limite di 40 µg/m³ stabilito dal D.Lgs. 155/2010, ad eccezione del valore medio annuale rilevato nella stazione Lodi Vignati durante l'anno 2017.

Per quanto riguarda il PM2.5, misurato nelle due stazioni di Lodi, a partire dal 2014 il valore medio annuale è risultato inferiore al limite di 25 µg/m³ stabilito D.Lgs. 155/2010, ad eccezione dell'anno 2017 nella stazione Lodi Sant'Alberto. Si osserva, inoltre, un miglioramento tra il 2018 e il 2019 in entrambe le stazioni (tabella 4).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

Inquinante	Stazione	Concentrazione media annuale ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)																			
<i>Stazioni del Programma di Valutazione</i>																					
PM10	Lodi - V.le Vignati	48	50	52	55	59	59	49	43	42	35	42	40	38	33	39	33	42	38	29	
	Lodi - S.Alberto									32	33	38	34	32	37	38	31	35	31	29	
	Bertanico									32	36	43	41	35	33	36	32	35	31	29	
	Codogno					59	53	52	45	41	37	43	41	34	39	30	38	35	36		
	San Rocco al Porto			32		42		38	34	34	31	36	35	30	29	33	31	35	28	28	
	Tavazzano					51	45	38	40	35	41	37	35	30	40	32	39	34	29		
PM2.5	Lodi - V.le Vignati									33	25	28	25	27	24	21	17	22	20	18	15
	Lodi - S.Alberto									25	26	31	26	26	21	27	24	27	24	23	
<i>Altre stazioni</i>																					
PM10	Montanaso					46	52	47	43	44	35	37	37	33	30	37	31	36	31	30	
	Anno	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	

Tabella 4. Concentrazioni di PM₁₀ e PM_{2.5} negli anni: media annuale ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Dai dati ARPA sopra riportati, riassunti nella relazione D.6. il gestore ha evidenziato che le concentrazioni degli inquinanti NO₂, CO e polveri hanno avuto un trend sostanzialmente decrescente nel periodo compreso tra il 2001 e il 2019. Sulla base delle medie annuali, si osserva un miglioramento della qualità dell'aria. I contributi della centrale risultano compresi nei dati ARPA a partire dal 2012, anno in cui la centrale termoelettrica è entrata in esercizio.

5.4 Acqua

5.4.1 Quadro territoriale di riferimento

In ottemperanza con quanto disposto dalla normativa nazionale, la Regione Lombardia è dotata del Piano di Tutela delle Acque (PTA), il quale è costituito dall'Atto di Indirizzi (approvato dal Consiglio Regionale con Delibera del 19 Dicembre 2015 n. 929) e dal programma di Tutela e Uso delle Acque (PTUA), approvato con delibera n. 6990 del 31 Luglio 2017, che costituisce la revisione del precedente PTUA 2006 approvato con Deliberazione No. 2244 del 29 Marzo 2006.

Il PTUA 2016 rappresenta un'evoluzione della pianificazione regionale, che si va ad integrare pienamente alla pianificazione delle politiche di tutela delle acque, quale attuale strumento per il raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici. La rete di monitoraggio regionale delle acque superficiali, valida per il periodo di riferimento 2014-2019 è composta da 367 siti di monitoraggio ubicati su 357 corpi idrici. Per i corpi lacustri è composta da 40 siti di monitoraggio ubicati su 38 corpi idrici.

Inoltre, con DGR No. X/4596 del 17 Dicembre 2015 è stato approvato il contributo della Regione Lombardia al Piano di revisione e aggiornamento del Piano di gestione distretto idrografico fiume Po ciclo 2016/21, che riguarda l'elenco dei corpi idrici oggetto specifico della pianificazione del distretto idrografico del fiume Po per il periodo 2016/21, la classificazione dei corpi idrici superficiali per lo stato ecologico e lo stato chimico e dei corpi idrici sotterranei per lo stato qualitativo e lo stato quantitativo e indicazione degli obiettivi, l'individuazione delle aree protette, all'estrazione di acqua per il consumo umano destinati alla balneazione, l'analisi delle pressioni e stima dei loro impatti sullo stato dei corpi idrici, il piano delle misure a responsabilità regionale per il periodo 2016/21.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

La valutazione dello stato dei corpi idrici superficiali viene effettuata attraverso la classificazione dello stato ecologico e dello stato chimico. Ai fini della classificazione dello stato ecologico sono utilizzati i seguenti elementi di qualità:

- elementi biologici;
- elementi fisico-chimici a sostegno degli elementi biologici;
- elementi chimici a sostegno degli elementi biologici (inquinanti specifici non appartenenti all'elenco di priorità);
- elementi idromorfologici a sostegno degli elementi biologici.

Lo stato chimico di tutti i corpi idrici superficiali è classificato in base alla presenza delle sostanze chimiche definite come sostanze prioritarie (metalli pesanti, pesticidi, inquinanti industriali, interferenti endocrini ecc.). Per ognuna di esse sono fissati degli standard di qualità (SQA) distinti per le matrici di analisi (acqua, sedimenti, biota) dove possono essere presenti o accumularsi. Il non superamento degli SQA fissati per ciascuna di queste sostanze implica l'assegnazione di "stato chimico buono" al corpo idrico, in caso contrario, il giudizio è di "non raggiungimento dello stato chimico buono",

ARPA Lombardia effettua il monitoraggio delle acque superficiali e sotterranee in maniera sistematica sull'intero territorio regionale dal 2001, secondo la normativa vigente. A partire dal 2009 il monitoraggio è stato gradualmente adeguato ai criteri stabiliti a seguito del recepimento della Direttiva 2000/60/CE, in particolare svolgendo le seguenti azioni:

- programmazione e gestione del monitoraggio quali-quantitativo dei Corpi Idrici, secondo le scadenze previste negli strumenti di pianificazione e mediante la Rete regionale di monitoraggio;
- effettuazione di sopralluoghi, misure e campionamenti;
- esecuzione di analisi degli elementi chimico-fisici e chimici e degli elementi biologici;
- archiviazione ed elaborazione dei dati derivanti dal monitoraggio;
- proposta alla Regione di classificazione dello stato dei Corpi Idrici;
- trasferimento dei dati di monitoraggio sui sistemi informativi ambientali nazionali ed europei.

5.4.2 Stato della qualità delle acque superficiali

La rete di monitoraggio regionale utilizzata per l'analisi delle acque superficiali nel triennio 2014-2016 era composta da 367 stazioni collocate su 357 Corpi Idrici fluviali.

L'analisi dei corsi d'acqua naturali ed artificiali monitorati nella regione Lombardia ha evidenziato che sul totale dei 522 Corpi Idrici individuati sui corsi d'acqua naturali classificati, circa il 40% consegue lo stato ecologico buono o elevato e circa il 60% dei corpi idrici naturali ricade in stato ecologico sufficiente o inferiore.

Sul totale dei 669 Corpi Idrici, circa l'81% risulta in stato chimico buono, mentre circa il 14% non consegue tale Stato; i restanti Corpi Idrici (circa il 5%) non sono stati classificati. Se si considera la natura degli stessi, tale percentuale arriva al 79% per quelli naturali e all'85% per quelli artificiali e fortemente modificati.

Valutazione dei potenziali impatti sulla qualità delle acque superficiali dovuti agli scarichi idrici della centrale



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

La centrale Sorgenia Power di Bertanico e sostanzialmente non prevede uno scarico di acque reflue, eccettuato il caso di forti piogge e l'eventuale acqua trattata in eccesso rispetto ai fabbisogni di impianto.

Il sistema utilizzato prevede il trattamento delle acque e lo smaltimento di fanghi e dei sali prodotti dall'impianto di trattamento acque. Esso assicura livelli qualitativi elevati delle acque trattate e garantisce affidabilità, flessibilità di esercizio e trattamento e recupero massimo delle acque trattate, secondo la tecnologia "zero liquid discharge".

Il gestore ha dichiarato pertanto che i potenziali impatti della centrale sulla qualità delle acque superficiali possono essere considerati nulli. A riguardo, nella compilazione della scheda D.4 "Accettabilità della proposta impiantistica e criteri di soddisfazione" il gestore ha dichiarato l'assenza di fenomeni significativi relativamente alle emissioni in acqua, evidenziando che la conformità relativo alle immissioni in acqua (e quindi il criterio di soddisfazione rispetto agli standard di qualità SQA conseguenti alle emissioni in acqua richiesto dalla modulistica non è applicabile; non ha infatti presentato l'allegato D.7.

5.5 Acque sotterranee, suolo e sottosuolo

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, adottato con deliberazione del Comitato Istituzionale n.1 in data 11.05.1999, riporta le perimetrazioni delle aree soggette a vincolo. L'area della centrale non risulta tra quella perimetrale a rischio dal PAI.

Come risulta dal Rapporto annuale 2014 – Area idrogeologica Ticino-Adda di Ottobre 2015, consultabile dal sito dell'Arpa Lombardia, la Provincia di Lodi, situata nel settore centro-meridionale della Lombardia è interessata dall'area idrogeologica Ticino-Adda, immediatamente a sud dell'area metropolitana milanese e risulta delimitata lungo gran parte del proprio confine da tre corsi d'acqua naturali di primaria importanza: il fiume Po a sud, il fiume Adda ad est e il fiume Lambro ad ovest.

L'assetto idrogeologico della Provincia di Lodi è fortemente condizionato dalla presenza delle tre importanti fasce di deflusso superficiale che contornano il territorio, corrispondenti ai fiumi Adda, Lambro e Po, favorendo intensi interscambi con la sottostante falda freatica e incidendo notevolmente sul sistema di deflusso sotterraneo. L'acquifero rappresentativo del sistema idrogeologico del territorio è quello corrispondente al primo acquifero (Gruppo Acquifero A, in cui rientrano le litologie più grossolane, ghiaie e ghiaie grossolane, poligeniche a matrice sabbiosa da media a molto grossolana), sede della falda superficiale e oggetto di captazione da parte della stragrande maggioranza dei pozzi, con spessori mediamente pari a circa 80-100 m, con un approfondimento della base verso Sud, dove si raggiungono, in corrispondenza di una possibile depressione, anche valori di circa 200 m. Nel resto del territorio lo spessore si mantiene più o meno regolare, intorno agli 80-100 m. Il deflusso della falda superficiale avviene secondo una direzione principale nord-ovest sud-est, in conformità al gradiente topografico e in direzione del fiume Po, che costituisce l'asse di drenaggio della Pianura Padana; tale direzione principale subisce modificazioni legate principalmente alle azioni drenanti esercitate dai fiumi Adda ad est e Lambro ad ovest, che scorrono incassati nelle loro valli fluviali attuali. La superficie della falda freatica si trova ad una quota di oltre 90 metri s.l.m. nell'estremo settentrionale della Provincia di Lodi, e si abbassa poi progressivamente, fino a raggiungere una quota di circa 40 metri s.l.m. nella parte più meridionale del territorio, in prossimità del fiume Po.

Bonifica di siti contaminati

Il sito non risulta compreso nel "Piano regionale stralcio di bonifica delle aree inquinate, ai sensi dell'art. 22, comma 5, del D.Lgs. 5 febbraio 1997, n. 22, indicante le priorità di intervento sui siti Sorgenia Power SpA_Turano Lodigiano e Bertanico_PIC ID 165/10217



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

inquinati presenti sul territorio nazionale", (D.C.R. 17 febbraio 2004-n. V11/958). Classificazione sismica Secondo quanto riportato nell'Elenco dei comuni e relativa classificazione sismica indicati nell'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/03, aggiornato con le comunicazioni delle regioni, il territorio dei comuni interessati rientra nella Zona di sismicità 4. Aree protette Nell'area di interesse sono presenti due aree naturali protette (SIA Relazione Generale Tavola 2.1.2/a -- Aree protette e di riqualificazione ambientale):

- Il Parco Adda Sud, istituito con L.R. n. 81 del 1983; il sito della Centrale risulta esterno al perimetro del parco. I confini dell'area distano circa 1 km dal perimetro della fascia più esterna del parco a nord-est dell'area in esame.
- il Parco Locale di Interesse Sovracomunale del Brembiolo (la costituzione dei parchi locali di interesse sovracomunale segue alla legge regionale n. 83 del 30/11/1986); il sito della Centrale dista circa 2.5 km dal confine del parco.

Si osserva che nell'Allegato A.24 viene descritta la Fascia III interessata dall'attraversamento del metanodotto come "zona golenale" mentre dall'esame dello Stralcio dalla Carta Tecnica del Parco Naturale Adda Sud tale area risulta "zona agricola"). Oltre a questi due parchi si rileva la presenza di alcuni siti di importanza comunitaria proposti per la costituzione della rete Natura 2000. All'interno del Parco Adda Sud ad una distanza compresa fra 4 e 7 km dal sito della Centrale sono localizzati i seguenti SIC (Tavola 2.1.2/a del SIA Relazione Generale): • Lanca di Soltarico IT2090007 (distanza circa 7 km); ■ La Zerbaglia 112090008 (distanza circa 5.5 km); ■ Morta di Bertónico IT2090009 (distanza circa 4 km); ■ Adda Morta 112090010 (distanza circa 5 km).

La prima AIA prescriveva al Gestore di effettuare il monitoraggio delle acque sotterranee sui 4 piezometri di riferimento presenti. Le campagne prevedono anche la misura dei livelli freatici e la ricostruzione dell'andamento della freaticimetria.

I risultati dei monitoraggi, riportati anche nei report annuali, sono stati esaminati in occasione delle visite ispettive presso la centrale effettuate dal 2013 in poi, dai quali è emersa la presenza di concentrazioni anomale di manganese rilevate sul piezometro denominato PZ3. A riguardo, il Gestore ha sempre affermato l'assenza di correlazione diretta tra l'attività di Centrale e i valori riscontrati e, in considerazione delle concentrazioni molto ridotte di manganese rilevate negli altri piezometri di valle rispetto alla direzione di falda nel corso delle visite ispettive è stata esclusa la presenza di uno stato di contaminazione del sottosuolo nel sito.

In particolare, nel corso della visita ispettiva effettuata a marzo 2019, l'ente di controllo ha analizzato i rapporti di prova relativi alle campagne di monitoraggio delle acque di falda da luglio 2016 e anni successivi con i quali viene confermata la presenza del superamento del limite per il parametro Manganese al piezometro PZ3, che raggiunge generalmente valori elevati, anche se nel corso degli anni il trend si presenta decrescente, come riportato nella seguente figura 9, sempre estrapolata dal rapporto di visita ispettiva 2019.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

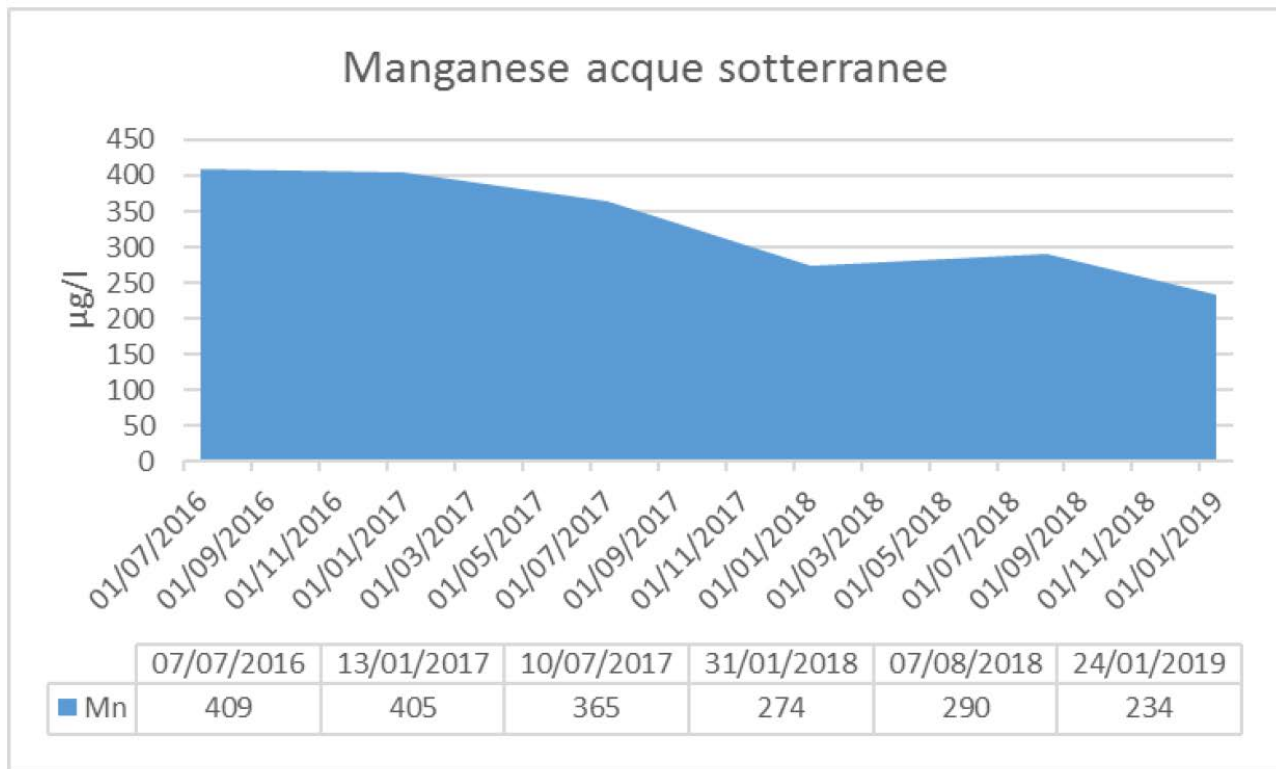


Figura 9. Grafico dell'andamento dei valori delle concentrazioni del parametro Manganese misurate al piezometro PZ3

Analogamente si sono registrati dei superamenti per il parametro Manganese al piezometro PZ6 a partire dalla seconda campagna 2018, raggiungendo i seguenti valori: 62 µg/l (rilevato il 7/08/2018 e 319 µg/l (rilevato il 24/01/2019).

Negli altri piezometri non sono stati riscontrati superamenti. In particolare, al piezometro PZ5, situato in base alla freaticimetria tra il PZ3 ed il PZ6, in direzione di falda, sono stati rilevate concentrazioni molto basse. Inoltre, è stato realizzato uno studio da parte dell'Università di Pavia secondo il quale valori alti di Manganese sono dovuti alle caratteristiche dei terreni della zona.

Dai rapporti di prova emergono anche superamenti per quanto riguarda il parametro Ferro ai piezometri PZ3 (292 µg/l il 7/07/2016 e 221 µg/l il 7/08/2018) e PZ2 (305 µg/l il 07/07/2016).

Anche nella visita ispettiva di marzo 2019, relativamente al parametro manganese, è stata esclusa una contaminazione della falda acquifera, considerando anche che si tratta soltanto di tre valori rispetto al totale di quelli che sono stati registrati durante le campagne di monitoraggio semestrali dal 2016 ad oggi.

Con le integrazioni fornite a marzo 2021, il gestore ha trasmesso i dati delle campagne di misura del 2020. Anche queste evidenziano dei superamenti per il parametro Manganese al piezometro PZ3, raggiungendo i seguenti valori: 222 µg/l (rilevato il 23/01/2020 e 502 µg/l (rilevato il 27/07/2020) e al piezometro PZ6, raggiungendo il valore di 122 µg/l (rilevato il 23/01/2020).

5.6 Rumore e vibrazioni

Le aree abitative e quelle frequentate da comunità o persone più vicine agli impianti sono siti nei territori del Comune di Bertanico, Turano Lodigiano e Castelpusterlengo. I comuni sono dotati di piano di zonizzazione acustica secondo quanto previsto dall'art. 6, comma 1, lettera a, della legge Sorgenia Power SpA_Turano Lodigiano e Bertanico_PIC ID 165/10217



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC SORGENIA POWER SpA Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

26 ottobre 1995 n. 447 “Legge Quadro sull’inquinamento acustico” (zonizzazione acustica adottata dal Comune di Turano Lodigiano con delibera del Consiglio Comunale n. 42 del 27.10.2003, con delibera del Consiglio Comunale n. 41 dell’8.06.2015 del Comune di Castelpusterlengo e con delibera del Consiglio Comunale n. 42 del 22.12.2014, all’interno del PGT, del Comune di Bertonico).

Come riportato precedentemente, per contenere le emissioni sonore il gestore ha provveduto la turbina a gas di completa cofanatura insonorizzante. Inoltre, le turbina a gas, la turbina a vapore, i generatori elettrici e i carriponte di servizio sono alloggiati all’interno di edifici macchine, adeguatamente insonorizzati.

Il gestore ha presentato in data 24.07.2017, in ottemperanza alle prescrizioni AIA, un aggiornamento del Piano di monitoraggio acustico. Con le integrazioni richieste dalla Commissione AIA-IPPA e acquisite a marzo 2021, il gestore ha presentato una relazione contenente gli esiti delle campagne di misura del rumore residuo e del rumore ambientale e transitori effettuate a febbraio 2020. Entrambe le indagini hanno interessato le aree abitative più vicine all’area di centrale e 2 punti di misura al confine di proprietà. Nelle seguenti figura 10 e 11 sono riportate la zonizzazione acustica dell’area e l’indicazione dei ricettori e dei punti al confine.



Figura 10 Zonizzazione acustica dell’area



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico



Figura 11 Ubicazione dei ricettori e punti di misura

I Ricettori R2 (Classe IV – *Aree di intensa attività umana*) ed R7 (Classe III - *Aree di tipo misto*) appartengono al Comune di Turano Lodigiano; il ricettore R5 (Classe II – *Aree prevalentemente residenziali*) appartiene al Comune di Castelpusterlengo; il ricettore R11 (Classe III - *Aree di tipo misto*) appartiene al Comune di Bertonico.

Di seguito sono riportati i limiti acustici applicabili ed i valori di qualità dei ricettori.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

RICETTORE	COMUNE	LIMITI ACUSTICI DI ZONA E VALORI LIMITE DI QUALITA'		
R2 Cascina Bolchignano	Comune di Turano Lodigiano	Limiti di immissione	Classe IV	
			Periodo diurno 06:00-22:00	Periodo notturno 22:00-06:00
			65	55
		Limiti di emissione	60	50
Valori di qualità		62	52	
R7 Mulino Angeloni		Limiti di immissione	Classe III	
			Periodo diurno 06:00-22:00	Periodo notturno 22:00-06:00
		60	50	
	Limiti di emissione	55	45	
Valori di qualità	57	47		
R5 Cascina Buongodere	Comune di Casalpuusterlengo	Limiti di immissione	Classe II	
			Periodo diurno 06:00-22:00	Periodo notturno 22:00-06:00
			55	45
	Limiti di emissione	50	40	
Valori di qualità	52	42		
R11 Cascina Ceradello	Comune di Bertonico	Limiti di immissione	Classe III	
			Periodo diurno 06:00-22:00	Periodo notturno 22:00-06:00
			60	50
	Limiti di emissione	55	45	
Valori di qualità	57	47		

Gli impianti della centrale operano a ciclo continuo, secondo le definizioni dell'art. 2 punto b del decreto 11.12.1996 e sono da considerarsi soggetti ai limiti d'immissione in ambiente abitativo previsti dal criterio differenziale (DPCM 14 novembre "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore", perché successivi al momento di entrata in vigore del DM 11 dicembre 1996. La differenza massima tra la rumorosità ambientale e quella residua non deve superare i 5 dB nel periodo diurno e i 3 dB in quello notturno. Il criterio differenziale non si applica all'interno delle aree esclusivamente industriali, poiché ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile e se il rumore misurato a finestre aperte sia inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e a 40 dB(A) durante il periodo notturno.

In base agli esiti delle campagne di monitoraggio il periodico del livello di rumorosità ambientale e residua in prossimità dei suddetti recettori rappresentativi R2, R11, R7 e R5 è stato verificato il rispetto dei limiti di immissione di zona e dei limiti di emissione di zona. Inoltre, come richiesto da Ispra durante l'ispezione condotta nel 2019, durante la campagna di febbraio 2020 è stata indagata anche la rumorosità prodotta dalla centrale durante le fasi transitorie (avviamenti e arresti degli impianti).

In particolare:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

- le immissioni sonore durante il pieno carico della centrale sono risultate inferiori ai limiti di immissione di zona vigenti presso tutti i recettori;
- il contributo della sorgente sonora specifica ai recettori è risultata inferiore ai limiti di emissione presso tutti i recettori;
- riguardo ai limiti di immissione in ambiente abitativo (criterio differenziale), le immissioni sonore stimate all'interno delle abitazioni sono risultate inferiori ai limiti di applicabilità in abitativo nel periodo diurno e in quello notturno, a finestre aperte. È quindi stato rilevato il rispetto del criterio differenziale. Inoltre, pur non essendo risultato necessario effettuare il confronto tra rumorosità ambientale e rumorosità residua, in via conservativa è stato effettuato tale confronto, considerando la rumorosità residua rilevata negli stessi intervalli orari e lo confronto ha evidenziato che il criterio differenziale è da ritenersi rispettato;
- la rumorosità degli impianti durante i periodi transitori è inferiore ai limiti del criterio differenziale.

I dati ottenuti dal monitoraggio del clima acustico, oltre ad essere al di sotto dei limiti imposti dalla norma vigente in materia, evidenziano come la rumorosità del posto non sia influenzata dagli impianti Sorgenia Power bensì da sorgenti sonore esterne alla centrale.

Nella relazione consegnata come allegato D.8 presentata con le integrazioni documentali richieste dalla Commissione AIA-IPPC e acquisite a marzo 2021, oltre ai risultati delle campagne effettuate a febbraio 2020 è riportata la comparazione della rumorosità rilevata ai ricettori durante il pieno carico nelle ultime quattro indagini condotte presso l'impianto (2011, 2014, 2017 e 2020) ed i valori di qualità. Nelle seguenti tabelle sono dunque riportati i livelli equivalenti (LA) e i livelli della rumorosità di fondo (Las) e i livelli di rumorosità misurati al confine di impianto in corrispondenza dei punti di misura 1 e 2. Tali punti di misura, siti all'interno del perimetro di centrale, hanno caratterizzato contestualmente l'andamento della rumorosità della centrale e quello ai ricettori ed hanno consentito di valutare se gli eventi sonori in R2 e R11 sono dovuti ad attività/impianti della centrale o a rumori attribuibili alle attività interne alle cascate.

Da tali tabelle è possibile constatare che:

- le immissioni sonore sono inferiori ai valori di qualità presso tutti i recettori;
- i livelli di fondo sono ampiamente inferiori ai valori di qualità presso tutti i ricettori.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

		Rumorosità diurna					
Ricettori	Classe	<i>L_{eq}</i> Corretto e Arrotondato a 0,5 dB				VALORI QUALITA' dB(A)	RISPETTO VALORI QUALITA'
		<i>Centrale in marcia a pieno carico (750 MW) Dalle 16.00 alle 21.00 del 2 novembre 2011</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (700 MW la prima ora 739 MW la seconda) dalle 7.00 alle 9.00 del 24.10.2014</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (media 685 MW) dalle 16 alle 22 del 25.9.2017</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (media 738MW) dalle 16.30 alle 22 del 10.02.2020</i>		
R2	IV	39,5	44,5	41	40	62	SI
R5	II	42,5	43,5	43,5	43,5	52	SI
R7	III	43	46	43	45	57	SI
R11	III	40	48,5	45	48,0	57	SI
1	Non eseguite		50,5	51	49,5	(*) I punti 1 e 2 permettono di valutare se la rumorosità ai ricettori R2 e R11 è determinata dalla centrale o da eventi all'interno delle cascate	
2			52,5	54	54,5		
		Rumorosità notturna					
Ricettori	Classe	<i>L_{eq}</i> Corretto e Arrotondato a 0,5 dB				VALORI QUALITA' dB(A)	RISPETTO VALORI QUALITA'
		<i>Centrale in marcia a pieno carico (650 MW) Dalle 22.00 alle 23.00 del 2 novembre 2011</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (718 MW la prima ora 690 MW la seconda ora) dalle 22.00 alle 24.00 del 23.10.2014</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (media 705 MW) dalle 22.00 alle 24.00 del 25.9.2017</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (media 740 MW) dalle 22 alle 24 del 10.02.2020</i>		
R2	IV	35	38	39,5	40	52	SI
R5	II	40	41	40,5	39,5	42	SI
R7	III	42,5	44	43	43,5	47	SI
R11	III	33,5	40,5	41,5	43,0	47	SI
1	Non eseguite		50,5	50	49	(*) vedi commento sopra	
2			51,5	54	54,5		

Le condizioni meteorologiche influiscono sulla propagazione sonora e quindi sui valori di immissione ai ricettori.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

		Rumorosità diurna					
Ricet-tori	Classe	<i>L_{A95} Corretto e Arrotondato a 0,5 dB</i>				VALORI QUA- LITA' dB(A)	RI- SPETTO VALORI QUA- LITA'
		<i>Centrale in mar- cia a pieno carico (750 MW) Dalle 16.00 alle 21.00 del 2 novembre 2011</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (700 MW la prima ora 739 MW la seconda) dalle 7.00 alle 9.00 del 24.10.2014</i>	<i>Centrale in mar- cia a pieno carico (media 685 MW) dalle 16 alle 22 del 25.9.2017</i>	<i>Centrale in mar- cia a pieno carico (media 738MW) dalle 16 alle 22 del 10.02.2020</i>		
R2	IV	34,0	39	37,5	36,5	62	SI
R5	II	37,5	40	38	35,5	52	SI
R7	III	40,5	43,5	40	42,5	57	SI
R11	III	33,5	45	38	41,5	57	SI
1		Non eseguite	49	49	48	(*) vedi commento Tabella 16	
2			50,5	52	53		
		Rumorosità notturna					
Ricet-tori	Classe	<i>L_{A95} Corretto e Arrotondato a 0,5 dB</i>				VALORI QUA- LITA' dB(A)	RI- SPETTO VALORI QUA- LITA'
		<i>Centrale in mar- cia a pieno carico (650 MW) Dalle 22.00 alle 23.00 del 2 novembre 2011</i>	<i>Centrale in marcia a pieno carico (718 MW la prima ora 690 MW la seconda ora) dalle 22.00 alle 24.00 del 23.10.2014</i>	<i>Centrale in mar- cia a pieno carico (media 705 MW) dalle 22.00 alle 24.00 del 25.9.2017</i>	<i>Centrale in mar- cia a pieno carico (media 740 MW) dalle 22 alle 24 del 10.02.2020</i>		
R2	IV	32,5	35	36	37	52	SI
R5	II	37,5	38,5	37,5	34	42	SI
R7	III	40,0	41,5	40,5	42	47	SI
R11	III	31,5	37,5	35	39	47	SI
1		Non eseguite	48,5	49	47,5	(*) vedi commento Tabella 16	
2			50	53	53		



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6 ASSETTO IMPIANTISTICO

6.1 Ciclo produttivo

La Centrale è del tipo CCGT (Combined Cycle Gas Turbine), della potenza termica complessiva netta di circa **805,4 MWe**, e sfrutta i vantaggi in termini di rendimento offerti dall'abbinamento del ciclo termodinamico basato sulla turbina a gas (Ciclo Brayton) con il ciclo termodinamico basato sulla turbina a vapore (Ciclo Rankine).

L'attuale configurazione di Centrale è di due sezioni a ciclo combinato alimentate a gas naturale con **rendimento netto totale pari a 56,78%** (dato di collaudo del 2010). L'impianto è costituito da due turbine a gas associate a una turbina a vapore (**architettura del tipo 2+1**), che utilizza il vapore prodotto dai generatori di vapore a recupero (2 caldaie di tipo orizzontale a tre livelli di pressione con surriscaldamento), posti in coda allo scarico delle turbine a gas, secondo lo schema del ciclo combinato. La turbina a vapore, di potenza lorda pari a 330 MVA, 18 kV, è di tipo a condensazione, con condensatore raffreddato ad aria in tiraggio forzato. Anche i 2 generatori elettrici hanno potenza pari a 330 MVA, 18 kV e raffreddamento ad aria.

La capacità produttiva nell'anno 2017 è riportata di seguito.

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva (ceduta alla RTN)	Anno di riferimento
Energia Elettrica	810,115 MWe netti	1.503.128 MWh	2017

Le prestazioni generali dell'impianto (15°C) sono riportate nella seguente tabella 5

Parametro	Unità di misura	Valore
Potenza termica totale	MW	1418,5
Potenza turbine a gas	MW	554,4
Potenza turbina a vapore	MW	264,8
Potenza lorda totale	MW	819,2
Consumi ausiliari	MW	13,8
Potenza netta totale	MW	805,4
Rendimento netto totale	%	56,78

Tabella 5 - Prestazioni generali dell'impianto

Nella documentazione integrativa presentata a marzo 2021, il Gestore indica che la centrale è caratterizzata da un minimo tecnico ambientale atteso pari al 50% della potenza dell'impianto e al 45% della potenza della TG.

Nella seguente figura 12 è riportato lo schema del processo.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

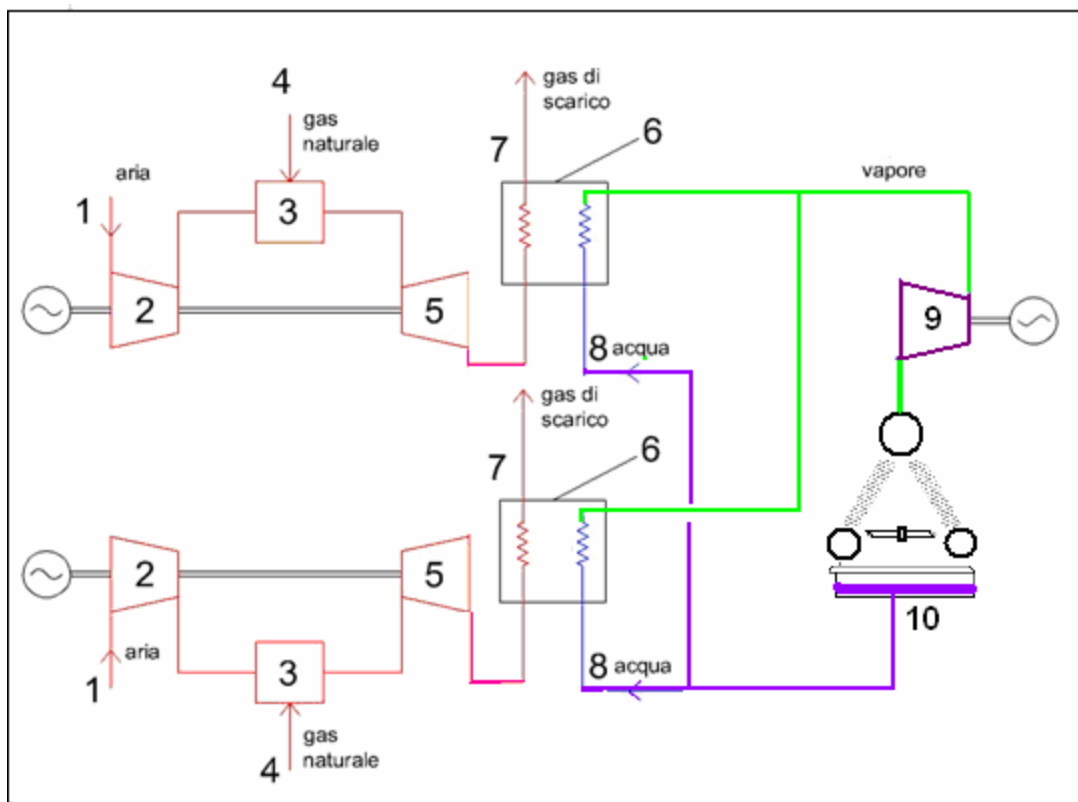


Figura 12 Schema del ciclo termico combinato gas / vapore (CCGT) con condensatore ad aria: 1 Aria comburente; 2 Compressore; 3 Combustore; 4 Gas combustibile; 5 Turbina a gas (espansore); 6 Caldaia a recupero; 7 Scarico fumi al camino; 8 Acqua alimento; 9 Turbina a vapore; 10 Condensatore ad aria forzata.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche delle tre sezioni a ciclo combinato.

Unità	Combustibile	Potenza termica di combustione (MWt)	Potenza elettrica lorda (MW)	Potenza elettrica netta (MW)	Rendimento elettrico netto totale %	Punto di emissione
TG 1	gas naturale	-	277,2	-	56,78%	E1
TG 2	gas naturale	-	277,2	-		E2
TV	gas naturale	-	264,8	-		E3
TOTALE		1418,5	819,2	805,4		

Tabella 6 - Caratteristiche principali dei gruppi a ciclo combinato

Di seguito si riporta, per gli anni 2015-2018, il numero di ore di funzionamento dei due gruppi e il numero di avviamenti/spegnimenti.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Unità	Ore di funzionamento			
	2015	2016	2017	2018
TG 1	4052	2217	3242	3727
TG 2	2110	2224	2648	2218
TV	3344	3262	4320	4655

Tabella 7 - Numero di ore di funzionamento annue dei due gruppi e della turbina a vapore nel periodo 2015-2018

Unità	n. avviamenti/spegnimenti			
	2015	2016	2017	2018
TG 1	268	285	330	341
TG 2	385	304	250	276
TV	211	209	178	176

Tabella 8 - Numero di avviamenti/spegnimenti all'anno dei due gruppi e della turbina a vapore nel periodo 2015-2018

Le attuali modalità di esercizio della Centrale, dettate dalle esigenze di mercato, vedono frequenti avviamenti e spegnimenti con fermate d'impianto anche prolungate; inoltre è richiesto un tempo di risposta dalla richiesta di accensione il più breve possibile.

In merito alle modalità di esercizio del GVA si conferma che la caldaia ausiliaria produzione vapore viene attivata esclusivamente nei periodi di fermata dell'impianto fino al successivo ri-avviamento dell'impianto, ovvero quando viene a mancare la disponibilità di vapore dai generatori di vapore a recupero.

Nell'impianto sono presenti inoltre:

- 1 caldaia ausiliaria della potenza nominale massima di circa 11 MW, utilizzata per produrre il vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore per iniziare le operazioni di produzione o mantenimento del vuoto sul sistema condensatore. Il suo utilizzo è pertanto richiesto solo nei casi di avviamento da freddo dell'intero impianto successivamente ad una fermata generale, oppure per occasionali fermate brevi quando non vi è disponibilità di vapore dai Generatore di vapore a recupero (GVR);
- 3 caldaie ausiliarie della potenzialità di 1,2 MWt alimentate a metano per il preriscaldamento gas;
- 1 Motore diesel del Gruppo elettrogeno di emergenza
- 1 Motore diesel della pompa antincendio

Unità	Combustibile	Potenza termica di combustione (MWt)	Punto di emissione
Caldaia ausiliaria per vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore	gas naturale	11	E3
3 Caldaie ausiliarie preriscaldamento gas	gas naturale	1,2	E4
		1,2	E5
		1,2	E6



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Unità	Combustibile	Potenza termica di combustione (MWt)	Punto di emissione
Motore diesel del Gruppo elettrogeno di emergenza	gasolio	-	E7
Motore diesel della pompa antincendio	gasolio	-	E8

Tabella 9 - Potenza degli impianti ausiliari presenti nella centrale

La centrale è dotata delle seguenti interfacce:

- Connessione alla rete elettrica nazionale con allacciamento all'elettrodotto a 380 kV S.Rocco- Tavazzano che si trova a circa 1 km in linea d'aria dalla nuova Stazione TERNA di Turano;
- Collegamento al gasdotto SNAM, tramite una tubazione di circa 6,4 km;
- Prelievo di acqua da un pozzo situato all'interno del perimetro di centrale, per una portata massima di 10 l/s;
- Scarico nullo di acque reflue (eccettuato il caso di forti piogge e l'eventuale acqua trattata in eccesso rispetto ai fabbisogni di impianto) e smaltimento di fanghi e Sali prodotti dall'impianto di trattamento acque;
- Collegamenti alla rete acqua potabile, fognie bianche e nere.

Il sistema gas naturale è in grado di trattare gas a pressione compresa fra 35 e 65 bar, pressione di alimentazione gas al turbo gas pari a circa 30 bar con un consumo stimato in 8000 ore dei due turbo gas pari a 883.533 ton/anno.

È infine presente un sistema DCS (Distributed Control System): sistema ABB 800xa per ciclo termico e BOP, ABB Symphony Armony per le TG e la TV, controlli dedicati per i packages, tecnologia fieldbus di connessione (PROFIBUS).

6.2 Fasi del processo

Sulla base dello schema a blocchi riportato in allegato A25_01, è possibile suddividere il processo produttivo della Centrale nelle seguenti fasi, con riferimento allo schema in allegato A25_01: La centrale a ciclo combinato di Turano Lodigiano - Bertónico ha potenza elettrica pari a circa 800 MWe riportati nello schema di flusso di cui all'allegato A25_01 presentato con le integrazioni documentali del gestore di marzo 2021.

- riduzione e contabilizzazione gas (Fase A);
- Ciclo termico a gas (Fase B) e scarico fumi (Fase B1);
- Recupero termico (Fase C);
- Ciclo termico turbina a vapore (Fase D);
- Sistema di raffreddamento (Fase E);
- Sistema di condizionamento delle acque per uso industriale e Sistema di raffreddamento ausiliario con torri evaporative (Fase G-H);
- Sistema di prelievo, raccolta, recupero e trattamento acque (Fase L).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6.2.1 Riduzione e contabilizzazione gas (Fase A)

Il gas naturale proveniente dal gasdotto SNAM (lunghezza circa 6.4 km, connesso al Metanodotto SNAM) necessario ad alimentare la centrale viene fornito dalla rete SNAM alla pressione massima di 75 bar. Prima dell'invio all'impianto il gas sarà inoltre soggetto a filtrazione con elevato grado di separazione delle eventuali tracce di liquido presenti. Prima dell'ammissione in turbina è prevista l'installazione di un sistema di blocco automatico di sicurezza che interrompe l'alimentazione di gas in caso di grave anomalia segnalata dal sistema di controllo.

Ciclo termico a gas (Fase B)

La turbina a gas è alimentata con gas naturale; la tipologia costruttiva è tale da escludere l'utilizzo di altre tipologie di combustibili; il sistema di combustione è del tipo DLN (Dry Low NOx) a ridottissima emissione di NOx e CO.

La turbina è accoppiata direttamente con il generatore elettrico ed è installata all'interno di un edificio industriale munito di carroponti di servizio per le operazioni di montaggio, manutenzione e controllo; la turbina a gas è provvista di completa cofanatura insonorizzante; il sistema di aspirazione dell'aria è munito di dispositivi di filtrazione e silenziatori; il sistema di scarico del gas è accoppiato con il generatore di vapore a recupero, situato all'esterno dell'edificio macchine. L'edificio è adeguatamente insonorizzato e dotato di sistemi antincendio conformi alle norme internazionali vigenti in materia.

La turbina a gas, realizzata direttamente dal costruttore Ansaldo Energia, è del tipo V94.3A; è una turbina ad alta efficienza dotata di una tecnologia di combustione VeLoNOx, potenza lorda al generatore di circa 277 MW elettrici e rendimento pari a circa 39%.

6.2.2 Scarico Fumi (Fase B1)

L'emissione in atmosfera dei fumi di scarico delle turbine a gas, raffreddati a seguito della cessione di calore all'interno del generatore di vapore a recupero, avviene attraverso due camini aventi altezza di 100 m e diametro interno di circa 6 m. I camini costituiscono le sorgenti delle emissioni in atmosfera della centrale. È stato calcolato che la portata massima di fumi emessa annualmente è circa 4.182.620 Nm³/h totali nelle condizioni massima capacità produttiva, da considerare ripartita in parti uguali tra i due camini. Per quanto concerne le emissioni, considerando di prendere cautelativamente la massima emissione garantita dal costruttore al massimo carico di esercizio per un funzionamento in queste condizioni per complessive 8.000 h/anno, per ciascun camino si hanno circa 502 t/anno di NOx e circa 502 t/anno di CO (vedi punto B.7.2). In realtà, le emissioni di NOx e CO dell'impianto sono sensibilmente inferiori perché i dati massimi riportati si riferiscono all'impianto in funzione al massimo carico, cosa che si verifica di rado per questa tipologia di impianto.

6.2.3 Recupero termico (Fase C)

Il generatore di vapore a recupero (GVR) adottato è di tipo orizzontale a tre livelli di pressione con ri-surriscaldamento intermedio del vapore; il GVR è inserito all'esterno dell'edificio macchine e a valle dello scarico della turbina a gas. La temperatura di ingresso dei gas di scarico è di circa 600°C mentre la temperatura di uscita al camino è di circa 100°C. La bassa temperatura dei gas di scarico al camino è resa possibile dal modestissimo tenore di zolfo presente nel gas naturale che consente di escludere problematiche di formazione di condensa acida. Il generatore di vapore sarà completo



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

delle apparecchiature ausiliarie facenti parte del ciclo termico a vapore e cioè, serbatoio di raccolta del condensato, pompe di estrazione del condensato, degasatore, pompe alimento.

6.2.4 **Ciclo Termico turbina a vapore (Fase D)**

La turbina a vapore, prodotta anch'essa dal costruttore Ansaldo Energia, è del tipo a tre corpi, su cavalletto, con scarico verticale.

L'elevata potenza della macchina richiede un doppio flusso di uscita per smaltire la portata volumetrica a bassa pressione. La turbina è di tipo a ri-surriscaldamento intermedio, con estrazione del vapore dal corpo di alta pressione, surriscaldamento nel generatore di vapore, invio nel corpo di media pressione. Tale configurazione consente un miglioramento sensibile del rendimento del ciclo termico. E' dotata di by-pass del vapore al fine di evitare il blocco dell'intero sistema nel caso di temporaneo blocco della turbina a vapore. La turbina sarà munita di adeguata cofanatura insonorizzante e dei necessari sistemi ausiliari e di controllo.

6.2.5 **Sistema di Raffreddamento (Fase E)**

La condensazione del vapore avviene in un condensatore ad aria nel quale il fluido refrigerante è costituito dall'aria ambiente, spinta attraverso i fasci scambiatori, a tubi alettati, da ventilatori assiali di grande diametro e bassa velocità. Il progetto del condensatore ad aria tiene in considerazione una situazione di by-pass completo della turbina.

Il condensatore è composto di 42 celle, collettori vapore e condensato, serbatoio di accumulo condensato con torretta degasante, gruppo vuoto per estrazione incondensabili.

Le celle sono basate su di un unico piano, posto ad una altezza di circa 20 m. sul piano di campagna, realizzato e supportato da strutture metalliche. La quota superiore, che corrisponde all'uscita dell'aria, è a circa 33 m. sempre sul piano campagna.

Ognuna delle 42 celle del condensatore è costituita da due fasci tubieri inclinati, disposti come i lati uguali di un triangolo isoscele, in modo da formare una cosiddetta capanna.

Alla base del triangolo è posizionato il ventilatore di spinta, che forza l'aria ad attraversare i fasci in direzione trasversale, dall'interno della capanna verso l'esterno. Le celle sono poste in file parallele di 6 celle ciascuna. Lungo il vertice di ciascuna fila corre un collettore che distribuisce il vapore a ciascun fascio. Per effetto della sottrazione di calore da parte dell'aria il vapore condensa, ed il condensato scende per gravità verso i bordi inferiori dei fasci, dove sono situati i collettori di raccolta. I collettori convogliano poi il condensato alla torretta degasante, e da questa al sottostante serbatoio di accumulo, dal quale aspirano le pompe di estrazione condensato che, assieme alle pompe alimento, alimentano le caldaie a recupero.

Poiché il vapore contiene tracce di aria dovuta alle rientrate nella sezione di bassa pressione della turbina a vapore, che opera in parte sotto vuoto, è previsto un gruppo di estrazione incondensabili costituito da pompe da vuoto ad anello liquido. L'aria estratta viene così espulsa all'atmosfera.

Tutto il circuito vapore - condensato opera sotto vuoto, ad una pressione assoluta variabile tra 40 e 200 mbar, in funzione della temperatura ambiente. La riduzione del carico ed il funzionamento con bassa temperatura ambiente viene ottenuto riducendo la velocità dei ventilatori, e poi fermandone un numero via via crescente.

L'aria ambiente viene a contatto dapprima con le pale dei ventilatori, in vetroresina, e poi con le superfici esterne alettate dei fasci scambiatori, che sono in alluminio. Non vi è alcun contatto con il vapore, né con qualsiasi altro fluido.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

6.2.6 Impianto di prelievo, condizionamento, trattamento delle acque e produzione di acqua demineralizzata (Fasi G, H, L)

Il fabbisogno idrico della Centrale in fase di esercizio richiede acque di due qualità e trae origine:

- da consumi di vario tipo, associati in generale ad esigenze di lavaggio degli impianti e delle macchine o specificatamente per esigenze di antincendio, soddisfatti con acqua di qualità intermedia, denominata acqua servizi;
- dalla necessità di reintegrare con acqua demineralizzata l'acqua del Ciclo Termico e dalle esigenze di lavaggio del compressore delle Turbine a gas.

La fonte primaria di acqua è costituita dall'acqua di pozzo, integrata dall'acqua piovana recuperata e conservata, in funzione dell'andamento delle precipitazioni.

Il sistema di recupero dell'acqua piovana è costituito dalla rete di raccolta e da due vasche distinte: una vasca per acqua di prima pioggia (300 m³), ed una per acqua di seconda pioggia (2.000 m³). Le acque provenienti da zone potenzialmente contaminabili da olio (es. parcheggi) sono inviate esclusivamente alla vasca di prima pioggia, insieme a tutte le altre acque per i primi 30 minuti. Dopo 30 minuti le acque provenienti da aree non contaminabili (es. tetti) vengono commutate verso la vasca di seconda pioggia.

Dalla vasca di seconda pioggia l'acqua passa direttamente ai trattamenti sotto elencati, mentre quella di prima pioggia e quella proveniente da zone contaminabili subisce prima un trattamento di disoleazione.

Per garantire la disponibilità d'acqua avente caratteristiche adeguate all'uso sono state adottate scelte tecnologiche avanzate poiché la produzione di energia elettrica richiede l'utilizzo di acque con elevati standard qualitativi. A tal fine l'acqua di pozzo, quella piovana e quella recuperata dal processo sono sottoposte ai seguenti sistemi di recupero e trattamento:

- Pre-trattamento mediante ossidazione, dosaggio ipoclorito, e filtrazione a sabbia/carbone, per la produzione di acqua servizi;
- Impianto per la produzione di acqua demineralizzata mediante ultrafiltrazione, sterilizzazione, osmosi inversa ed elettro-deionizzazione;
- Sistema di trattamento e recupero degli scarichi liquidi e concentrati mediante chiari-flocculazione, osmosi inversa, evaporatore/cristallizzatore, separazione e concentrazione fanghi.

Il sistema descritto assicura livelli qualitativi elevati delle acque trattate e garantisce:

- affidabilità
- flessibilità di esercizio
- trattamento e recupero massimo delle acque trattate, secondo la tecnologia "zero liquid discharge".

È prevista una tubazione per scaricare all'esterno del lotto il troppo pieno della vasca di seconda pioggia, nel caso di periodi intensa piovosità prolungata nel tempo. Questa tubazione verserà in un collettore acque bianche e da qui al depuratore consortile a servizio del comparto industriale in cui la Centrale è collocata.

L'acqua per l'uso sanitario viene fornita da acquedotto, mentre gli scarichi da lavabi e bagni sono collettati alla rete acque nere di comparto, all'esterno della Centrale sino al depuratore consortile.

È previsto l'utilizzo dell'acqua di acquedotto per il reintegro del serbatoio acqua antincendio in caso di emergenza.

È infine prevista una tubazione di piccolo diametro (2") per scaricare nello scolmatore Valguercia, eccezionalmente e per brevi periodi, il concentrato dell'osmosi primo passo in caso di fuori servizio del sistema di recupero scarichi, nel rispetto della legge per quanto riguarda quantitativo e contenuto.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6.3 Bilancio energetico - Produzione e consumo di energia

Il combustibile principale utilizzato in Centrale è il gas naturale in alimentazione alle turbine a gas e in piccola percentuale in alimentazione ad alcune piccole caldaie ausiliarie al processo produttivo. È poi utilizzata una ridottissima quantità di gasolio per l'alimentazione di apparati di emergenza (motopompa antincendio e gruppo elettrogeno) che vengono periodicamente accesi per prove di funzionamento.

Quando l'impianto è fermo l'energia necessaria per mantenere i servizi ausiliari di Centrale viene prelevata dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in Alta Tensione (AT) e in minima parte dalla rete di distribuzione locale in Media Tensione (MT). In tutti gli altri casi parte della produzione viene destinata agli autoconsumi della Centrale. L'energia elettrica prelevata dalla rete (sia AT che MT), così come quella immessa, viene misurata attraverso appositi contatori fiscali.

La centrale, come già riportato sopra, ha una potenza elettrica nominale di circa 805,4 MW netti, con un rendimento elettrico 56,78%. La stessa è composta da 2 Turbine a Gas (TG) di potenza elettrica nominale 277,2 MW, e una Turbina a Vapore (TV) di potenza elettrica nominale 264,8 MW.

Nei report annuali di esercizio riferiti agli anni 2016, 2017 e 2018, il Gestore ha riportato i seguenti dati relativi alle ore annuali di funzionamento e al numero di avviamenti/spengimenti.

Unità	Ore di funzionamento				n. avviamenti/spengimenti			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
TG 1	4052	2217	3242	3727	268	285	330	341
TG 2	2110	2224	2648	2218	385	304	250	276
TV	3344	3262	4320	4655	211	209	178	176

Tabella 10 - Numero di ore di funzionamento annue e di avviamenti/spengimenti dei due gruppi e della turbina a vapore nel periodo 2015-2018

Nella documentazione allegata all'istanza di AIA il Gestore non ipotizza per gli anni futuri una variazione del numero degli avviamenti o delle fermate rispetto agli ultimi anno di esercizio.

Nell'ambito della documentazione integrativa richiesta dal gruppo istruttore e trasmessa a marzo 2021, il gestore ha presentato, come Allegato D.10 la *Diagnosi energetica 2019*, elaborata da una società terza, con l'obiettivo di individuare i gap di miglioramento di un sistema produttivo, confrontandone le specifiche prestazioni energetiche con gli standard di settore, quantificando il risparmio conseguibile, in termini energetici ed economici, attraverso l'implementazione degli interventi stessi. Nella relazione, sono stati considerati gli assetti di marcia dell'anno 2018 della centrale e dei turbogas per la valutazione dello stato di efficienza dell'impianto produttivo. La relazione riporta che il rendimento di centrale nell'anno 2018 è stato pari a 53,29% con una marcia a regime (a meno degli avviamenti, fermate e i transitori per il cambio assetto) pari a 54% in 1+1 e 46% in 2+1 e un load factor del 50% per 4.215 ore di marcia.

Le condizioni di marcia dell'impianto sono state le seguenti:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Carico medio [MW]	Assetto di marcia	Ore di marcia	Rendimento medio	Rendimento medio atteso
174,6	1+1 min	35%	47,47%	48,21%
340,0	1+1 MAX	16%	55,10%	55,49%
462,9	2+1 min	9%	51,81%	52,05%
700,1	2+1 MAX	40%	55,88%	56,29%

Le condizioni di carico minimo e massimo sono definite dalla marcia dei turbogas:

- Carico minimo: 80 MW (Minimo tecnico) ÷ 180 MW
- Carico massimo: Potenza superiore a 180 MW.

Si evidenzia come le condizioni di marcia influenzano considerevolmente il rendimento dell'impianto, così come le condizioni ambientali. Più l'impianto marcia in condizioni di carico massimo, maggiore è il rendimento dell'impianto.

Nell'anno 2018 la centrale ha marciato per il 44% delle ore in condizioni di carico minimo, mentre per il 56% in condizioni di carico massimo. Il rendimento calcolato in condizioni a regime nei vari assetti di marcia evidenzia come siano leggermente inferiori rispetto all'atteso, calcolato in base alle curve di performance dell'impianto nelle condizioni ambientali di riferimento. Se si considera che l'impianto è entrato in esercizio nel 2010, le performance risultano essere più che soddisfacenti.

Per quanto riguarda invece la marcia dei singoli turbogas, le performance risultano in linea con il rendimento atteso, anch'esso calcolato secondo le curve di performance dei turbogas nelle condizioni ambientali di riferimento. A titolo esemplificativo è stata riportata nella citata relazione la curva di rendimento di entrambi i TG per il mese di dicembre nelle condizioni di regime d'impianto con granularità quart'oraria. Si evidenzia come le curve siano in linea rispetto all'atteso, rappresentato in rosso nel grafico.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

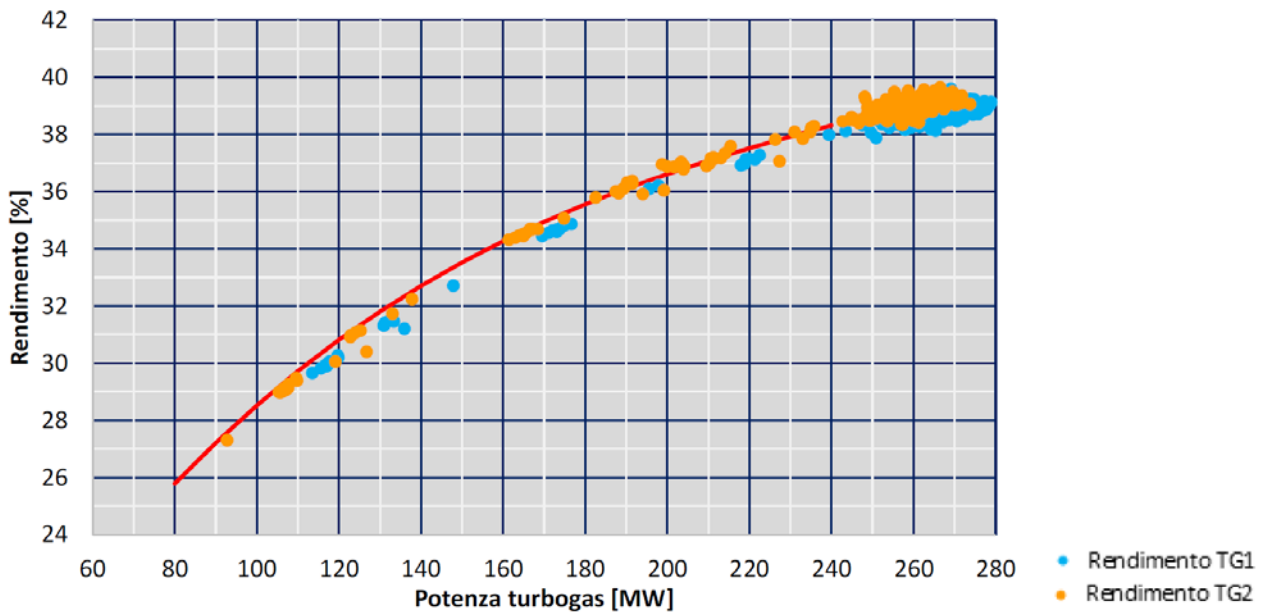


Figura 13 - Curva di rendimento per i TG nel mese di dicembre 2018

Nel documento *Performance test 2010*, ultimo aggiornamento di marzo 2012, presentato dal gestore con le integrazioni richieste dal gruppo istruttore e trasmesse a marzo 2021, sono riportati i risultati finali delle prove di prestazione in seguito su ciascuna delle due turbine a gas il giorno 18 ottobre 2010. Le caratteristiche del gas combustibile sono state ottenute assumendo la composizione del gas risultante dall'analisi in laboratorio del gas prelevato durante la prova. Tali risultati finali sono riportati nella seguente tabella 11.

PERFORMANCE	SIMBOLO	UNITA'	TG1	TG2
Potenza Elettrica Lorda Nominale TG	$PGT_{Nom\ CORR}$	kW	278142	278312
Efficienza lorda nominale TG	$\eta_{GT_{Nom\ CORR}}$	%	39.73	39.60
Consumo specifico lorda nominale TG	$HRGT_{Nom\ CORR}$	kJ/kwh	9061.2	9090.1

Tabella 11 - Risultati finali delle prove di prestazioni eseguite il giorno 18/10/2010 sulle turbine a gas.

Di seguito si riportano:

- le **Schede B.3.1 e B.3.2** fornite dal Gestore e relative alla produzione di energia (parte storica – anno di riferimento 2017) e alla capacità produttiva;
- le **Schede B.4.1 e B.4.2** fornite dal Gestore e relative al consumo di energia (parte storica – anno di riferimento 2017) e alla capacità produttiva.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.3.1 Produzione di energia (parte storica)				Anno di riferimento: 2017					
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità (forno, caldaia ecc.)	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
B	-	Turbine a gas	Gas naturale	-	-	-	-	1.534.235	1.503.128
D	-	Turbina a vapore	Vapore prodotto da recupero calore da ciclo termico a gas	-	-	-	-	541.236	
TOTALE				-	-	-	-	2.075.471	1.503.128

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)				Anno di riferimento: 2017					
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità (forno, caldaia ecc.)	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
B	-	Turbine a gas	Gas naturale					6.492.918	n.d.
D	-	Turbina a vapore	Vapore prodotto da recupero calore da ciclo termico a gas					2.290.523	
TOTALE								8.783.441	n.d.

B.4.1 Consumo di energia (parte storica)				Anno di riferimento: 2017		
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
Tutte le fasi anche ausiliari	-		8.925	Energia elettrica	-	-
TOTALE		-	8.925	Energia elettrica		-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)						
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
Tutte le fasi anche ausiliari	-	-	110.400	Energia elettrica	-	-
TOTALE		-	110.400	Energia elettrica	-	-

6.4 Consumo di combustibili

Il combustibile principale utilizzato in Centrale è il gas naturale in alimentazione alle turbine a gas e in piccola percentuale in alimentazione ad alcune piccole caldaie ausiliarie al processo produttivo. È poi utilizzata una ridottissima quantità di gasolio per l'alimentazione di apparati di emergenza (motopompa antincendio e gruppo elettrogeno) che vengono periodicamente accesi per prove di funzionamento.

Di seguito sono riportate le **Schede B.5.1 e B.5.2** con i dati dichiarati dal Gestore relativi ai combustibili utilizzati (parte storica – anno di riferimento 2017) e alla capacità produttiva. Nella successiva tabella 12 sono invece riportati i consumi dei due combustibili per gli anni 2016, 2017 e 2018 presi dai report annuali di esercizio trasmessi dal gestore.

B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica)				Anno di riferimento: 2017	
Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (Sm3)	PCI (kJ/Sm3)	Energia (MJ)
Gas naturale	-	< 1 ppm/mol	292.278.312	35.381	10.341.098.956
Gasolio	-	0,0018% (m/m)	2,1	-	-

Tabella 12 Consumi annui di combustibili nel periodo 2016-2018

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)					
Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (Sm3)	PCI (kJ/Sm3)	Energia (MJ)
Gas naturale	-	< 1 ppm/mol	1.236.931.319	35.381	43.763.866.986



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

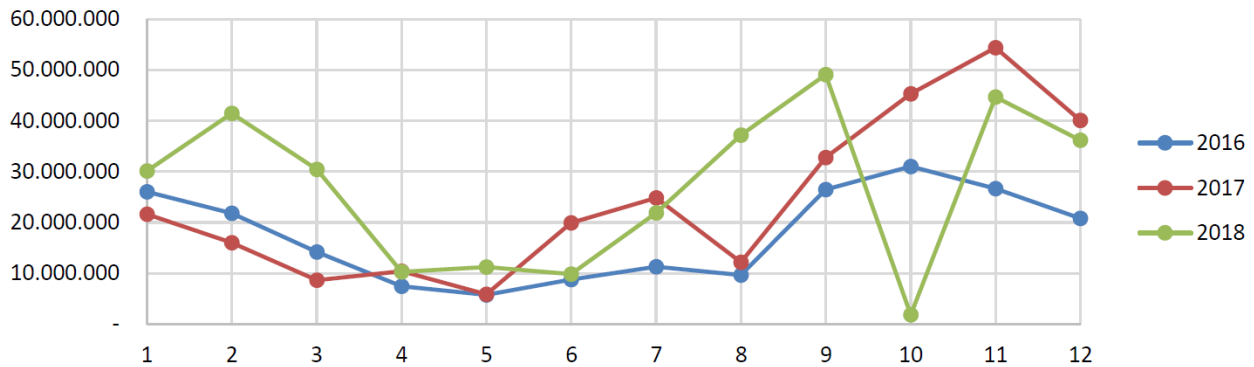


Figura 14 - Andamento mensile dei consumi di gas negli anni 2016, 2017 e 2018

6.5 Consumo di risorse idriche

La Centrale utilizza acqua per soddisfare le diverse esigenze di processo. Al fine di ridurre il più possibile il consumo di acqua di pozzo, viene prediletto l'utilizzo di acqua piovana accumulata e recuperata in funzione dell'andamento delle precipitazioni.

L'acqua utilizzata dal processo produttivo è sottoposta ad un complesso processo di recupero e trattamento secondo la tecnologia "zero liquid discharge"..

Di seguito di riportano i dati dei consumi idrici forniti dal Gestore con la **Scheda B.2.1** (parte storica, anno di riferimento 2017) e la **Scheda B.2.2** (alla capacità produttiva).

B.2.1 Consumo di risorse idriche (parte storica)					Anno di riferimento: 2017							
n.	Approvvigionamento (sorgenti, acquedotto, mare, altro corpo idrico superficiale, pozzi)	Fasi/unità di utilizzo	Utilizzo	Volum e totale annuo, m³	Consumo giornaliero, m³	Portata oraria di punta, m³/h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta		
1	Acqua prelevata da pozzo	H	<input type="checkbox"/> igienico sanitario <input checked="" type="checkbox"/> industriale <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td><input checked="" type="checkbox"/> processo</td></tr> <tr><td><input type="checkbox"/> raffreddamento</td></tr> </table> <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)	<input checked="" type="checkbox"/> processo	<input type="checkbox"/> raffreddamento	73.087	200	36	SI	Giugno, 8.536 m³		
<input checked="" type="checkbox"/> processo												
<input type="checkbox"/> raffreddamento												
2	Acqua potabile da acquedotto	-	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario <input type="checkbox"/> industriale <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td><input type="checkbox"/> processo</td></tr> <tr><td><input type="checkbox"/> raffreddamento</td></tr> </table> <input type="checkbox"/> altro (esplicitare)	<input type="checkbox"/> processo	<input type="checkbox"/> raffreddamento	1.747	4,78	0,2	SI	Gennaio, 185 m³		
<input type="checkbox"/> processo												
<input type="checkbox"/> raffreddamento												



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)

n.	Approvvigionamento (sorgenti, acquedotto, mare, altro corpo idrico superficiale, pozzi)	Fasi/unità di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta	
1	Pozzo mediante rete industriale	H	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	200.000 ¹	548	36 ²	SI				
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale				<input checked="" type="checkbox"/> processo	SI			
			<input type="checkbox"/> raffreddamento								
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare)								
2	Rete acqua potabile	-	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario	1.000 ³	2,5	0,2	SI				
			<input type="checkbox"/> industriale					<input type="checkbox"/> processo			
			<input type="checkbox"/> raffreddamento								
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare) Uso potabile								

Di seguito si riportano i consumi annui di risorse idriche dichiarate dal gestore nei report annuali di esercizio per gli anni 2016, 2017 e 2018.

Tipologia di risorsa idrica	Consumo annuo di risorse idriche (m ³)		
	2016	2017	2018
Da pozzo per il processo	45.441	73.077	62.214
Da acquedotto per uso potabile	950	1.747	963

6.6 Consumo di matrice prime

L'esercizio dell'impianto prevede l'utilizzo di materie prime ausiliarie (prodotti chimici) prevalentemente per il trattamento acque e in minor parte per il condizionamento dell'acqua di caldaia.

Nel 2017 si è registrata una diminuzione del consumo di prodotti chimici. Quest'aspetto è direttamente dipendente dal funzionamento dell'impianto di trattamento acque ed è influenzato dalle ore di marcia dell'impianto ZLD ed in particolare dalle caratteristiche qualitative dell'acqua in entrata.

Il consumo non è direttamente influenzato dalla produzione di energia elettrica ma l'indicatore specifico fornisce un'indicazione dei consumi di materie prime ausiliarie associati alla produzione di energia elettrica e può rappresentare un buon indicatore di efficienza produttiva.

¹ Valore massimo ammissibile, come riportato al punto 2.8 del Decreto MAP n. 55/02/2005.

² Valore massimo ammissibile, sulla base di 10 l/s, come riportato al punto 2.7 del Decreto MAP n. 55/02/2005.

³ Valore calcolato stimando un consumo pari a 100 l al giorno per 25 persone. Il valore è arrotondato in eccesso.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Il consumo specifico di prodotti chimici destinati alla produzione di acqua demineralizzata è monitorato al fine di valutare nel tempo l'efficienza dell'impianto di trattamento acque ed eventuali possibili ottimizzazioni dell'impianto o della gestione.

Nel 2017 il consumo di prodotti chimici legato al funzionamento dell'impianto di demineralizzazione e rapportato al quantitativo di acque trattate è diminuito rispetto all'anno 2016, in relazione a una diminuzione dei prodotti chimici utilizzati in valore assoluto e dovuto alle caratteristiche chimico-fisiche delle acque in ingresso all'impianto stesso.

In merito ai dati di consumi si riportano di seguito la **Scheda B.1.1** (parte storica, anno di riferimento 2017) e la **Scheda B.1.2** (alla capacità produttiva) allegate dal Gestore all'istanza di riesame



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)						Anno di riferimento: 2017							
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Ipoclorito di Sodio 15%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	H	Liquido	7681-52-9	Ipoclorito di sodio	12 – 20%	H314 H400	P260 P264 P273 P280 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310 P391 P501	8	5,7	X	-
					497-19-8	Carbonato di sodio	1 – 3%						
					1310-73-2	Sodio idrossido	0.5 – 1%						
Acido Cloridrico 30%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	H	Liquido	7647-01-0	Acido Cloridrico	30-40%	H314 H335 H1 H290	P234 P271 P280 P260 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P304+P340 P310 P501	8	22,5	X	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)							Anno di riferimento: 2017						
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Soda Caustica 30%	F.lli Bonafede srl Uninomiale	Materia prima ausiliaria	H	Liquido	1310-73-2	Idrossido di Sodio	20 – 50%	H290 H314	P260 P264 P280 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310	8	31,2	X	-
Cloruro Ferrico 40%	F.lli Bonafede srl Uninomiale	Materia prima ausiliaria	L	Liquido	7705-08-0	Tricloruro di ferro	35 – 45%	H315 H302 H318 H317 H290	P310 P301+P312 P305+P351+ P338 P302+P352 P333+P313 P363 P390 P406	8	12,9	X	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)										Anno di riferimento: 2017			
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Ammoniaca 30%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	D	Liquido	1336-21-6	Ammoniaca anidra	25 – 35%	H314 H400 H335	P261 P273 P280 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310	8	9	X	-
Gas naturale	Eni	Materia prima grezza	A	Gas	68410-63-9	Metano	100%	H220 H280	P210 P377 P381 P410+P403	2	212.779 t	X	-
Gasolio	Eni	Combustibile per gruppo elettrogeno	ATC2	Liquido	68334-30-5	Gasolio	>80%	H226 H332 H315 H351 H373 H304 H411	P201 P210 P260 P280 P301+P330+ P331 P501	3	3,38	X	-
Antincrostante	N.C.R. Biochemical SpA	Ausiliario	L	Liquido	37971-36-1	Permatrol 750	5 – 10%	n.d.	n.d.	n.d.	0,5	X	-
Flocculante	Nalco Italiana Srl	Ausiliario	L	Liquido	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	P264 P401	n.d.	0,025	X	-
Additivo per lavaggio compressore	Nalco	Ausiliario	E	Liquido	1310-73-2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8	2000 (l)	X	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frase H	Frase P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Acido Cloridrico 30%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	H	Liquido	7647-01-0	Acido Cloridrico	30-40%	H314 H335 H1 H290	P234 P271 P280 P260 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P304+P340 P310 P501	8	30,6	X	
Soda Caustica 30%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	H	Liquido	1310-73-2	Idrossido di Sodio	20 – 50%	H290 H314	P260 P264 P280 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310	8	42,38	X	
Antincrostante	N.C.R. Biochemical SpA	Ausiliario	L	Liquido	37971-36-1	Permatrol 750	5 – 10%	n.d.	n.d.	n.d.	0,68	X	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo		
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)	
Ipoclorito di Sodio 15%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	H	Liquido	7681-52-9	7681-52-9	Ipoclorito di sodio	12 – 20%	H314 H400	P260 P264 P273 P280 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310 P391 P501	8	7,74	X	
						497-19-8	Carbonato di sodio	1 – 3%						
						1310-73-2	Sodio idrossido	0.5 – 1%						
Cloruro Ferrico 40%	F.lli Bonafede srl Uninominale	Materia prima ausiliaria	L	Liquido	7705-08-0		Tricloruro di ferro	35 – 45%	H315 H302 H318 H317 H290	P310 P301+P312 P305+P351+ P338 P302+P352 P333+P313 P363 P390 P406	8	17,52	X	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Bisolfito di sodio	F.lli Bonafede srl Uninomiale	Materia Prima Ausiliaria	H	Liquido	7631-90-5	Bisolfito di Sodio	30 – 40%	H302	P264 P270 P301+P312 P305+P351+ P338 P330	-	2,5	X	
Ammoniacca 30%	F.lli Bonafede srl Uninomiale	Materia prima ausiliaria	D	Liquido	1336-21-6	Ammoniacca anidra	25 – 35%	H314 H400 H335	P261 P273 P280 P301+P330+ P331 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310	8	12,2	X	
Gas naturale	Eni	Materia prima grezza	A	Gas	68410-63-9	Metano	100%	H220 H280	P210 P377 P381 P410+P403	2	900.486 t	X	
Flocculante	Nalco Italiana Srl	Ausiliario	L	Liquido	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	P264 P401	n.d.	0,033	X	
Additivo per lavaggio compressore	Nalco	Ausiliario	E	Liquido	1310-73-2	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	8	2700 (l)	X	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo (ton)	Riutilizzo	
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		NO	SI (% riutilizzo in peso)
Gasolio	Eni	Combustibil e per gruppo elettrogeno	-	Liquido	68334-30-5	Gasolio	>80%	H226 H332 H315 H351 H373 H304 H411	P201 P210 P260 P280 P301+P330+ P331 P501	3	4,6	X	

Di seguito si riportano i quantitativi di materie prime ausiliarie dichiarate dal gestore nei report annuali di esercizio per gli anni 2016, 2017 e 2018.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Berttonico

Materie prime ausiliarie		Consumo annuo di materia prime		
		2016	2017	2018
	Acido cloridrico HCl (ZLD) (t)	20,2	22,5	11,7
	Soda Caustica NaOH (ZLD) (t)	44,2	31,2	38,6
	Ipoclorito di sodio NaClO (ZLD) (t)	4,5	5,7	4,2
	Cloruro Ferrico (ZLD) (t)	11,1	12,9	17,5
	Ammoniaca NH3 20% (Processo) (t)	13,2	9,0	10,0
	Acido citrico* (t)	0,2	-	-
	Carbone attivo* (t)	1,8	-	-
	Carboidrazione* (t)	1	-	-
	Acido citrico (t)	0,2	-	-
	Gasolio* (t)	3	3,38	-
	Glicole Etilenico* (t)	3	-	-
	Oli lubrificanti (t)	0,3	2,73	-
	Permatrol (t)	0,4	0,5	0,7
	Deox Carboidrazione (t)	1	-	-
	Elio (m3)	8	0,1	-
	Gas tecnici* (m3)	34	3,48	0,8
	Polifloc 3302 (t)	-	-	0,25
	Polyren (t)	-	-	0,025

6.7 Aree di stoccaggio materie prime

Le aree di stoccaggio delle materie prime, dei prodotti e degli intermedi con le relative caratteristiche e degli idrocarburi liquidi sono state riportate dal Gestore nelle seguenti **Schede B.13 e B13.1**.

B.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi								
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate) ¹	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.)	Materiale stoccato	Capacità (m ²) (l)	Modalità di stoccaggio
4**	Serbatoio di diluizione fosfati	n.d.	-	-		Fosfati	3000	Serbatoio
5**	Serbatoio di diluizione deossigenante	n.d.	-	-		Soluzione deossigenante	1500	Serbatoio
13	SKID additivazione stoccaggio acque GVR	n.d.	-	-		Ammoniaca	2000	Serbatoio
14-15*	SKID dosaggio cloruro ferrico ed ipoclorito	N 204400 E 51925	-	-		Ipoclorito di sodio	250	Serbatoio
						Cloruro ferrico	2000	
16*	SKID dosaggio	N 202050 E 51525	-	-		Antincrostante	250	Serbatoio



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	antincrostante							
17*	SKID dosaggio bisolfito di sodio	N 202050 E 51525	-	-		Bisolfito di sodio	250	Serbatoio
19*	SKID dosaggio soda caustica	N 213875 E 51050	-	-		Soda Caustica	3000	Serbatoio
20*	SKID dosaggio acido cloridrico	N 210900 E 51275	-	-		Acido Cloridrico	2000	Serbatoio
33*	Flocculante	n.d.	-	-		Flocculante	120	Serbatoio
-	SKID acque piovane pulite	n.d.				Bromo	200	Fusti
						Ipoclorito	200	
Bordo macchina	Additivo	-	-	-		Additivo	600	Serbatoio



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Progr essivo	Sigla	Posizione amministr ativa	Anno di messa in esercizio	Capacit à (m3)	Destinazio ne d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
1	-	A	2010	250	Acque di processo		x		x	x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	1-2 volte l'anno con autospurghi
2	-	A	2010	300	Prima pioggia		x		x	x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	1-2 volte l'anno
3	-	A	2010	2000	Seconda pioggia		x		x	x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie (c.ca 1 volta l'anno)
4	-	A	2010	50	Neutralizza zione		x		x	x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	1-2 volte l'anno
5	-	A	2010	4	Salini		x	x		x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie (c.ca 1 volta l'anno)
6	GN*0 3BB00 6	A	2010	30	Acque di controlava ggio		x		x	x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	1-2 volte l'anno
7	-	A	2010	30	Chiariflocc ulatore		x		x	x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie (c.ca 1 volta



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Progr essivo	Sigla	Posizione amministr ativa	Anno di messa in esercizio	Capacit à (m3)	Destinazio ne d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
															l'anno)
8	-	A	2010	250	Raccolta acque/olio trasformato ri		x	x		x		x		Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia
9	-	A	2010	200	Acque oleose		x	x		x		x		Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie
10	-	A	2010	15	Oli esausti		x	x		x		x		Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie
11	-	A	2010	4	Acque lavaggio TG1		x	x		x		x		Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie
12	-	A	2010	4	Acque lavaggio TG2		x	x		x		x		Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	In occasione di fermate straordinarie
13	-	A	2010	6000	Acqua servizi		x		x	x		x		Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale
14	-	A	2010	1000	Acqua deminerali zzata		x		x			x		Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale
15	GB*02 BB002	A	2010	15	Acqua ultrafiltrata			x				x		Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale
16	GC*01 BB001	A	2010	7	Acqua permeato		x	x		x		x		Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Progr essivo	Sigla	Posizione amministr ativa	Anno di messa in esercizio	Capacit à (m3)	Destinazio ne d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
					RO 1° stadio										
17	GC*01 BB003	A	2010	15	Acqua permeato RO 2° stadio		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale
18	GN*0 4BB00 1	A	2010	75	Salamoia cristallizat ore		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale
19	GN*0 4BB00 2	A	2010	75	Salamoia cristallizat ore		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale
20	GC*02 BB007	A	2010	3	Acqua nastropress a		x	x		x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	Semestrale
21	GC*01 BB004	A	2010	3 – 2000 1	Ispessitore fanghi		x	x		x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	Semestrale
22	GC*01 BB002	A	2010	5	Acqua chiarificata CONCEN TRATO 1° STADIO		x	x		x			x	Svuotamento; Ispezione visiva; Pulizia	Semestrale
23	GC02 BB006	A	2010	2	Soluzione lavaggio membrane		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertinico

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Progr essivo	Sigla	Posizione amministr ativa	Anno di messa in esercizio	Capacit à (m3)	Destinazio ne d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
24	-	A	2010	9	Serbatoio acque irrigazione		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
25	GC02 BB005	A	2010	2	Acido cloridrico		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
26	GC02 BB002	A	2010	3	Soda caustica		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
27	GC02 BB001	A	2010	0,25	Ipoclorito		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
28	GC02 BB008	A	2010	0,25	Cloruro ferrico		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
29	GC02 BB004	A	2010	0,25	Bisolfito		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
30	GC02 BB003	A	2010	0,25	Antincrost ante		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
31	-	A	2010	0,1	Polielettrol ita (Nastropre ssa)		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
32	GC*01 TK001	A	2010	0,1	Polielettrol ita (Chiarifloc culatore)		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
33	GN*0 1BB00 4-K	A	2010	0,5	Disemulsio nante		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Progr essivo	Sigla	Posizione amministr ativa	Anno di messa in esercizio	Capacit à (m3)	Destinazio ne d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
34	GN*0 4BB01 0	A	2010	0,2	Antischiu ma		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
35	10QC B02B B002	A	2010	1,5	Ammoniac a		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
36	10QC A04B B004	A	2010	0,25	Anticorrosi vo (ciclo chiuso)	soda	x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
37a	11QC C03B B003	A	2010	3	Fosfati		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
37b	12QC C03B B003	A	2010	3	Fosfati		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
38a	11QC A01B B001	A	2010	1,5	Deossigena nte		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
38b	12QC A01B B001	A	2010	1,5	Deossigena nte		x	x		x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	
39	-	A	2010	0,2	Bromo (biocida acque piovane pulite)	x			x	x		x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze

Serbatoi in esercizio

Progr essivo	Sigla	Posizione amministr ativa	Anno di messa in esercizio	Capacit à (m3)	Destinazio ne d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizz azione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio		
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori		SI	NO (se prevista, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)			SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)								
40	-	A	2010	0,2	Ipoclorito (biocida acque piovane pulite)	x			x	x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale		
41	(SC10 1)	A	2010	4,5	Gasolina PIDA 1		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale		
42	(SC20 1)	A	2010	9,4	Gasolina PIDA 2		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale		
43	0EKR 40BB0 01	A	2010	3	Gasolina stazione gas		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale		
44	-	A	2010	2	Gasolio motopomp a		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale		
45	-	A	2010	5	Gasolio diesel		x	x		x			x	Ispezione visiva; controllo perdite	Semestrale		



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

6.8 Emissioni in atmosfera

6.8.1 Emissioni convogliate

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

I camini dei due gruppi TG, aventi altezza di 100 m e diametro interno di circa 6 m, costituiscono le principali sorgenti delle emissioni in atmosfera della centrale. La portata massima di fumi emessa annualmente è circa 4.182.620 Nm³/h totali nelle condizioni massima capacità produttiva, da considerare ripartita in parti uguali tra i due camini.

Sono inoltre presenti il camino E3 che convoglia i fumi in uscita dalla caldaia ausiliaria per la produzione vapore, attivata esclusivamente nei periodi di fermata dell'impianto fino al successivo ri-avviamento dell'impianto, ovvero quando viene a mancare la disponibilità di vapore dai generatori di vapore a recupero.

Infine i camini E4, E5 ed E6 convogliano i fumi delle tre caldaie ausiliarie per il preriscaldamento del gas.

Di seguito si riportano le caratteristiche dei citati camini.

Unità	Combustibile	Potenza termica di combustione (MWt)	Punto di emissione			Portata fumi secchi alla MCP (Nm ³ /h)
			Sigla	Altezza camino(m)	Sezione (m ²)	
TG1	gas naturale	1418,5	E1	100	28,3	2.091.310
TG2	gas naturale		E2	100	28,3	2.091.310
Caldaia ausiliaria per vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore + fumi della TV	gas naturale	11	E3	20	0,95	12.108
3 Caldaie ausiliarie preriscaldamento gas	gas naturale	1,2	E4	7,1	0,0707	-
		1,2	E5	7,1	0,0707	-
		1,2	E6	7,1	0,0707	-

Considerando cautelativamente la massima emissione garantita dal costruttore al massimo carico di esercizio per un funzionamento in queste condizioni per complessive 8.000 h/anno, per ciascun camino si hanno circa 502 t/anno di NO_x e circa 502 t/anno di CO (vedi punto B.7.2). In realtà, le emissioni di NO_x e CO dell'impianto saranno sensibilmente inferiori perché i dati massimi riportati si riferiscono all'impianto in funzione al massimo carico, cosa che si verifica di rado per questa tipologia di impianto. (DA relazione B18 Sorgenia marzo 2021) I parametri significativi NO_x e CO sono monitorati in continuo tramite apposita strumentazione installata ai camini.

Attraverso misure semestrali effettuate con campionamenti manuali ed analisi da parte di laboratorio certificato vengono monitorate anche le emissioni di biossido di zolfo (SO₂), polveri, composti organici volatili (COV) e formaldeide (CH₂O).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

Si riportano di seguito le emissioni massiche annue calcolate, riportate dal gestore nei report annuali di esercizio presentati negli anni 2016-2018 per i due gruppi e complessive.

Unità	Emissioni massiche complessive NOx (kg)			Emissioni massiche complessive CO (kg)		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
TG 1 (E1)	53.664	84.080	109.399	51.483	70.309	71.653
TG 2 (E2)	65.786	80.386	78.591	53.165	50.744	47.592
Tot periodo	119.450	164.466	187.989	104.649	121.052	119.245

Tabella 13 - Emissioni annue per i due gruppi e complessive riferite al periodo 2016-2018 (comprensive dei periodi transitori)

Le attuali modalità di esercizio della Centrale, dettate dalle esigenze di mercato, vedono frequenti avviamenti e spegnimenti con fermate d'impianto anche prolungate; inoltre è richiesto un tempo di risposta dalla richiesta di accensione il più breve possibile. Si riportano di seguito il numero di avviamenti negli anni 2016-2018 per i due gruppi.

Unità	n. avviamenti/spegnimenti		
	2016	2017	2018
TG 1 (E1)	285	330	341
TG 2 (E2)	304	250	276

Tabella 14 - Numero di avviamenti /spegnimenti nel periodo 2016-2018

Di seguito di riportano i dati forniti dal Gestore con la **Scheda B.6 (Fonti di emissione in atmosfera)**, la **Scheda B.7.1** (emissioni in atmosfera di tipo convogliato parte storica, anno di riferimento 2017), la **Scheda B.7.2** (emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla capacità produttiva) e la **Scheda B.7.3** (torce e altre emissioni di sicurezza).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato

Numero totale camini: 6

Sigla camino	Georeferenziazione (specificando tipo di coordinate)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m2)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità			Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale camino comune			Sistema monitoraggio in continuo	
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRefs		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. Bref	Descrizione		n. BAT / Rif. Bref	Descrizione			
E1	N 45°13'36.41" E 09°38'15.77"	A	100	28,3	B, C (Turbina a gas)	44	Catalizzatore	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NOx CO	
E2	N 45°13'36.41" E 09°38'15.77"	A	100	28,3	B, C (Turbina a gas)	44	Catalizzatore	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NOx CO	
E3	N 45°13'35.98" E 09°38'11.46"	A	20	0,95	Caldaia ausiliaria	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	NOx CO	
E4	N 45° 13'40,86" E 9°38' 10,92"	-	7,1	0,0707	Caldaia ausiliaria pre-riscaldamento	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		X
E5	N 45°13'40,70" E 9°38'10,80"	-	7,1	0,0707	Caldaia ausiliaria pre-riscaldamento	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		X
E6	N 45° 13' 40,50" E 9° 38' 10,65"	-	7,1	0,0707	Caldaia ausiliaria pre-riscaldamento	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.		X

Alla data di rilascio dell'AIA n. 300/2011, le emissioni derivanti dalle caldaie di pre-riscaldamento, aventi una potenza di 1,17 MW ciascuna, risultavano poco significative e non soggette ad autorizzazione

E7 (scarico del motore diesel del gruppo elettrogeno di emergenza) ed E8 (scarico del motore diesel della motopompa antincendio) sono emissioni poco significative, come già dichiarato in fase di primo rinnovo AIA



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica)

Anno di riferimento: 2017

Camino o condotta	Portata (Nm ³ /h)	Modalità di determinazione (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm ³) ¹					Concentrazione misurata rappresentativa ³		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (es. t/a, kg/mese, kg/h)		Flusso di massa misurato/calcolato rappresentativo (kg/anno)	
				Misura in continuo		Misura discontinua		% O ₂	Media annua (mg/Nm ³)	% O ₂	al camino	più camini/Intera installazione	al camino	più camini/Intera installazione
				dato misurato	base temporale m/g/h	dato misurato	Frequenza ²							
E1	1.444.881	M	NO _x	30	h			15	16,8	15			80.039	-
				25	g									-
			CO	30	h			15	3,3	15			11.997	-
			COV			1	s-m	15	0,8	15			10.190	-
E2	1.428.239	M	NO _x	30	h			15	17,9	15			77.033	-
				25	g									-
			CO	30	h			15	2,1	15			8.059	-
			COV			1	s-m	15	0,7	15			8.187	-
E3	6.840	M	NO _x	200	h			3	87,73	3			2.894	-
			CO	100	h			3	3,17	3			86	-



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)

Camino o condotta	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)	Modalità di determinazione (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm ³) ¹				Concentrazione rappresentativa ³		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (kg/h)		Flusso di massa rappresentativo (kg/anno)		
					Misura in continuo		Misura discontinua		% O ₂	% O ₂	al camino	più camini/Intera installazione	al camino	più camini/Intera installazione	
					valore	base temporale m/g/h	valore	Frequenza ²							(mg/Nm ³)
E1	-	2.091.310**	C	NO _x	30	h			15	20 - 30	15		-	501.914 (C)*	-
				CO	30	h			15	1 - 30	15		-	501.914 (C)*	-
				COV			1	s-m	15	<1	15		-	16.722 (C)*	-
E2	-	2.091.310	C	NO _x	30	h			15	20 - 30	15		-	501.914 (C)*	-
				CO	30	h			15	1 - 30	15		-	501.914 (C)*	-
				COV			1	s-m	15	<1	15		-	16.722 (C)*	-
E3	-	12.000	C	NO _x	200	h			3	150 - 200	3		-	19.200 (C)	-
			C	CO	100	h			3	10 - 100	3		-	9.600 (C)	-

Note

* Per il calcolo dei flussi di massa annuali si è ipotizzato, cautelativamente, di considerare l'impianto in funzione al massimo carico per 8000 h/anno.

** Il valore della portata dei fumi corrisponde al valore nelle condizioni di massimo carico di esercizio.

¹Nel caso di limiti ponderati relativi a più camini (es. bolla di raffineria), riportare il limite ponderato, indicando in nota i camini a cui è riferito; le concentrazioni misurate o stimate devono essere riferite al singolo camino.

² Indicare la frequenza di misura: annuale (a), biennale (b-a), mensile (m), bimestrale (b-m), semestrale (s-m), quadrimestrale (q-m), giornaliera (g), settimanale (s), o altro (specificare).

³Indicare un valore di concentrazione dell'inquinante coerente con la base temporale, l'ossigeno di riferimento e le altre condizioni prescritte per la verifica di conformità al limite, che il gestore ritiene rappresentativo del punto di emissione alla capacità produttiva.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Oltre ai 3 camini sopra descritti, si segnala la presenza dei punti di emissione (impianti in deroga o non significativi) relativi al motore diesel del Gruppo elettrogeno di emergenza e al motore diesel della pompa antincendio:

Unità	Combustibile	Sigla
Motore diesel del Gruppo elettrogeno di emergenza	gasolio	E7
Motore diesel della pompa antincendio	gasolio	E8

Per quanto concerne i punti di emissione non significativi, sono indicati dal gestore il gruppo di emergenza e la motopompa antincendio, avviati solo in condizioni di emergenza e per le verifiche di funzionamento periodiche. La verifica di funzionamento prevede l'accensione per pochi minuti. Per la tipologia di macchine di cui si tratta non si è in grado di discriminare una fase di transitorio da quella di normale esercizio, la durata degli avviamenti coincide pertanto con il tempo di esercizio.

B.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza alla capacità produttiva									
n. progressivo	Sigla	Descrizione	Georeferenziazione	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M/automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
1	PK-101	Stazione gas PIDA1	N 41° 14' 21" E 9° 41' 59"	-	Sfiati e drenaggi manuali di spiazzamento gas	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
2	PK-201	Stazione gas PIDA2	N 45° 13' 41,26" E 9° 38' 12,26"	-	Sfiati manuali di spiazzamento gas	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
3	10EKR45B B001	Stazione gas	N 45° 13' 40,21" E 9° 38' 10,46"	-	Sfiati e drenaggi manuali di spiazzamento gas, PSV	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
4	11EKG10B R006	Post-riscaldatore e gas TG1	N 45° 13' 36,36" E 9° 38' 11,73"	-	Sfiato manuale scambiatore dn 15	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
5	11EKG10B R401	Post-riscaldatore e gas TG1	N 45° 13' 36,37" E 9° 38' 11,74"	-	Sfiato manuale linea uscita dn 50	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Berttonico

B.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza alla capacità produttiva									
n. progressivo	Sigla	Descrizione	Georeferenziazione	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M/automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
6	12EKG10B R006	Post-riscaldatore e gas TG2	N 45°13'36,38" " " E 9°38'11,75"	-	Sfiato manuale scambiatore dn 15	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
7	12EKG10B R401	Post-riscaldatore e gas TG2	N 45°13'36,39" " " E 9°38'11,76"	-	Sfiato manuale linea uscita dn 50	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
8	11EKR20B B001	Skid finale gas TG1	N 45°13'35,75" " " E 9°38'12,93"	-	Sfiati e drenaggi manuali e automatici di spiazzamento gas	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
9	11EKR20B R002	Skid finale gas TG1	N 45°13'35,76" " " E 9°38'12,94"	-	Sfiato di spiazzamento gas, PSV	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
10	11EKG30B R003	Skid finale gas TG1	N 45°13'35,77" " " E 9°38'12,95"	-	Sfiato automatico inter-valvolare ESV-BLOCCO	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
11	12EKR20B B001	Skid finale gas TG2	N 45°13'34,96" " " E 9°38'14,65"	-	Sfiati e drenaggi manuali e automatici di spiazzamento gas	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
12	12EKR20B R002	Skid finale gas TG2	N 45°13'34,97" " " E 9°38'14,66"	-	Sfiato di spiazzamento gas, PSV	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
13	12EKG30B R003	Skid finale gas TG2	N 45°13'34,98" " " E 9°38'14,67"	-	Sfiato automatico inter-valvolare ESV-BLOCCO	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
14	11MBP13A A501	Cabinato valvole gas TG1	N 45°13'35,78" " " E 9°38'12,96"	-	Sfiato automatico inter-valvolare BLOCCO-VLV REG	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
15	12MBP13A A501	Cabinato valvole gas TG2	N 45°13'34,99" " " E 9°38'14,68"	-	Sfiato automatico inter-valvolare BLOCCO-VLV REG	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza alla capacità produttiva									
n. progressivo	Sigla	Descrizione	Georeferenziazione	Posizione amministrativa	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (Manuale-M /automatico-A)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			
16	10QHH11 BR451- VS01-40- AX-P	Caldaia ausiliaria	N 45°13'35.98 " E 09°38'11.46 "	-	Sfiato automatico inter-valvolare rampa bruciatore gas caldaia ausiliaria	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M
17	10QHH12 BR451- VS01-15- AX-P	Caldaia ausiliaria	N 45°13'35.98 " E 09°38'11.46 "	-	Sfiato automatico inter-valvolare rampa bruciatore gas caldaia ausiliaria	NO	n.a. Candela fredda	n.a.	M

Note
Le candele fredde, da sempre presenti in impianto e presso le quali non avviene combustione, rappresentano sistemi di sicurezza verso le quali viene convogliato il gas in occasione degli spiazamenti del gas preliminarmente alle attività di manutenzione lungo le linee.

6.8.2 Emissioni non convogliate

Il Gestore attua un programma LDAR (Leak Detection and Repair) finalizzato al controllo delle emissioni fuggitive.

Scopo dell'attività è l'individuazione delle sorgenti "fuori soglia", caratterizzate da uno stato emissivo superiore rispetto alla soglia di 5.000 ppm, definita come "perdita". L'individuazione di tali criticità è finalizzata all'interruzione delle perdite mediante interventi di riparazione.

Dal 3 al 7 aprile 2017 presso la Centrale è stata condotta una campagna di monitoraggio ambientale delle emissioni fuggitive. Oggetto dell'indagine analitica per la determinazione delle emissioni fuggitive è il *metano* presente nelle linee, macchine ed apparecchiature costituenti l'impianto industriale della Centrale termoelettrica.

L'indagine per la determinazione delle emissioni fuggitive ha riguardato tutte le seguenti sezioni d'impianto della Centrale:

- Stazione di misura e lancio PIG-PIDA1;
- Stazione di ricevimento PIG-PIDA2;
- Stazione filtrazione iniziale;
- Stazione di riduzione gas;
- Filtrazione finale;
- Riscaldamento finale;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

- Sezione Turbine.

Nell'ambito dell'attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive della Centrale, sono state identificate ed acquisite nel database i seguenti dati:

- Sorgenti di emissione gestite: 1.932
- Sorgenti/Punti di emissione non accessibili: 327
- Sorgenti di emissione misurate: 1.605
- Punti di emissione misurati: 3895
- Punti di emissione anomali (presentanti fughe di entità pari o superiore al valore di soglia fissato in 5.000 ppmV): **12**, di cui:
 - Perdite totali rilevate nel range 5.000 – 50.000 ppmV: **8**
 - Punti rilevati oltre la soglia di 50.000 ppmV: **4**
- Punti di emissione critici (caratterizzati da perdite residue, vale a dire punti presentanti, dopo riparazione, ancora un tenore di fuga di entità pari o superiore al valore di soglia fissato in 5.000 ppmV) : n. **4**
- Perdite rientrate (punti di emissione dove, dopo riparazione, la misura della concentrazione di COV è rientrata al di sotto del valore di soglia fissato in 5.000 ppmV): **8**

Di seguito si riporta la tabella 15 con l'elenco delle perdite, che identifica le sorgenti di emissione con concentrazione superiore alla soglia di 5.000 ppmV di metano equivalente con segnalazione di quelle che sono state oggetto di riparazione. Accanto ad ogni misura della concentrazione in ppmV delle emissioni viene riportata la relativa portata in kg/anno.

TAV. 2		SORGENIA Turano Lodigiano			ELENCO DELLE PERDITE		Aprile 2017		CONDIZIONE DELLA PERDITA	
PROGR.	IDENTIFI C.	RILIEVO INIZIALE		RILIEVO DOPO MANUTENZ.		PERIODO DI MANUTENZ.		Rientrata	Residua	
		Data	ppmV	Kg/anno	ppmV	Kg/anno	Inizio			Fine
1	00530	03/04/2017	11.650	58,11	11.650	58,11			X	
2	00482	03/04/2017	> 50.000	963,60	> 50.000	963,60			X	
3	01693	04/04/2017	> 50.001	963,60	> 50.000	963,60			X	
4	01763	04/04/2017	16.360	78,16	16	0,18	04/04/2017	04/04/2017	X	
5	00012	04/04/2017	12.730	62,79	12.730	62,79	04/04/2017	04/04/2017	X	
6	00099	04/04/2017	> 50.001	963,60	5	0,70	05/04/2017	05/04/2017	X	
7	00442	05/04/2017	> 50.001	963,60	15	0,17	05/04/2017	05/04/2017	X	
8	01033	05/04/2017	39.570	312,95	110	0,99	05/04/2017	05/04/2017	X	
9	01036	05/04/2017	9.127	46,96	550	4,04	05/04/2017	05/04/2017	X	
10	01018	05/04/2017	9.873	91,60	20	0,38	05/04/2017	05/04/2017	X	
11	10025	05/04/2017	7.200	69,27	3	0,07	05/04/2017	05/04/2017	X	
12	0763	06/04/2017	32.700	143,07	6	0,08	06/04/2017	06/04/2017	X	
		Totale		4.717,31	Totale	2.054,71	Totale		8	4

Tabella 15 – Elenco perdite

In sostanza la campagna di misura delle emissioni fuggitive, svoltasi nel mese di Aprile 2017 presso la Centrale termoelettrica di Turano Lodigiano – Bertónico, ha quantificato una emissione di COV pari a **11,01 t/anno**. Dopo gli interventi di manutenzione correttiva la perdita di COV è stata quantificata in **8,3 t/anno**.

Nel Report riferito all'anno 2017 è riportata la stima delle emissioni fuggitive, causata dalle manutenzioni (8 interventi nel 2017) per un complessivo di 4500,8 Sm³.

Il contributo delle emissioni fuggitive è accompagnato nella relazione annuale dalla stima del quantitativo di gas naturale rilasciato in atmosfera durante le manutenzioni. Nel corso della visita ispettiva 2019, il gruppo istruttore, durante il sopralluogo alle tre caldaie di preriscaldamento del gas il GI



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

ha chiesto informazioni in merito alle due “candele fredde” presenti nell’area; il Gestore ha spiegato che tali impianti vengono messi in funzione in caso di blocco o malfunzionamento dell’impianto, scaricando all’esterno il gas naturale.

Nel grafico seguente è riportato l’andamento del quantitativo di gas rilasciato in atmosfera a causa delle perdite negli impianti (emissioni fuggitive) e dagli impianti di rilascio controllato (candele a freddo) dovuto a messa in sicurezza / manutenzione degli impianti, si nota come le emissioni fuggitive tenute sotto controllo mediante LDAR sono in costante diminuzione mentre le emissioni dovute alle manutenzioni sono sostanzialmente costanti fatto salvo un incremento nel 2017.

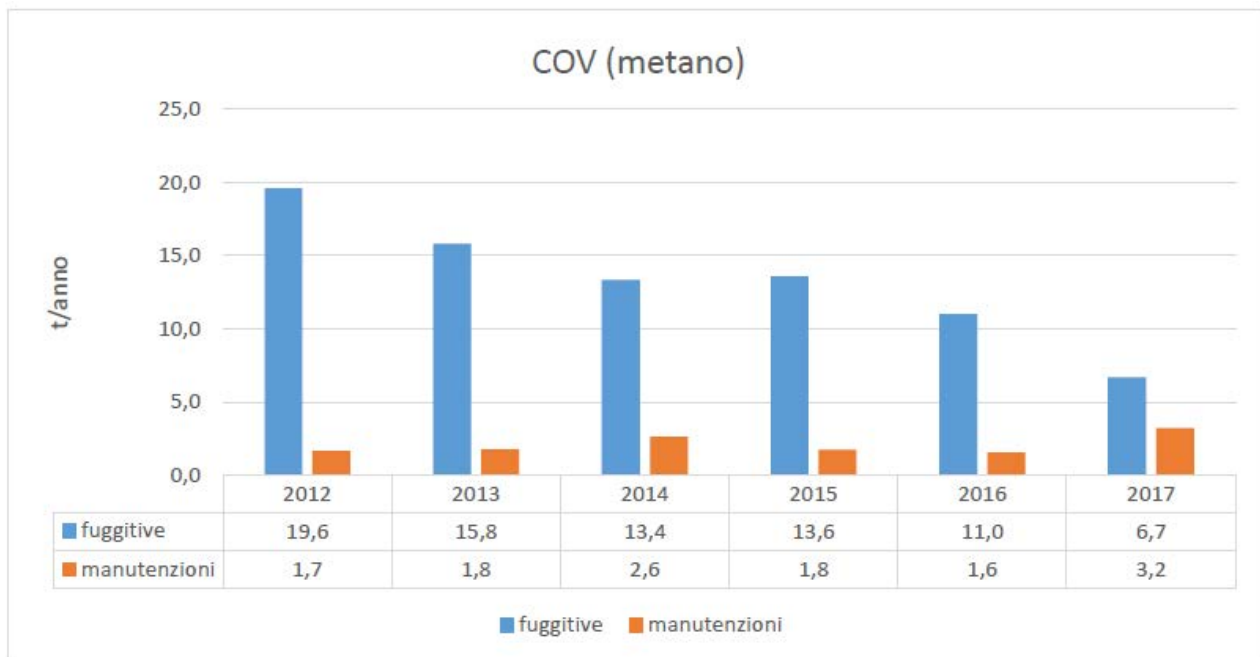


Figura 15 – Grafico riportante i livelli emissivi in ton/anno in seguito a manutenzione o dovute ad emissioni fuggitive- Report 2017

Analogamente, si riportano i dati riportati nel report di esercizio 2018.

Il gestore dichiara che la campagna di misura delle emissioni fuggitive, svoltasi nel mese di Marzo 2018 presso la Centrale termoelettrica di Turano Lodigiano – Bertanico, ha quantificato una emissione di COV pari a 12,09 t/anno. Dopo gli interventi di manutenzione correttiva la perdita di COV è quantificata in 6,7 t/anno.

Nel Report di esercizio 2018 invece, il gestore ha riportato l’andamento del monitoraggio delle emissioni fuggitive rilevate nel corso degli anni, esponendo le relative masse disperse e le sorgenti emittenti che partecipano a tale quantificazione.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

TAV. 2		SORGENIA/Turano Lodigiano		ELENCO DELLE PERDITE			MARZO 2018			
PROGR.	IDENTIFIC. SORGENTE	RILIEVO INIZIALE			RILIEVO DOPO MANUTENZ.		PERIODO DI MANUTENZ.		CONDIZIONE DELLA PERDITA	
		Data	ppmV	Kg/anno	ppmV	Kg/anno	Inizio	Fine	Rientrata	Residua
1	00012	08/03/2018	12.470	61,66	12.470	61,66				X
2	00861	08/03/2018	18.930	162,96	12	0,24	08/03/2018	08/03/2018	X	
3	00099	08/03/2018	34.900	151,44	34.900	151,44				X
4	00176	08/03/2018	8.530	44,27	3	0,04	08/03/2018	08/03/2018	X	
5	00989	07/03/2018	19.100	89,47	1.020	6,93	07/03/2018	07/03/2018	X	
6	00992	07/03/2018	> 50.000	963,60	500	3,72	07/03/2018	07/03/2018	X	
7	00444	07/03/2018	13.150	64,59	3	0,04	07/03/2018	07/03/2018	X	
8	00429	07/03/2018	> 50.000	963,60	3	0,04	07/03/2018	07/03/2018	X	
9	01702	08/03/2018	23.200	106,03	4	0,05	08/03/2018	08/03/2018	X	
10	01714	08/03/2018	> 50.000	963,60	3.800	21,85	08/03/2018	08/03/2018	X	
11	01770	08/03/2018	> 50.000	1.927,20	1.500	17,28	08/03/2018	08/03/2018	X	
12	01777	08/03/2018	12.800	63,09	3	0,04	08/03/2018	08/03/2018	X	
		Totale		5.561,51	Totale	263,33	Totale		10	2

Tab. 1 LODI								
EMISSIONI ANNUE								
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Prima della riparazione	kg/anno	10186,57	12407,99	8923,95	6463,01	6240,88	4717,31	5.561,51
Dopo la riparazione	kg/anno	7098,82	5425,41	3414,7	5312,92	2499,41	2054,71	263,33
Riduzione a seguito della manutenzione	%	-30%	-56%	-62%	-18%	-60%	-56%	-95%

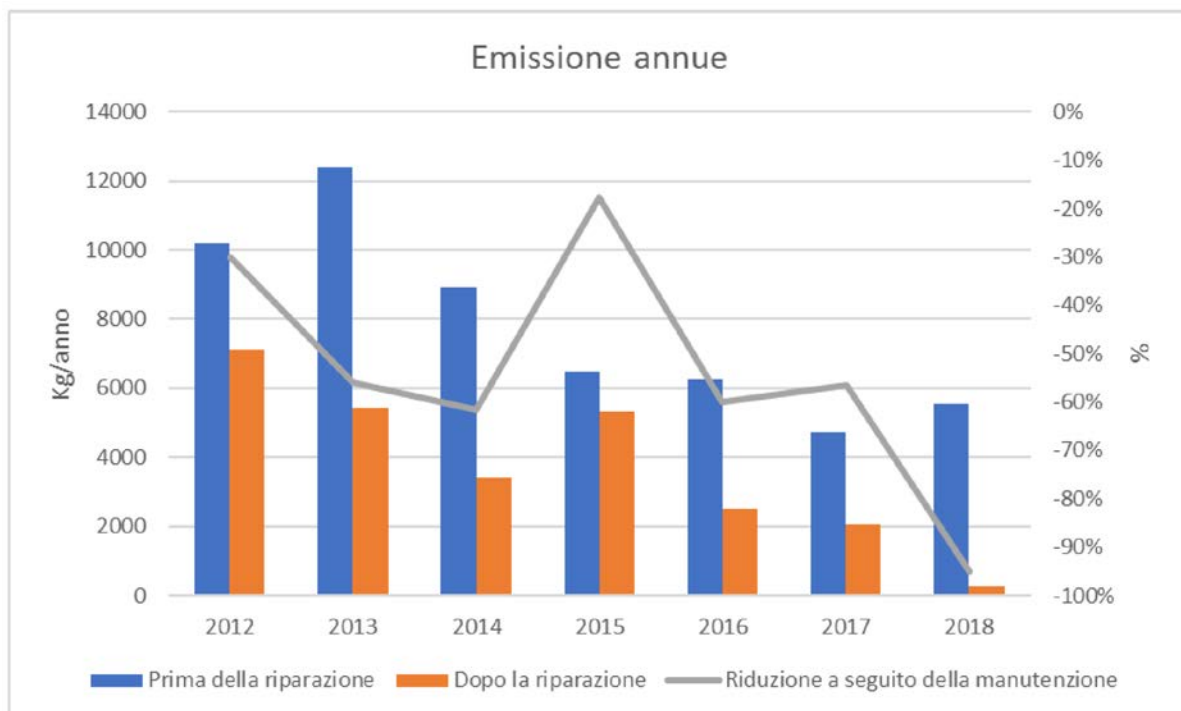


Figura 16 – Grafico riportante i livelli emissivi in ton/anno prima e dopo la manutenzione dovute ad emissioni fuggitive- Report 2018



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6.9 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

L'acqua utilizzata dal processo produttivo è sottoposta ad un complesso processo di recupero e trattamento secondo la tecnologia "zero liquid discharge" (cfr. paragrafo 7.2). Gli unici scarichi idrici consistono nelle acque nere provenienti dall'edificio amministrativo e dal magazzino convogliate in una fossa Imhoff, e nel troppopieno della vasca di raccolta delle acque di seconda pioggia convogliato nella linea acque bianche della fogna dell'area industriale. È poi presente uno scarico di emergenza, attivo esclusivamente in caso di fuori servizio dell'impianto stesso (scarico SF3 allo scolmatore Valguercia); dalla messa in esercizio lo scarico di emergenza non è mai stato attivato.

Di seguito si riportano le informazioni fornite dal gestore nella scheda A.9.

A.9 Informazioni sui corpi recettori degli scarichi idrici						
Scarico finale	Recettore					Classificazione area
	Tipologia	Nome	Riferimento	Gestore dello scarico	Gestore di eventuale impianto di trattamento comune ¹	
SF1	Fognatura	Fognatura (acque nere) a servizio del comparto ex-Sarni	SF1	Depuratore consortile (Comune di Bertónico)	-	Zona vulnerabile da nitrati di provenienza agrozootecnica
SF2	Fognatura	Fognatura (acque bianche) a servizio del comparto ex-Sarni	SF2	Depuratorie consortile (Comune di Bertónico)	-	Zona vulnerabile da nitrati di provenienza agrozootecnica
SF3	Corpo idrico superficiale	Scolmatore Valguercia	SF3	-	-	Zona vulnerabile da nitrati di provenienza agrozootecnica

Considerando l'adozione della tecnologia "zero liquid discharge", il gestore non ha compilato le tabelle B.10.1 e B.10.2, indicando esclusivamente a calca delle tabelle, che "L'opera in esame si può considerare un'opera ad emissioni nulle in acqua, in quanto impiega la tecnologia "ZERO LIQUID DISCHARGE" (ZLD): gli scarichi industriali sono praticamente solo di emergenza".

Di seguito di riportano invece i dati forniti dal Gestore con la **Scheda B.9.1** (scarichi idrici parte storica, anno di riferimento 2017) e con la **Scheda B.9.2** (scarichi idrici alla capacità produttiva).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.9.1 Scarichi idrici (parte storica)											Anno di riferimento: 2017			
Scarico Finale _SF1_		Georeferenziazione (tipo di coordinate) _____ 45°13'39,82" N 9°38'15,01" E			Tipologia acque convogliate: <input type="checkbox"/> industriali di processo (AI); <input type="checkbox"/> industriali di raffreddamento (AR); <input type="checkbox"/> di dilavamento (DI); <input type="checkbox"/> di prima pioggia (se separate)(IP); <input type="checkbox"/> di lavaggio aree esterne (LV); <input checked="" type="checkbox"/> assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).									
Recettore <input type="checkbox"/> corpo idrico superficiale interno <input type="checkbox"/> mare <input checked="" type="checkbox"/> pubblica fognatura <input type="checkbox"/> acque di transizione <input type="checkbox"/> rete fognaria non urbana <input type="checkbox"/> impianto di trattamento comune <input type="checkbox"/> altro (specificare)								Portata media annua _____		Portata massima mensile _____		Misuratore portata (SI/NO) _____		
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipo loggia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m ²)	Tecniche di abbattimento applicate		Trattamento in impianto comune		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
AD	1			100						Comune di Bertónico		n.d.		
Totale scarichi parziali														
Scarico Finale _SF2_		Georeferenziazione (tipo di coordinate) _____ 45°13'41,35" N 9°38'13,96" E			Tipologia acque convogliate: <input type="checkbox"/> industriali di processo (AI); <input type="checkbox"/> industriali di raffreddamento (AR); <input checked="" type="checkbox"/> di dilavamento (DI); <input type="checkbox"/> di prima pioggia (se separate)(IP); <input type="checkbox"/> di lavaggio aree esterne (LV); <input type="checkbox"/> assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).									
Recettore <input type="checkbox"/> corpo idrico superficiale interno <input type="checkbox"/> mare <input checked="" type="checkbox"/> pubblica fognatura <input type="checkbox"/> acque di transizione <input type="checkbox"/> rete fognaria non urbana <input type="checkbox"/> impianto di trattamento comune <input type="checkbox"/> altro (specificare)								Portata media annua _____		Portata mensile _____		Misuratore portata (SI/NO) _____		
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipo loggia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m ²)	Tecniche di abbattimento applicate		Trattamento in impianto comune		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
MN	2			100						Comune di Bertónico		n.d.		
Totale scarichi parziali														



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Scarico Finale _SF3_	Georeferenziazione (tipo di coordinate)___ 45°13'24,80'' N 9°38'14,36'' E	Tipologia acque convogliate: <input checked="" type="checkbox"/> industriali di processo (AI); <input type="checkbox"/> industriali di raffreddamento (AR); <input type="checkbox"/> di dilavamento (DI); <input type="checkbox"/> di prima pioggia (se separate)(1P); <input type="checkbox"/> di lavaggio aree esterne (LV); <input type="checkbox"/> assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).												
Recettore <input checked="" type="checkbox"/> corpo idrico superficiale interno <input type="checkbox"/> mare <input type="checkbox"/> pubblica fognatura <input type="checkbox"/> acque di transizione <input type="checkbox"/> rete fognaria non urbana <input type="checkbox"/> impianto di trattamento comune <input type="checkbox"/> altro (specificare)								Portata media annua _Scarico d'emergenza (non stimabile)		Portata mensile _____		Misuratore portata (SI/NO) _____		
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m ²)	Tecniche di abbattimento applicate		Trattamento in impianto comune		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
AI	3		H	100		Emergenza				Scolmatore Valguercua		n.d.		
Totale scarichi parziali	_____													



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.9.2 Scarichi idrici (alla capacità produttiva)

Scarico Finale _SF1_	Georeferenziazione (tipo di coordinate) 45°13'39,82" N 9°38'15,01" E	Tipologia acque convogliate: <input type="checkbox"/> industriali di processo (AI); <input type="checkbox"/> industriali di raffreddamento (AR); <input type="checkbox"/> di dilavamento (DI); <input type="checkbox"/> di prima pioggia (separate)(1P); <input type="checkbox"/> di lavaggio aree esterne (LV); <input checked="" type="checkbox"/> assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).												
Recettore <input type="checkbox"/> corpo idrico superficiale interno <input type="checkbox"/> mare <input checked="" type="checkbox"/> pubblica fognatura <input type="checkbox"/> acque di transizione <input type="checkbox"/> rete fognaria non urbana <input type="checkbox"/> impianto di trattamento comune <input type="checkbox"/> altro (specificare)								Portata media annua _1000 m ³ /anno		Portata mensile _____		Misuratore portata (SI/NO) _____		
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipo loggia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m ²)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Trattamento in impianto comune		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
AD	1			100						Comune di Bertónico		n.d.		
Totale scarichi parziali		_1_												
Scarico Finale _SF2_	Georeferenziazione (tipo di coordinate) 45°13'41,35" N 9°38'13,96" E	Tipologia acque convogliate: <input type="checkbox"/> industriali di processo (AI); <input type="checkbox"/> industriali di raffreddamento (AR); <input checked="" type="checkbox"/> di dilavamento (DI); <input type="checkbox"/> di prima pioggia (separate)(1P); <input type="checkbox"/> di lavaggio aree esterne (LV); <input type="checkbox"/> assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).												
Recettore <input type="checkbox"/> corpo idrico superficiale interno <input type="checkbox"/> mare <input checked="" type="checkbox"/> pubblica fognatura <input type="checkbox"/> acque di transizione <input type="checkbox"/> rete fognaria non urbana <input type="checkbox"/> impianto di trattamento comune <input type="checkbox"/> altro (specificare)								Portata media annua _non stimabile		Portata mensile _____		Misuratore portata (SI/NO) _____		
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipo loggia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m ²)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Trattamento in impianto comune		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
MN	2			100						Comune di Bertónico		n.d.		
Totale scarichi parziali		_1_												



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Scarico Finale _SF3_	Georeferenziazione (tipo di coordinate)____ 45°13'24,80'' N 9°38'14,36'' E		Tipologia acque convogliate: <input checked="" type="checkbox"/> industriali di processo (AI); <input type="checkbox"/> industriali di raffreddamento (AR); <input type="checkbox"/> di dilavamento (DI); <input type="checkbox"/> di prima pioggia (se separate)(1P); <input type="checkbox"/> di lavaggio aree esterne (LV); <input type="checkbox"/> assimilate alle domestiche (art. 101 Dlgs. 152/06) (AD).											
Recettore <input type="checkbox"/> corpo idrico superficiale interno <input type="checkbox"/> mare <input type="checkbox"/> pubblica fognatura <input type="checkbox"/> acque di transizione <input type="checkbox"/> rete fognaria non urbana <input type="checkbox"/> impianto di trattamento comune <input type="checkbox"/> altro (specificare)							Portata media annua _Scarico d'emergenza (non stimabile)		Portata mensile _____		Misuratore portata (SI/NO) _____			
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m ²)	Tecniche di abbattimento applicate		Trattamento in impianto comune		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo	
								BAT Conclusions o BRefs (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
AI	3		H	100		Emergenza				scolmatore Valguercua		n.d.		



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Con le integrazioni fornite a marzo 2021, il gestore, in merito ai rapporti tra Sorgenia Power e l'Ente che gestisce l'impianto consortile, ha precisato che:

- *l'impianto di depurazione consortile è stato realizzato nell'ambito delle opere di urbanizzazione del comparto Nord del comprensorio industriale ex raffineria Sarni-Gulf nel 2009 per trattare: le acque reflue domestiche provenienti dagli impianti produttivi che si sarebbero insediati nel comprensorio (si veda foto seguente) e le acque meteoriche raccolte sulla viabilità a servizio del comprensorio.*
- *L'impianto di depurazione è stato realizzato per far sì che le acque trattate vengano inviate alla vasca volano costruita in adiacenza dello stesso. Lo scopo della vasca volano è quello di raccogliere, oltre alle acque di cui sopra, anche le acque meteoriche di seconda pioggia trattate e pulite provenienti da ogni singolo lotto produttivo che si sarebbe insediato nell'area. Le acque in uscita dalle vasche volano confluiscono nello scolmatore Valguercia. Tale scarico è governato dalla Concessione di polizia idraulica rilasciata dalla Regione Lombardia con Decreto n. 21036 del 26.11.2004 alle società Kumosar Srl e Racoon Srl (che il gestore ha fornito in allegato). Quest'ultima nel 2018 è stata fusa in Sorgenia Power Spa.*
- *Dalla conclusione delle opere di urbanizzazione primaria del comprensorio ad oggi, l'unico impianto insediato è la Centrale termoelettrica a ciclo combinato di Sorgenia Power.*

Il Gestore ha inoltre ricordato che gli scarichi idrici prodotti dalla Centrale sono:

- *le acque reflue domestiche provenienti dagli uffici e raccolte in una fossa Imhoff interna alla Centrale del volume di 5000 litri con trincea di subirrigazione senza drenaggio. Le acque reflue domestiche non vengono quindi inviate al depuratore consortile tramite lo scarico SF1. Si precisa che l'impianto di depurazione consortile non è mai stato esercito per la mancanza di un volume minimo per l'attivazione.*
- *le acque di seconda pioggia che vengono raccolte e riutilizzate per il normale esercizio dell'impianto. Queste verranno deviate alla vasca volano tramite la rete consortile dedicata e da lì allo scolmatore Valguercia tramite lo scarico SF2 solo nel caso in cui gli eventi meteorici siano tali da saturare la capacità dei sistemi di accumulo della Centrale.*
- *il concentrato del primo passo dell'impianto ad osmosi inversa che, solo in condizioni di emergenza e previo campionamento per verificarne la conformità ai limiti della Tab. 3 allegato 5 del 152/06 (come da protocollo condiviso con Arpa Lombardia), verrà scaricato tramite condotta dedicata direttamente allo scolmatore Valguercia. Si precisa che le condizioni di emergenza non si sono mai verificate durante l'esercizio della Centrale e pertanto lo scarico SF3 non è mai stato utilizzato.*

Per quanto sopra esposto:

- *i reflui domestici non vengono conferiti all'impianto di depurazione consortile ma sono trattati all'interno della centrale;*
- *le acque meteoriche pulite sono eventualmente conferite alle vasche volano del comprensorio;*
- *nell'impianto di depurazione ad oggi non vengono quindi convogliati reflui da trattare e per tale motivo l'impianto non è mai stato attivato, ne è mai sorta l'esigenza di una gestione attiva dello stesso tramite una società specializzata.*



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

SORGENIA POWER SpA

Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertonico

Il Gestore ha infine prodotto il seguente schema esplicativo dei collegamenti degli scarichi idrici dalla Centrale.



Figura 17 - Schema degli scarichi idrici della centrale

Sulla base di quanto dichiarato dal gestore nella documentazione allegata all'istanza, anche alla luce degli ultimi chiarimenti forniti dal Gestore, è possibile caratterizzare come di seguito gli scarichi idrici della centrale Sorgenia:

- SF1: scarico acque nere domestiche in fossa Imhoff, costruita secondo specifica normativa regionale (senza nessun collegamento con depuratore consortile);
- SF2: scarico troppo pieno acque meteoriche: l'impianto ha un sistema di trattamento simile alla separazione di prima e seconda pioggia, tutte le acque vengono trattate in disoleatore, recuperate sia per il processo che per l'antincendio, il troppo pieno viene convogliato alle vasche di laminazione del depuratore consortile (finora mai entrato in funzione), per poi scaricare allo scolmatore Valguercia. Si tratta a tutti gli effetti di acque di seconda pioggia, pertanto non soggette a monitoraggio secondo Regolamento Regionale;
- SF3: scarico emergenza dell'impianto di osmosi inviato direttamente allo scolmatore Valguercia (concessione idraulica rilasciata dallo STER Regionale). Tale scarico non è stato mai attivato dall'inizio dell'attività della centrale.

6.10 Rifiuti

La quantità di rifiuti speciali prodotta in impianto è contenuta ed ha due origini: le attività di manutenzione e il processo produttivo. I rifiuti generati dal processo produttivo derivano prevalentemente dall'impianto di recupero e trattamento acque e dal lavaggio dei compressori delle turbine a gas.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Nella “Procedura di gestione dei rifiuti” trasmessa con le integrazioni di marzo 2021, il Gestore ha specificato che i rifiuti prodotti dalle attività di esercizio, ovvero i rifiuti da processo, sono sempre di titolarità di Sorgenia Power.

La titolarità dei rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione effettuate da impresa esterna è di Sorgenia Power, salvo diversa indicazione riportata nel contratto d'appalto o esplicita deroga sottoscritta dalle parti come nel modello in allegato. Dovranno in ogni caso essere rispettate le seguenti istruzioni per la corretta gestione:

- L'impresa esecutrice dovrà nominare un proprio referente per la gestione dei rifiuti che si creano per effetto della propria attività lavorativa. Questo verrà formato da Sorgenia Power prima dell'inizio dell'attività di manutenzione sulle modalità di raccolta, differenziazione e conferimento in uso presso l'impianto.
- L'impresa esecutrice dovrà dotarsi di contenitori idonei per effettuare la raccolta differenziata dei rifiuti. È vietata la raccolta rifiuti in sacchi neri. I contenitori dovranno essere collocati a piè d'opera e dovranno riportare l'indicazione del materiale in esso contenuto e il nominativo della ditta produttrice.
- I rifiuti prodotti dovranno essere conferiti presso le aree di deposito temporaneo dell'impianto secondo le tempistiche (almeno settimanalmente) e nelle fasce orarie definite da Sorgenia Power prima dell'attività di manutenzione. Per la movimentazione/trasferimento dei rifiuti presso le aree di deposito temporaneo, il referente dell'impresa esecutrice potrà richiedere supporto ad un addetto nominato da Sorgenia Power. Quest'ultimo controllerà anche che i rifiuti siano stati differenziati in maniera tale da essere accettati e conferiti nelle aree di deposito temporaneo e provvederà ad attribuire il codice CER. In caso di anomalie, l'addetto deputato al controllo del conferimento avvertirà telefonicamente il manutentore di riferimento che prenderà i provvedimenti del caso.

Le attività che possano generare rifiuti sanitari come i prelievi per i dipendenti verranno da contratto presi a carico e conseguentemente smaltiti dal fornitore ai sensi del D. Lgs 152/06, art 266, comma 4; invece i DPI (mascherine e guanti) utilizzati per contenere il contagio da covid-19 verranno gestiti come indicato nella procedura dedicata PTC DIR 116 CE.

Nel caso si producessero rifiuti sanitari, per esempio dall'utilizzo della cassetta di primo soccorso, il soggetto che ha prodotto il rifiuto avvisa Responsabile Manutenzione Meccanica che metterà in carico il rifiuto entro 5 giorni dalla sua produzione e lo avvia a smaltimento entro 30 giorni, mediante soggetto autorizzato.

La produzione complessiva di rifiuti nel 2017 è legata prevalentemente ai processi di trattamento idrico e in particolare alla chiarificazione delle acque. Si tratta, infatti, di fanghi prodotti dal trattamento delle acque utilizzate per il funzionamento dell'impianto che necessitano di caratteristiche chimiche omogenee e costanti per mantenere gli standard produttivi.

In merito ai dati di produzione rifiuti dell'anno di riferimento 2017 e alla capacità produttiva si rimanda alle seguenti **Schede B.11.1 e B.11.2** elaborate dal Gestore.

Presso la Centrale vengono effettuate operazioni di “stoccaggio” rifiuti di cui alla successiva **Scheda B.12**. I rifiuti vengono gestiti con operazioni di deposito temporaneo di cui alla successiva **Scheda B.12.1**.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)								Anno di riferimento: 2017			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
060503	fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Liquido	Processo	31,383	-	-	-	R2	R2	Sfusi	Smaltimento
080318	toner per stampa esauriti	Liquido	Manutenzione	0,011	-	-	-	R2	R2	Scatola	Recupero
100101	ceneri pesanti, fanghi e polveri di caldaia	Solido	Manutenzione	0,322	-	-	-	R2	R2	Big bag	Smaltimento
130507*	Emulsioni oleose	Liquido	Processo	3,16	-	-	-	R1	R1	Cisterna	Smaltimento
150101	Imballaggi in carta e cartone	Solido	Imballaggi	1,456	-	-	-	R2	R2	Cassonetto	Recupero
150102	Imballaggi in plastica	Solido	Imballaggi	1,017	-	-	-	R2	R2	Big bag	Recupero
150103	Imballaggi in legno	Solido	Imballaggi	1,104	-	-	-	R2	R2	Cassone	Recupero
150106	Imballaggi in materiali misti	Solido	Imballaggi	2,542	-	-	-	R2	R2	Cassonetto	Recupero
150107	imballaggi in vetro	Solido	Imballaggi	0,191	-	-	-	R2	R2	Big bag	Recupero
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido	Manutenzione	0,004	-	-	-	R1	R1	Sacco	Smaltimento
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Solido	Manutenzione	0,487	-	-	-	R1	R1	Big bag	Smaltimento



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)								Anno di riferimento: 2017			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
	contaminati da sostanze pericolose										
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi non pericolosi	Solido	Manutenzione	3,7423	-	-	-	R2	R2	Sfusi	Smaltimento
160117	Ferro	Solido	Manutenzione	3,851	-	-	-	R2	R2	Cassone	Recupero
160215*	componenti pericolosi rimossi da apparecchiature fuori uso	Solido/Liquido	Manutenzione	0,487	-	-	-	R1	R1	Big bag	Recupero
160504*	gas in contenitori a pressione (compresi gli halon), contenenti sostanze pericolose	Gas	Manutenzione	0,027	-	-	-	R1	R1	Fusto Cassonetto	Smaltimento
160601*	Batterie al piombo	Solido	Manutenzione	0,234	-	-	-	R1	R1	Pianale	Recupero
161001*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquido	Processo	2,358	-	-	-	R1	R1	Cisterna	Smaltimento
161002	Soluzioni acquose di	Liquido	Processo	54,6	-	-	-	R2	R2	Vasca	Smaltimento



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)								Anno di riferimento: 2017			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
	scarto										
170604	materiali isolanti	Solido	Manutenzione	7,026	-	-	-	R2	R2	Big bag	Smaltimento
190806*	resine a scambio ionico saturate o esaurite	Solido	Processo	0,21	-	-	-	R1	R1	Big bag	Smaltimento
190902	Fanghi di impianti di chiarificazione delle acque (FANGHI)	Solido	Processo	46,068	-	-	-	R2	R2	Bulk	Smaltimento
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido	Manutenzione	0,098	-	-	-	R1	R1	Scatola	Recupero
200140	metallo (LATTINE ALLUMINIO)	Solido	Imballaggi	0,017	-	-	-	R2	R2	Big bag	Recupero

Note:
In considerazione dell'attività svolta, non si ritiene possibile stimare in maniera attendibile la produzione specifica di rifiuti. Sorgenia ha comunque calcolato il quantitativo di rifiuti derivanti dal processo produttivo in rapporto all'energia elettrica netta immessa in rete. Tale rapporto è pari a 0,107 kg/MWh.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
060503	fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Liquido	Processo	150	-	-	-	R2	R2	Sfusi	Smaltimento
150101	Imballaggi in carta e cartone	Solido	Imballaggi	3	-	-	-	R2	R2	Cassonetto	Recupero
150102	Imballaggi in plastica	Solido	Imballaggi	2	-	-	-	R2	R2	Big bag	Recupero
150103	Imballaggi in legno	Solido	Imballaggi	8	-	-	-	R2	R2	Cassone	Recupero
150106	Imballaggi in materiali misti	Solido	Imballaggi	10	-	-	-	R2	R2	Cassonetto	Recupero
			Imballaggi	10	-	-	-	R2	R2		Smaltimento
150107	imbballaggi in vetro	Solido	Imballaggi	0,5	-	-	-	R2	R2	Big bag	Recupero
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Solido	Manutenzione	2	-	-	-	R1	R1	Big bag	Smaltimento
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi non pericolosi	Solido	Manutenzione	15	-	-	-	R2	R2	Sfusi	Smaltimento
160117	Ferro	Solido	Manutenzione	10	-	-	-	R2	R2	Cassone	Recupero
161001*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti	Liquido	Processo	12	-	-	-	R1	R1	Cisterna	Smaltimento



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m ³ /anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
	sostanze pericolose										
161002	Soluzioni acquose di scarto	Liquido	Processo	180	-	-	-	R2	R2	Vasca	Smaltimento
170604	Materiali isolanti	Solido	Manutenzione	15	-	-	-	R2	R2	Big bag	Smaltimento
190902	Fanghi da impianti di chiarificazione delle acque	Solido	Processo	60	-	-	-	R2	R2	Bulk	Smaltimento

Note:

* **Data la tipologia di attività, le quantità riportate alla capacità produttiva rappresentano delle stime**

Non sono ipotizzabili e quantificabili ulteriori rifiuti derivanti da attività di controllo e manutenzione ordinaria e straordinaria, quali ad esempio resine di scarico e prodotti chimici di rigenerazione (190806), batterie al piombo (160601), rifiuti derivanti da attività di ufficio (080318), etc.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6.10.1 Deposito temporaneo dei rifiuti

Nella documentazione allegata all'istanza, il Gestore ha compilato le schede B.12 e B.12.1.

La Centrale è autorizzata allo stoccaggio temporaneo dei rifiuti prodotti dalla propria attività. Il deposito temporaneo viene effettuato in piazzole distinte per rifiuti pericolosi e non pericolosi, le cui caratteristiche e modalità di gestione sono conformi alle prescrizioni derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale e dalla normativa vigente.

Il criterio adottato in Centrale per la gestione del deposito temporaneo è quello temporale. Detto criterio consente di mantenere in deposito i rifiuti (sia pericolosi che non pericolosi) per un tempo massimo di 3 mesi. Al termine del periodo consentito si provvede al conferimento del rifiuto a impianto autorizzato, qualunque sia il quantitativo in deposito.

Il criterio adottato è stato comunicato all'Autorità di Controllo (ISPRA) pertanto qualsiasi variazione dovrà preventivamente essere comunicata a detto Ente.

Le piazzole rifiuti autorizzate per il deposito temporaneo sono chiuse a chiave e recintate.

È compito del Responsabile registro rifiuti monitorare i tempi di stoccaggio in area rifiuti al fine di rispettare i limiti legislativi per il deposito temporaneo.

B.12 Aree di deposito di rifiuti

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate) ¹	Capacità di stoccaggio (m ³) ²	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Destinazione (Recupero/Smaltimento/recupero interno)	Impianto di destinazione	
								Ragione sociale	Estremi atto autorizzativo
R1	Stoccaggio rifiuti pericolosi	45°13'38,84" N 9°38'10,08" E	300 m ³	150 m ²	Coperta	Rifiuti pericolosi, di cui alla tabella B.11.1, destinati allo smaltimento o al recupero	R	TRS Ecologia srl	AIA n. 2206 del 07/11/2007 e s.m.i.
							S		
R2	Stoccaggio rifiuti non pericolosi	45°13'38,31" N 9°38'09,20" E	300 m ³	300 m ²	Scoperta	Rifiuti non pericolosi, di cui alla tabella B.11.1, destinati allo smaltimento o al recupero	R	TRS Ecologia srl	AIA n. 2206 del 07/11/2007 e s.m.i.
							S		
¹ da riportare anche nella Planimetria B22 ² Nel caso in cui l'area sia suddivisa in distinte unità di stoccaggio destinate a diverse tipologie di rifiuti, riportare anche la capacità di ogni singola area									
						Capacità di stoccaggio complessiva (m³): 600			
						<i>Pericolosi</i>		<i>Non pericolosi</i>	
<i>Rifiuti destinati allo smaltimento</i>						300		300	
<i>Rifiuti destinati al recupero di cui al recupero interno</i>						-		-	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

B.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti

Presenti aree di deposito temporaneo no si

Se si indicare la **capacità di stoccaggio** complessiva (m³): 600 m³

e compilare la seguente tabella

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate) ¹	Capacità di stoccaggio (m ³) ²	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/ Quantitativo Q)
R1	Stoccaggio o rifiuti pericolosi	45°13'38,84" N 9°38'10,08 " E	300 m ³	150 m ²	Coperta	Rifiuti pericolosi, di cui alla tabella B.11.1, destinati allo smaltimento o al recupero	T
R2	Stoccaggio o rifiuti non pericolosi	45°13'38,31" N 9°38'09,20 " E	300 m ³	300 m ²	Scoperta	Rifiuti non pericolosi, di cui alla tabella B.11.1, destinati allo smaltimento o al recupero	T

¹ da riportare anche nella Planimetria B22

² Nel caso in cui l'area sia suddivisa in distinte unità di deposito destinate a diverse tipologie di rifiuti, riportare anche la capacità di ogni singola area

Con le integrazioni fornite a marzo 2021, il gestore ha trasmesso la planimetria aggiornata delle aree previste dall'AIA adibite al deposito temporaneo di rifiuti (codice 52), specificando che si tratta più precisamente di:

- R1 - Rifiuti pericolosi e non pericolosi (piazzola coperta); parte dell'area, opportunamente individuata e segregata, è destinata allo stoccaggio di prodotti chimici. All'interno dell'area è presente un kit pronto intervento ambientale per il primo intervento in caso di fuoriuscita di sostanze chimiche.

Le acque provenienti dal dilavamento della pavimentazione della piazzola R1 sono convogliate ad un pozzetto di raccolta da cui possono essere trasferite alla vasca acque piovane o conferite allo smaltimento. Il sistema in via precauzionale è sempre mantenuto con la valvola chiusa al fine di evitare contaminazioni delle acque piovane; le acque potenzialmente contaminate vengono pertanto accumulate nel pozzetto e, in relazione alle caratteristiche, recuperate al sistema trattamento acque o smaltite come rifiuto.

- R2 - Rifiuti non pericolosi in scarrabili (piazzola scoperta)
- R3 - Rifiuti provenienti da attività pulizie (cassonetti chiusi)
- R4 - Serbatoio emulsioni oleose da impianto di disoleazione.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

In caso di necessità, è possibile individuare per un periodo limitato delle aree di deposito temporaneo di rifiuti diverse da quelle sopra indicate previa comunicazione alle Autorità di Controllo.

I seguenti prodotti:

- Fanghi pompabili / rifiuti liquidi entrambi gestiti tramite autobotti
- Olio esausto (esclusivamente in occasione di sostituzione olio tg – tv –trasformatori, etc)
- Acque di lavaggio TG
- Acque di lavaggio e pulizia vasche
- Rifiuti provenienti da lavaggio strade e caditoie.

Sono considerati “rifiuti” dal momento del loro carico in autobotte, pertanto la registrazione del carico e del corrispondente scarico sull’apposito registro avverrà contestualmente allo smaltimento del rifiuto.

Per tutti i rifiuti assimilati ai rifiuti urbani è istituita la raccolta differenziata.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6.10.2 Inquinamento acustico

Le principali sorgenti di rumore della Centrale sono:

- edifici macchine al cui interno si trovano le due turbine a gas e la turbina a vapore;
- filtri aspirazione aria TG;
- condotti fumi di scarico tra le turbine a gas e i generatori di vapore a recupero;
- generatori di vapore a recupero e camini;
- stazione di compressione/decompressione gas;
- trasformatori elevatori principali;
- condensatore ad aria. Acustica.

I Comuni di Turano Lodigiano e Bertónico sono dotati di Piano di zonizzazione acustica.

Come già riportato precedentemente, per contenere le emissioni sonore il gestore ha provveduto la turbina a gas di completa cofanatura insonorizzante. Inoltre, le turbine a gas, la turbina a vapore, i generatori elettrici e i carriponte di servizio sono alloggiati all'interno di edifici macchine, adeguatamente insonorizzati.

L'impatto acustico della Centrale è stato simulato prima della realizzazione dell'impianto e misurato successivamente alla realizzazione e messa in esercizio della Centrale.

Come già riportato al paragrafo 6.6, a cui si rimanda, il gestore ha presentato in data 24.07.2017, in ottemperanza alle prescrizioni AIA, un aggiornamento del Piano di monitoraggio acustico. Nel mese di settembre 2017, è stato ripetuto il monitoraggio periodico che ha misurato il livello di rumorosità ambientale e residua in prossimità dei recettori rappresentativi R2, R11, R7 e R5 (si veda immagine) al fine della verifica del rispetto dei limiti immissione e dei limiti di emissione di zona.

Con le integrazioni richieste dalla Commissione AIA-IPPC e acquisite a marzo 2021, il gestore ha presentato una relazione contenente gli esiti delle campagne di misura del rumore residuo e del rumore ambientale e transitori effettuate a febbraio 2020. Entrambe le indagini hanno interessato le aree abitative più vicine all'area di centrale e 2 punti di misura al confine di proprietà.

Le indagini hanno permesso di caratterizzare la rumorosità con la Centrale in differenti assetti di marcia: pieno carico, arresto impianti, centrale spenta, avviamento.

I dati ottenuti dal monitoraggio del clima acustico, al di sotto dei limiti imposti dalla norma vigente in materia, evidenziano, secondo il Gestore, che la rumorosità del posto è influenzata da sorgenti sonore esterne alla Centrale.

Dalla comparazione della rumorosità rilevata ai ricettori durante il pieno carico nelle ultime quattro indagini condotte presso l'impianto (2011, 2014, 2017 e 2020) (come riportato nell'allegato D.8 presentato con le integrazioni documentali richieste dalla Commissione AIA-IPPC e acquisite a marzo 2021) con i valori di qualità.

Da tali dati è possibile constatare che le immissioni sonore sono inferiori ai valori di qualità presso tutti i ricettori e che i livelli di fondo sono ampiamente inferiori ai valori di qualità presso tutti i ricettori.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

6.10.3 Altre fonti di emissioni di inquinamento ambientale

Come specificato dal Gestore con le integrazioni documentali fornite a marzo 2021, nella Centrale non sono presenti fonti di vibrazione, amianto e PCB/PCT.

Il Gestore non ha indicato la presenza di campi elettromagnetici che possano generare inquinamento esternamente all'area della centrale. Il Gestore ha dichiarato che con cadenza quadriennale vengono misurati i campi elettromagnetici ai sensi del DLgs 81/08 (al fine di monitorare gli eventuali livelli di inquinamento per il personale della centrale esposto). Il Gestore ha trasmesso l'ultima campagna di monitoraggio effettuata nel 2017, da cui non emergono criticità.

Infine, il Gestore dichiara che la Centrale è stata costruita rispettando i criteri contenuti nel documento "sistema illuminazione e prese – specifica calcoli di illuminamento" emessa da Ansaldo in rev.1 del 3 febbraio 2009 (trasmessa con le integrazioni di marzo 2021).

7 VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

Con la scheda D allegata all'istanza di riesame complessivo di AIA della centrale, il Gestore descrive le proprie conclusioni del confronto analitico tra la soluzione impiantistica della Centrale con quanto disposto dalla BAT settoriale "Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 Luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]".

Si riporta testualmente quanto dichiarato in proposito dal Gestore.

7.1 Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442

La verifica dell'allineamento della CTE alle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione ("Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]") pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, è riportata nell'Allegato D all'istanza presentata.

Di seguito se ne riporta una sintesi.

N. BAT	Descrizione	Status	Commenti
<u>BATC - Generali e per la combustione di gas naturale</u>			
<i>Sistemi di gestione ambientale</i>			
1	Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale.	Applicata	Il sito è dotato di sistema di gestione EMAS, n. E-633/2 rinnovato, verificato e convalidato in data 29/11/2018, e sistema di gestione ambientale UNI EN ISO 14001:2015 n.18535 rinnovato in data 29/11/2018.
<i>Monitoraggio</i>			



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

2	<p>La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico (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.</p>	Applicata	<p>Il rendimento elettrico netto dell'impianto a pieno carico è stato effettuato all'atto della messa in esercizio ed in occasione dei performance test e risulta pari al 57,5%. Da allora l'impianto non ha subito modifiche ed è stato mantenuto secondo quanto previsto da manuali, pertanto si ritiene che tale valore non abbia subito variazioni. Inoltre, con cadenza mensile, vengono monitorati ed analizzati i seguenti indicatori al fine di rilevare eventuali scostamenti significativi rispetto ai valori di riferimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rendimento energetico elettrico (riferito all'energia elettrica ceduta alla rete) • Consumo specifico di gas naturale (riferito all'energia elettrica ceduta alla rete) • Consumo specifico riferito a energia elettrica ceduta alla rete. 											
3	<p>La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Flusso</th> <th style="text-align: center;">Parametro/i</th> <th style="text-align: center;">Monitoraggio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Effluente gassoso</td> <td style="text-align: center;">Portata</td> <td style="text-align: center;">Determinazione periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">-Tenore di ossigeno, temperatura e pressione -Tenore di vapore acqueo¹</td> <td style="text-align: center;">Misurazione periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Acque reflue da trattamento effluenti gassosi</td> <td style="text-align: center;">Portata, pH e temperatura</td> <td style="text-align: center;">Misurazione in continuo</td> </tr> </tbody> </table> <p>¹ La misura in continuo del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi.</p>	Flusso	Parametro/i	Monitoraggio	Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo	-Tenore di ossigeno, temperatura e pressione -Tenore di vapore acqueo ¹	Misurazione periodica o in continuo	Acque reflue da trattamento effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo	Applicata solo per gli effluenti gassosi in quanto la CTE non genera emissioni in acqua dovute al trattamento degli effluenti gassosi	<p>Il Gestore monitora, tra gli altri, temperatura, pressione, portata, tenore di ossigeno e vapore acqueo in continuo per i punti di emissione E1 (TG1) ed E2 (TG2) e con cadenza semestrale per il punto di emissione E3 (caldaia ausiliaria).</p>
Flusso	Parametro/i	Monitoraggio												
Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo												
	-Tenore di ossigeno, temperatura e pressione -Tenore di vapore acqueo ¹	Misurazione periodica o in continuo												
Acque reflue da trattamento effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo												
4	<p>La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste</p>	Applicata	<p>Per i punti di emissione E1, E2 ed E3 il sito monitora in continuo i parametri NOx e CO, così come</p>											



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	<p>nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</p> <p>Per le turbine alimentate a gas naturale la BAT prevede il monitoraggio in continuo di NOx (monitoraggio associato alla BAT 42) e CO (monitoraggio associato alla BAT 44).</p>		indicato dalle presenti conclusioni sulle BAT.
5	<p>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 norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</p>	Non applicabile	<p>Il sistema di recupero scarichi garantisce il riutilizzo della totalità dei flussi di acqua residua. Il sito in esame può essere considerato a scarico zero.</p>

Prestazioni ambientali generali e di combustione

6	<p>Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate.</p>	Applicata	<p>Il Gestore ritiene che la BAT sia applicata poichè, tra le tecniche indicate del documento di Conclusioni sulle BAT, il sito garantisce condizioni stabili di combustione, manutenzioni programmate e regolari dei sistemi di combustione. La turbina a gas è stata progettata per essere gestita anche ai bassi carichi ed emissioni di NOX e CO ridotte. Nei generatori di vapore a recupero sono stati installati i catalizzatori CO che permettono di ridurre ulteriormente le concentrazioni di CO anche in condizioni anomale (es: transitori). Il minimo tecnico ambientale della turbina a gas è pari a 73 MW. Sorgenia ha in essere un contratto di service con il costruttore della macchina che permette di mantenere nel tempo tali livelli di performance. Gli analizzatori dello SME sono in grado di misurare le concentrazioni di inquinanti in ogni condizione di marcia, garantendo quindi anche un controllo dei parametri di combustione.</p>
----------	---	-----------	--



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

7	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).	Non applicata	Nella CTE non si applica la tecnica della riduzione catalitica selettiva o non selettiva.
8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Applicata	Sulle due sezioni è stato installato un catalizzatore per l'abbattimento del parametro CO. Per NOx, la turbina a gas è dotata di sistemi di combustione Dry Low NOx (DLN), a ridotta emissione di NOx.
9	Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi indicati nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale. 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. Per il gas naturale le sostanze/parametri sottoposti a caratterizzazione sono: PCI, CH4, C2H6, C3, C4+, CO2, N2, indice di Wobbe.	Applicata	Le caratteristiche del gas vengono monitorate in continuo grazie agli strumenti presenti nella stazione gas della centrale (gascromatografo) direttamente collegati al software della Sala controllo. In base alle caratteristiche del gas, il personale d'esercizio è in grado di variare i parametri di combustione in modo da controllare la concentrazione degli inquinanti. Inoltre, fin dall'entrata in esercizio, il sito riceve da SNAM con cadenza mensile la caratterizzazione del gas in entrata, con particolare riferimento a potere calorifico inferiore, CH4, C2H6, C3, C4+, CO2, N2, indice di Wobbe. Il Gestore evidenzia tuttavia che, utilizzando esclusivamente gas di rete ed essendo SNAM fornitore unico, Sorgenia non ha la facoltà di influire sulla qualità del gas in ingresso.
10	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi: 1) 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; 2)	Applicata	Con riferimento alle emissioni in atmosfera, le turbine a gas sono state progettate per essere gestite anche ai bassi carichi ed emissioni di NOx e CO ridotte. Nei generatori di vapore a recupero sono stati installati i catalizzatori CO che permettono di ridurre ulteriormente le concentrazioni di monossido di carbonio anche in condizioni anomale (es: transitori). Per NOx,



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	<p>elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi; 3) rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive; 4) valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali ed eventuale attuazione di azioni correttive.</p>		<p>la turbina a gas è dotata di sistemi di combustione Dry Low NOx (DLN). Il minimo tecnico ambientale della turbina a gas è pari a 73 MW. Sorgenia ha in essere un contratto di service con il costruttore della macchina che permette di mantenere nel tempo tali livelli di performance.</p> <p>Per il controllo dei parametri di combustione e delle emissioni in atmosfera, gli analizzatori dello SME sono in grado di misurare le concentrazioni di inquinanti in ogni condizione di marcia e sono dotati di sistemi di allarme in grado di avvisare il personale di centrale qualora le emissioni in atmosfera tendano ad avvicinarsi ai limiti autorizzativi.</p> <p>Per quanto riguarda gli scarichi idrici la centrale è dotata di un impianto di trattamento delle acque che consente il completo recupero delle acque di processo e meteoriche. La Centrale è dotata di un punto di scarico che può essere attivato solo in caso di emergenza. Questa eventualità non si è mai verificata dalla messa a regime dell'impianto. I sistemi di stoccaggio dei prodotti chimici e le macchine contenenti oli (trasformatori, casse olio di lubrificazione, etc.) sono dotati di sistemi di contenimento delle fuoriuscite accidentali. I serbatoi e i sistemi di contenimento vengono periodicamente controllati dal personale di centrale.</p>
11	<p>La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali. Il monitoraggio può essere eseguito misurando direttamente le emissioni o monitorando parametri sostitutivi, se di comprovata qualità scientifica equivalente o migliore rispetto alla misurazione diretta delle emissioni. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto (SU/SD) possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di</p>	Applicata	<p>In termini di emissioni in atmosfera, gli analizzatori dello SME sono in grado di misurare le concentrazioni di inquinanti in ogni condizione di marcia. In termini di emissioni in acqua, la procedura di gestione degli scarichi idrici definisce le modalità per campionare ed analizzare i parametri significativi in caso di scarico d'emergenza.</p>



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzando i risultati della misurazione per stimare le emissioni di ogni periodo di avvio e arresto durante l'anno.

Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH4

BATC 42
Combustione
Gas Naturale

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: a. Sistema di controllo avanzato; b. Aggiunta di acqua/vapore; c. Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN); d. Modi di progettazione a basso carico; e. Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB); f. Riduzione catalitica selettiva (SCR).

Tabella 24

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas

Tipo di impianto o di combustione	Potenza termica nominale dell'impianto di combustione (MWt)	BAT-AEL (mg/Nm ³) (1)	
		Media annua (2)	Media giornaliera o media del periodo di campionamento (mg/Nm ³)
CCGT esistenti con consumo totale di combustibile < 75%	≥600	10-40	18-50
CCGT esistenti con consumo totale di combustibile < 75%	50-600	10-45	35-55

Applicata

Il sistema di combustione è di tipo DLN (Dry LoW NOx), a ridotta emissione di NOx. In aggiunta, trattandosi di impianti a ciclo combinato, vi è un ampio ricircolo degli effluenti gassosi, dove il Ciclo Rankine sfrutta l'energia residua contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas (Ciclo Bryton). Le attuali emissioni di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas rientrano nel range indicato nella tab.24 del documento di Conclusioni sulle BAT.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Berttonico

	<p>(1) Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi BAT-AEL si applicano solo se il DLN è effettivamente in funzione.</p> <p>(2) Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NOx può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.</p> <p>(3) Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55%, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore superiore] x RE /55, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.</p>		
BATC 44 Combustione Gas naturale	<p>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera derivanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.</p> <p>A titolo indicativo, i livelli medi annui di emissione di CO per le nuove turbine a gas in ciclo combinato di potenza ≥ 50 MWt: < 5-30 mg/Nm³.</p> <p>Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore più alto] \times RE/55, dove RE è il rendimento elettrico netto dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base. Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi livelli indicativi corrispondono ai periodi di effettivo funzionamento dei DLN.</p>	Applicata	<p>Il Gestore ritiene che il sistema di combustione, così come progettato, esercito e mantenuto, fornisca prestazioni ottimali. Lo stesso è di tipo DLN (Dry LoW NOx), a ridotta emissione di NOx.</p> <p>Nei generatori di vapore a recupero sono stati installati i catalizzatori CO che permettono di ridurre ulteriormente le concentrazioni di monossido di carbonio anche in condizioni anomale (es: transitori).</p> <p>Le attuali emissioni di CO (anno 2017) risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas rientrano nel range riportato a titolo indicativo a valle della tab.24 del documento di Conclusioni sulle BAT.</p>
<i>Efficienza energetica</i>			
12	<p>Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1.500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate.</p>	Applicata	<p>Il Gestore dichiara di applicare le seguenti tecniche indicate nelle BATC:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Ottimizzazione della combustioneb) Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoroc) Ottimizzazione del ciclo del vapored) Riduzione al minimo del consumo di energiae) Preriscaldamento dell'aria di combustionef) Preriscaldamento del combustibile



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

			g) Sistema di controllo avanzato.								
<p>BATC 40</p> <p>Combustione</p> <p>Gas naturale</p>	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo combinato. <p><i>Tabella 23</i></p> <p><u>Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale</u></p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Tipo di unità di combustione</th> <th colspan="2">BAT-AEEL</th> </tr> <tr> <th>Rendimento elettrico</th> <th>netto (unità esistente)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cicli combinati 50-600 MWt</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">46-54</td> </tr> </tbody> </table>	Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL		Rendimento elettrico	netto (unità esistente)	Cicli combinati 50-600 MWt	46-54		Applicata	<p>Oltre a quanto riportato per la BAT 12, il documento di Conclusioni considera BAT la tecnica di ciclo combinato, ovvero l'assetto produttivo dell'impianto in esame.</p>
Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL										
	Rendimento elettrico	netto (unità esistente)									
Cicli combinati 50-600 MWt	46-54										
<p>BATC 41</p>	<p>Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzo di una o più tecniche tra quelle indicate.</p> <p>NOx BAT- AEL:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 50-100 mg/Nm³ (media annua); - 85-110 mg/Nm³ (media 24h/periodo riferimento). 	Non Applicabile	<p>In Centrale non sono presenti caldaie con potenza termica nominale maggiore o uguale a 15 MW.</p>								
<p><i>Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua (BREF LCP 10.1.5)</i></p>											
<p>13</p>	<p>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:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. riciclo dell'acqua; 2. movimentazione a secco delle ceneri pesanti 	Applicata	<p>La Centrale è dotata:</p> <ul style="list-style-type: none"> - di un impianto di trattamento delle acque che consente il completo recupero delle acque di processo e meteoriche; - di un punto di scarico che, come previsto dall'autorizzazione in essere può essere attivato solo in caso di emergenza. Questa eventualità non si è mai verificata dalla messa a regime dell'impianto, le cui scelte impiantistiche lo caratterizzano come impianto a scarico zero. <p>In aggiunta, l'impianto utilizza acqua piovana come fonte primaria, in alternativa all'acqua</p>								



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

			di pozzo, il cui consumo è sempre stato minimo. Il Gestore ha in essere piani di manutenzione periodica di tutte le componenti interessate, al fine di prevenire e ridurre le perdite.
14	Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i seguenti flussi di acque reflue: <ul style="list-style-type: none">• acque meteoriche di dilavamento superficiale;• acqua di raffreddamento;• acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	Applicata	Le reti idriche sono separate in base all'origine (rete fognaria acque meteoriche, rete fognaria sanitaria, rete fognaria drenaggi caldi, rete fognaria acque chimiche, acque oleose) e subiscono un diverso trattamento prima di essere impiegate nel ciclo produttivo.
15	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.	Non Applicabile	Gli effluenti gassosi non sono trattati con acqua.
<i>Gestione dei Rifiuti</i>			
16	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: <ul style="list-style-type: none">• la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;• la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;• il riciclaggio dei rifiuti;• altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate opportunamente combinate.	Non applicata	La combustione di gas naturale all'interno delle turbine non genera direttamente rifiuti.
<i>Emissioni sonore</i>			
17	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito: <ul style="list-style-type: none">• Misure operative;• Apparecchiature a bassa rumorosità;• Attenuazione del rumore;• Dispositivi anti rumore;• Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.	Applicata	La progettazione iniziale e le misure operative hanno tenuto conto delle relative emissioni acustiche. In particolare, il sistema ad aria adotta accorgimenti specifici per la riduzione dell'emissione acustica ed è compatibile con il posizionamento del sistema stesso sul confine dell'area industriale.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

			Le principali attrezzature/apparecchiature sono insonorizzate/inserite all'interno di box o ambienti chiusi. Nel rispetto delle prescrizioni della vigente autorizzazione integrata ambientale, inoltre, il sito effettua con cadenza quadriennale aggiornamenti della valutazione di impatto acustico.
--	--	--	---

7.2 Decisione di esecuzione (UE) 2016/902

La verifica dell'allineamento della CTE alle Conclusioni sulle BAT della "Decisione di esecuzione (UE) 2016/902 della Commissione del 30 maggio 2016 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica", è riportata nell'Allegato D all'istanza presentata.

Di seguito se ne riporta una sintesi.

N. BAT	Descrizione	Status	Commenti
7	Per ridurre il consumo di acqua e la produzione di acque reflue, la BAT consiste nel ridurre il volume e/o il carico inquinante dei flussi di acque reflue, incentivare il riutilizzo di acque reflue nel processo di produzione e recuperare e riutilizzare le materie prime.	Applicata	A fini produttivi viene recuperata e integrata acqua piovana e recuperata ulteriormente acqua di processo. Sia queste acque che quelle di pozzo sono sottoposte a specifici trattamenti al fine di raggiungere le caratteristiche necessarie al processo di produzione. In condizioni normali, inoltre, il ciclo produttivo è definito a scarico zero.
8	Al fine di impedire la contaminazione dell'acqua non inquinata e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel separare i flussi delle acque reflue non contaminate dai flussi delle acque reflue che necessitano di trattamento.	Applicata	Le reti idriche sono separate in base all'origine (pozzo, prima pioggia, seconda pioggia, acqua di lavaggio resine) e subiscono un diverso trattamento prima di essere impiegate nel ciclo produttivo.
9	Per evitare emissioni incontrollate nell'acqua, la BAT consiste nel garantire un'adeguata capacità di stoccaggio di riserva per le acque reflue prodotte in condizioni operative diverse da quelle normali, sulla base di una valutazione dei rischi (tenendo conto, ad esempio, della natura dell'inquinante, degli effetti su ulteriori trattamenti e dell'ambiente ricevente), e nell'adottare ulteriori misure appropriate (ad esempio, controllo, trattamento, riutilizzo).	Applicata	Il sito è dotato di una vasca di raccolta delle acque di prima pioggia (300 m ³) ed una vasca di raccolta di acqua di seconda pioggia (2.000 m ³). Le acque provenienti da zone potenzialmente contaminabili da olio (es. parcheggi) sono inviate esclusivamente alla vasca di



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

			prima pioggia.
10	Al fine di ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nell'utilizzare una strategia integrata di gestione e trattamento delle acque reflue che comprenda un'adeguata combinazione delle tecniche riportate, nell'ordine indicato, nel documento delle Conclusioni sulle BAT.	Applicata	Riferimento BAT n.8.
13	Per prevenire o, qualora ciò non sia possibile, ridurre la quantità di rifiuti inviati allo smaltimento, la BAT consiste nell'adottare e attuare, nell'ambito del piano di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione dei rifiuti, che garantisca, in ordine di priorità, la prevenzione dei rifiuti, la loro preparazione in vista del riutilizzo, il loro riciclaggio o comunque il loro recupero.	Applicata	Riferimento BAT n.8 e sistemi di gestione ambientale in essere. Inoltre, l'utilizzo preferenziale di acqua piovana riduce a monte la presenza di sali, limitando le necessità di trattamento e, di conseguenza, la produzione di rifiuti.

7.3 BRef LCP

Relativamente al "Reference Document on Large Combustion Plant (LCP)" - Luglio 2006, il Gestore ha rappresentato le applicazioni indicate nella Tabella seguente.

N. BAT	Descrizione	Status	Commenti
LCP pag. 478	L'uso della tecnologia del ciclo termico combinato a gas e la cogenerazione di calore sulla base della domanda locale sono i mezzi tecnici più efficaci per migliorare l'efficienza di un sistema di produzione di energia.	Applicata parzialmente	L'impianto adotta la tecnologia del ciclo termico combinato a gas. L'impianto è predisposto, ma non effettua il recupero del calore ai fini cogenerativi, per la cogenerazione di vapore e la cessione di energia termica per l'utilizzo da parte di utenze industriali locali.
LCP pag. 477	Utilizzo efficiente della risorsa: usare sistemi di leak detection e sistemi di allarme per le perdite di gas	Applicata	Le tubazioni di consegna e trasporto del gas all'interno dello stabilimento sono installate fuori terra in posizione facilmente accessibile allo scopo di verificare eventuali perdite o in cunicolo ventilato ispezionabile. Le perdite di gas presso la stazione di riduzione, filtrazione e misura sono tenute sotto controllo tramite rilevatori di gas naturale che sono stati installati nei punti più strategici dell'impianto. Gli strumenti sono dotati di segnale di allarme riportati presso la sala controllo principale, presidiata da personale di centrale 24 ore su 24 e per 365 giorni all'anno. La centrale applica un piano di monitoraggio LDAR secondo la



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

			procedura DSI DIR 028LO_rev1 del 18/04/2012.
LCP pag. 477	Utilizzo efficiente della risorsa: usare un sistema di espansione (turbina) per il recupero del contenuto di energia del gas pressurizzato trasportato nel gasdotto	Non applicabile	La fattibilità e la convenienza economica ed ambientale di tale accorgimento progettuale ben noto ed ampiamente collaudato, dipendono evidentemente dalla differenza tra il livello di pressione del metanodotto e il livello richiesto di pressione del gas all'ingresso della turbina a gas, e devono pertanto essere valutate caso per caso sulla base delle caratteristiche del sito. Nel caso specifico la pressione del metanodotto nel punto di consegna risulta prossima alla pressione di alimentazione delle turbine. Pertanto il gas non necessita di riduzione di pressione, quindi l'ipotesi di usare turbine ad espansione per il recupero dell'energia non è applicabile. Studi di fattibilità svolti dalla stessa Sorgenia hanno mostrato che, oltre a non avere alcun ritorno economico (l'investimento si ripagherebbe oltre la vita utile stimata di impianto), l'espansore dovrebbe essere inserito sulla linea gas principale ed un qualsiasi evento transitorio o disservizio si ripercuoterebbe sull'intera Centrale causandone il blocco e compromettendo quindi l'affidabilità della produzione.
LCP pag. 477	Utilizzo efficiente della risorsa: preriscaldamento del gas attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia.	Non applicabile	La tecnologia delle turbine a gas installate non prevede tale opzione, ritenuta causa di minore affidabilità del sistema. Ciononostante l'efficienza energetica risulta conforme ai livelli delle BAT.
LCP pag. 477	Preferire l'utilizzo di ammoniaca in soluzione piuttosto che ammoniaca liquida pura allo scopo di ridurre il rischio di incidenti.	Applicata	In sito non vengono utilizzati sistemi SCR (Riduzione Selettiva Catalitica degli ossidi di azoto), per cui le quantità di ammoniaca utilizzate e stoccate sono, in generale modeste. Al contempo, è sempre stata utilizzata ammoniaca in soluzione.
LCP pag. 473	Per la rigenerazione dei demineralizzatori e dei sistemi di trattamento delle acque di condensa/alimentazione (letti misti, osmosi inversa, resine a scambio ionico, ecc.) è considerata BAT la neutralizzazione e la sedimentazione.	Non Applicata	Il Gestore dichiara che la tecnica non è applicabile.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

LCP pag. 473	Per il lavaggio dei boiler, delle turbine a gas, dei preriscaldatori ad aria e dei precipitatori elettrostatici è considerata BAT ridurre lo scarico di acque reflue: la neutralizzazione e l'esecuzione di operazioni a circuito chiuso; oppure il ripristino attraverso metodi di pulizia a secco.	Non Applicata	Il Gestore dichiara che normalmente non sono previste acque di lavaggio caldaia. Per quanto riguarda le acque di lavaggio turbina se ne ritiene il recupero tecnicamente non opportuno data la presenza di detergenti, e del tutto irrilevante ai fini del contenimento dei consumi idrici. Tali acque reflue sono inviate a smaltimento esterno tramite ditte autorizzate. Nel corso dell'intero 2017 sono state smaltite appena 54 tonnellate di acque di lavaggio, a conferma che, tra l'altro, il trattamento e recupero delle acque di lavaggio risulterebbe anti economico rispetto ai benefici ambientali attesi.
---------------------	--	---------------	--

7.4 BRef CVS

Relativamente al "Reference Document on Industrial Cooling Systems (CVS)" - Dicembre 2001, il Gestore ha rappresentato le applicazioni indicate nella Tabella seguente.

N. BAT	Descrizione	Status	Commenti
CVS pag. 121	Si considera MTD un approccio integrato mirante a ridurre gli impatti ambientali del sistema di raffreddamento mantenendo un bilancio tra effetti diretti e indiretti. In altre parole l'effetto di una riduzione dell'emissione deve essere confrontato con la possibile perdita di efficienza energetica del sistema.	Applicata	L'analisi delle alternative tra i diversi sistemi di raffreddamento, effettuata in fase di progetto, ha messo a confronto gli aspetti relativi all'efficienza energetica, al consumo di risorse idriche, all'impatto acustico. La soluzione adottata costituita da condensatore ad aria deriva dalle seguenti esigenze specifiche del sito: A) Minimizzare i consumi idrici data la condizione di limitata disponibilità idrica locale. B) Minimizzare l'impatto acustico: il sistema ad aria adotta accorgimenti specifici per la riduzione dell'emissione acustica ed è compatibile con il posizionamento del sistema sul confine dell'area industriale. C) Consentire livelli di rendimento energetico MTD: il sistema permette rendimenti energetici di poco inferiori ai livelli raggiungibili con sistemi



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

			evaporativi (peraltro non utilizzabili data la carenza idrica) e comunque ampiamente compatibili con livelli MTD.
CVS pag. 121	Privilegiare il massimo riutilizzo del calore e la massima efficienza energetica.	Applicata parzialmente	Il Gestore dichiara che la tecnologia adottata è quella che consente la massima efficienza energetica compatibilmente con la limitata disponibilità di risorse idriche. È prevista la possibilità di effettuare il recupero di calore di processo nei limiti del fabbisogno delle aziende circostanti. La disponibilità di calore a costo competitivo potrà essere un fattore di competitività per le aziende che vorranno insediarsi nel comparto industriale di Turano e Bertónico.
CVS pag. 123	Nel caso di scarsa disponibilità di acque superficiali prevedere ricircolo. Opzioni possibili: sistemi a secco, a umido o ibridi.	Applicata	È applicato un sistema ad aria data l'indisponibilità di risorse idriche (riferimento alla CVS 121).
CVS pag. 136	MTD per la riduzione del rumore: a) adottare ventole di estrazione a bassa velocità e largo diametro; b) adottare diffusori con attenuatori acustici o di sufficiente altezza; c) applicare attenuatori acustici sulle sezioni di ingresso e uscita.	Applicata	Il sistema ad aria adotta accorgimenti specifici per la riduzione dell'emissione acustica ed è compatibile con il posizionamento del sistema sul confine dell'area industriale (con rispetto del limite di emissione di 65 dBA al confine). Considerando il sito nel suo complesso, inoltre, le principali attrezzature/apparecchiature sono insonorizzate e/o inserite in box ed ambienti chiusi. Nel rispetto delle prescrizioni della vigente autorizzazione integrata ambientale, infine, il sito effettua con cadenza triennale aggiornamenti della valutazione di impatto acustico.

7.5 BRef ESB

Relativamente al "Reference Document on Emission from Storage (ESB) – Luglio 2006, il Gestore ha rappresentato le applicazioni indicate nella Tabella seguente.

N. BAT	Descrizione	Status	Commenti
ESB	Non vi sono sistemi specifici di MTD riferite agli impianti di combustione a gas naturale, non avendo rilevanti stoccaggi di combustibili e prodotti contaminanti. Il solo stoccaggio dei prodotti chimici	Applicata	Tutti i serbatoi sono dotati di apposito bacino di contenimento e le piazzole di scarico sono impermeabilizzate.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

	utilizzati per il condizionamento e trattamento delle acque e dei rifiuti nei depositi temporanei potrebbero causare un inquinamento del suolo e del sottosuolo.		
--	--	--	--

7.6 Raggiungimento dei BAT-AEL riportati dalle Conclusioni sulle BAT

Nelle seguenti tabelle si riportano un confronto tra i BAT-AEL della tabella 24 riportati dalle Conclusioni sulle BAT e i livelli di emissione dichiarati dal Gestore raggiunti in emissione.

Unità	Combustibile	Potenza termica di combustione (MWt)	Punto di emissione	Portata fumi secchi alla MCP (Nm ³ /h)	Inquin.	Attuali Valori limite (15%)	BAT-AEL (15% O ₂)		Attuali valori raggiunti (15% O ₂)	
							media giornaliera mg/Nm ³	media annuale mg/Nm ³	mg/Nm ³	media annuale mg/Nm ³
TG1	gas naturale	1418,5	E1	2.091.310	NOx	30 (h) 25 (g*)	18-50	10-40	20-30 (h)	16,8
					CO	30 (h)	Non BAT-AEL ma livelli medi annui indicativi per impianti di potenza termica n >50 MW, range 5-30		1-30 (h)	3,3
TG2	gas naturale		E2	2.091.310	NOx	30 (h) 25 (g*)	18-50	10-40	20-30 (h)	17,9
					CO	30 (h)	Non BAT-AEL ma livelli medi annui indicativi per impianti di potenza termica n >50 MW, range 5-30		1-30 (h)	2,1
Caldaia ausiliaria	gas naturale	11	E3	12.108	NOx	200 (g*) (3%)	-	-	150-200 (3%)	87,7(3%)
					CO	200 (g*) (3%)	-	-	10-100 (3%)	3,2 (3%)

OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Non risultano essere pervenute osservazioni da parte del Pubblico interessato.

CONSIDERAZIONI FINALI

Con decreto n. 430 del 22/11/2018 del Direttore Generale della Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali il MATTM ha disposto Avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per le installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione per l'adeguamento ai requisiti disposti con "DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione". Conseguentemente è stato disposto l'avvio del procedimento di riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con provvedimento complessivo della Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con decreto DVA-DEC-2011-0000300 del



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

07/06/2011 per l'esercizio della Centrale Termoelettrica della Società Sorgenia Power S.p.A. sita nei Comuni di Turano Lodigiano e Bertónico (LO).

In ottemperanza a tale disposizione, il Gestore ha trasmesso la necessaria documentazione che è stata acquisita agli atti il 02/05/2019 con prot. DVA/11043.

Il procedimento relativo al riesame complessivo dell'AIA ai sensi del D.Lgs.152/06 e s.m.i., è stato avviato dal MATTM con comunicazione prot. DVA/13543 del 28.05.2019.

Con riferimento alla tabella riportata nel Capitolo 8 - Valutazione di conformità alle BAT, si riportano le conclusioni inerenti i confronti con le condizioni disposte dalle *BAT Conclusions* di cui alla *Decisione UE n. 2017/1442 del 31/07/17 Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili per i grandi impianti di combustione (BATC 2017)* per le sole BAT ritenute di interesse della Centrale della Società Sorgenia Power S.p.A. di Turano Lodigiano e Bertónico (LO).

BAT 1 - Sistemi di gestione ambientale

Caratteristiche del sistema di gestione ambientale applicabile per migliorare la prestazione ambientale complessiva.

Stato: Applicata

Il sito è dotato di sistema di gestione EMAS, n. E-633/2 rinnovato, verificato e convalidato in data 29/11/2018, e sistema di gestione ambientale UNI EN ISO 14001:2015 n.18535 rinnovato in data 29/11/2018.

BAT 2 - Monitoraggio

La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente

Stato: Applicata

Il rendimento elettrico netto dell'impianto a pieno carico è stato effettuato all'atto della messa in esercizio ed in occasione dei performance test e risulta pari al 57,5%. Da allora l'impianto non ha subito modifiche ed è stato mantenuto secondo quanto previsto da manuali, pertanto si ritiene che tale valore non abbia subito variazioni. Inoltre, con cadenza mensile, vengono monitorati ed analizzati i seguenti indicatori al fine di rilevare eventuali scostamenti significativi rispetto ai valori di riferimento:

- Rendimento energetico elettrico (riferito all'energia elettrica ceduta alla rete)
- Consumo specifico di gas naturale (riferito all'energia elettrica ceduta alla rete)
- Consumo specifico riferito a energia elettrica ceduta alla rete

BAT 3. Monitoraggio dei parametri di processo

Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

La BAT prevede il monitoraggio dei sotto riportati parametri e le rispettive modalità di verifica:

Flusso	Parametro/i	Monitoraggio
Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo
	Tenore di ossigeno, temperatura, pressione	Misurazione periodica o in continuo
	Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾	
Acque reflue da trattamento dagli effluenti gassosi	Portata, pH, temperatura	Misurazione in continuo

(1) La misurazione in continuo del tenore del vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli affluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi

Stato: Applicata

Il Gestore monitora, tra gli altri, temperatura, pressione, portata, tenore di ossigeno e vapore acqueo in continuo per i punti di emissione E1 (TG1) ed E2 (TG2) e con cadenza semestrale per il punto di emissione E3 (caldaia ausiliaria).

BAT 4. Monitoraggio delle emissioni in atmosfera

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.

Sostanza/ Parametro	Combustibile/Processo/ Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale dell'impianto di combustione	Norma/e ⁽¹⁾	Frequenza di monitoraggio ⁽²⁾
NOx	Caldaie, Motori, turbine a gas naturale	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾⁽⁴⁾
CO	Caldaie, Motori, turbine a gas naturale	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾⁽⁴⁾

(1) Le norme EN generiche per le misurazioni in continuo sono EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 e EN 14181. La BAT indica anche la norma EN per la misurazione periodica.

(2) La frequenza di monitoraggio non si applica agli impianti messi in funzione al solo scopo di eseguire una misurazione delle emissioni.

(3) Nel caso di impianti con potenza termica nominale < 100 MW in funzione meno di 1500 ore l'anno, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima semestrale. Per le turbine a gas, il monitoraggio periodico è effettuato quando il carico dell'impianto di combustione è > 70 %.

(4) Per le turbine a gas naturale con potenza termica nominale < 100 MW in funzione meno di 1500 ore l'anno o per le OCGT esistenti, è possibile utilizzare sistemi PEMS.

Stato: Applicata

Per i punti di emissione E1, E2 ed E3 il sito monitora in continuo i parametri NOx e CO, così come indicato dalle presenti conclusioni sulle BAT.

BAT 6. Prestazione ambientali generali e di combustione

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.

Tecnica	Prescrizione	Applicabilità
---------	--------------	---------------



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Dosaggio e miscela dei combustibili	Garantire stabili condizioni di combustione e/o ridurre l'emissione di inquinanti miscelando qualità diverse dello stesso tipo di combustibile.	Generalmente applicabile
Manutenzione del sistema di combustione	Manutenzione regolare programmata conformemente alle raccomandazioni dei fornitori	
Sistema di controllo avanzato		L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione è subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
Buona progettazione delle apparecchiature di combustione	Buona progettazione del forno, delle camere di combustione, dei bruciatori e dei dispositivi connessi	Generalmente applicabile ai nuovi impianti di combustione
Scelta del combustibile	Scegliere, tra i combustibili disponibili, quello/i con il migliore profilo dal punto di vista ambientale (basso tenore di zolfo e/o di mercurio), o sostituire totalmente o parzialmente il/i combustibile/i utilizzato/i con detti combustibili, anche nelle fasi di avviamento o quando si utilizzano combustibili di riserva.	Applicabile nel rispetto dei vincoli imposti dalla disponibilità dei tipi di combustibile con un migliore profilo ambientale nell'insieme; tale disponibilità può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro o dal saldo dei combustibili nell'intero sito nel caso si utilizzino combustibili prodotti dai processi industriali. Per gli impianti di combustione esistenti, la scelta del tipo di combustibile può essere condizionata dalla configurazione e dalla struttura dell'impianto.

Stato: Applicata

Il Gestore ritiene che la BAT sia applicata poiché, tra le tecniche indicate del documento di Conclusioni sulle BAT, il sito garantisce condizioni stabili di combustione, manutenzioni programmate e regolari dei sistemi di combustione. La turbina a gas è stata progettata per essere gestita anche ai bassi carichi ed emissioni di NOX e CO ridotte. Nei generatori di vapore a recupero sono stati installati i catalizzatori CO che permettono di ridurre ulteriormente le concentrazioni di CO anche in condizioni anomale (es: transitori). Il minimo tecnico ambientale della turbina a gas è pari a 73 MW. Sorgenia ha in essere un contratto di service con il costruttore della macchina che permette di mantenere nel tempo tali livelli di performance.

Gli analizzatori dello SME sono in grado di misurare le concentrazioni di inquinanti in ogni condizione di marcia, garantendo quindi anche un controllo dei parametri di combustione.

BAT 8 - Sistemi di trattamento dei gas di scarico

Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.

BAT 9. 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.

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

equivalente; 17.8.2017 IT Gazzetta ufficiale dell'Unione europea L 212/19;

ii) prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato);

iii) successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità (ad esempio, integrazione della caratterizzazione del combustibile e controllo del combustibile nel sistema di controllo avanzato).

Combustibile	Sostanze/Parametri sottoposti a caratterizzazione
Gas naturale	Potere calorifico inferiore CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄₊ , CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe

Stato: Applicata

Sulle due sezioni è stato installato un catalizzatore per l'abbattimento del parametro CO. Per NO_x, la turbina a gas è dotata di sistemi di combustione Dry Low NO_x (DLN), a ridotta emissione di NO_x.

BAT 9 – Programmi di qualità/controllo della qualità dei combustibili

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 nei programmi di garanzia qualità/controllo adottati nel SGA (BAT 1) e pratiche di caratterizzazione iniziale dei combustibili, prove periodiche della qualità del combustibile e adeguamenti delle condizioni operative dell'impianto.

Stato: Applicata

Le caratteristiche del gas vengono monitorate in continuo grazie agli strumenti presenti nella stazione gas della centrale (gascromatografo) direttamente collegati ai software della Sala controllo. In base alle caratteristiche del gas, il personale d'esercizio è in grado di variare i parametri di combustione in modo da controllare la concentrazione degli inquinanti. Inoltre, fin dall'entrata in esercizio, il sito riceve da SNAM con cadenza mensile la caratterizzazione del gas in entrata, con particolare riferimento a potere calorifico inferiore, CH₄, C₂H₆, C₃, C₄₊, CO₂, N₂, indice di Wobbe. Il Gestore evidenzia tuttavia che, utilizzando esclusivamente gas di rete ed essendo SNAM fornitore unico, Sorgenia non ha la facoltà di influire sulla qualità del gas in ingresso.

BAT 10. Riduzione emissioni in condizioni di esercizio diverse da quelle normali



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:

- adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto);
- elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;
- rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive;
- valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive.

BAT 11. Monitoraggio emissioni in condizioni di esercizio diverse da quelle normali

La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.

Descrizione

Il monitoraggio può essere eseguito misurando direttamente le emissioni o monitorando parametri sostitutivi, se di comprovata qualità scientifica equivalente o migliore rispetto alla misurazione diretta delle emissioni. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto (SU/SD) possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzando i risultati della misurazione per stimare le emissioni di ogni periodo di avvio e arresto durante l'anno.

Stato: Applicate

Con riferimento alle emissioni in atmosfera, le turbine a gas sono state progettate per essere gestite anche ai bassi carichi ed emissioni di NO_x e CO ridotte.

Nei generatori di vapore a recupero sono stati installati i catalizzatori CO che permettono di ridurre ulteriormente le concentrazioni di monossido di carbonio anche in condizioni anomale (es: transitori). Per NO_x, la turbina a gas è dotata di sistemi di combustione Dry Low NO_x (DLN).

Il minimo tecnico ambientale della turbina a gas è pari a 73 MW. Sorgenia ha in essere un contratto di service con il costruttore della macchina che permette di mantenere nel tempo tali livelli di performance.

Per il controllo dei parametri di combustione e delle emissioni in atmosfera, gli analizzatori dello SME sono in grado di misurare le concentrazioni di inquinanti in ogni condizione di marcia e sono dotati di sistemi di allarme in grado di avvisare il personale di centrale qualora le emissioni in atmosfera tendano ad avvicinarsi ai limiti autorizzativi.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici la centrale è dotata di un impianto di trattamento delle acque che consente il completo recupero delle acque di processo e meteoriche. La Centrale è dotata di un punto di scarico che può essere attivato solo in caso di emergenza. Questa eventualità non si è mai verificata dalla messa a regime dell'impianto. I sistemi di stoccaggio dei prodotti chimici e le macchine contenenti oli (trasformatori, casse olio di lubrificazione, etc.) sono dotati di sistemi di contenimento delle fuoriuscite accidentali. I serbatoi e i sistemi di contenimento vengono periodicamente controllati dal personale di centrale.

La Centrale è priva di emissioni in acqua.

In termini di emissioni in atmosfera, gli analizzatori dello SME sono in grado di misurare le concentrazioni di inquinanti in ogni condizione di marcia.

In termini di emissioni in acqua, la procedura di gestione degli scarichi idrici definisce le modalità per campionare ed



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

analizzare i parametri significativi in caso di scarico d'emergenza.

BAT 12. Efficienza energetica

Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito.

	Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a	Ottimizzazione della combustione	L'ottimizzazione della combustione riduce al minimo il contenuto di sostanze incombuste negli effluenti gassosi e nei residui solidi della combustione	Generalmente applicabile
b	Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro	Funzionamento ai valori massimi di pressione e temperatura del fluido di lavoro gas o vapore, subordinatamente ai vincoli imposti da fattori quali il controllo delle emissioni di NO _x o le caratteristiche dell'energia necessaria	
c	Ottimizzazione del ciclo del vapore	Funzionamento della turbina alla pressione minima di scarico, utilizzando la temperatura minima possibile dell'acqua di raffreddamento del condensatore, subordinatamente ai vincoli di progettazione	
d	Riduzione al minimo del consumo di energia	Riduzione al minimo del consumo energetico interno (ad esempio, maggiore efficienza della pompa dell'acqua di alimentazione)	
e	Preriscaldamento dell'aria di combustione	Riutilizzo di una parte del calore recuperato dall'effluente gassoso della combustione per preriscaldare l'aria che è usata nella combustione	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dal controllo delle emissioni di NO _x
f	Preriscaldamento del combustibile	Preriscaldamento del combustibile per mezzo del calore recuperato	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla configurazione della caldaia e dal controllo delle emissioni di NO _x
g	Sistema di controllo avanzato	Controllo informatizzato dei parametri principali di combustione per migliorare l'efficienza di combustione	Generalmente applicabile alle unità nuove L'applicabilità alle vecchie unità è subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

h	Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato	Preriscaldamento dell'acqua in uscita dal condensatore con il calore recuperato prima di riutilizzarlo nella caldaia	Applicabile solo ai circuiti a vapore e non alle caldaie. L'applicabilità alle Unità esistenti può essere condizionata dalla configurazione dell'impianto e dalla quantità di calore recuperabile
i	Recupero di calore da cogenerazione (CHP)	Recupero di calore (per lo più dal sistema di generazione del vapore) per la produzione di acqua calda o vapore da utilizzare nei processi/attività industriali o in una rete pubblica di teleriscaldamento. È anche possibile recuperare calore da: — effluente gassoso — raffreddamento delle griglie — letto fluido circolante	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dal fabbisogno termico ed energetico locale. L'applicabilità può essere limitata nel caso dei compressori di gas con un profilo termico d'esercizio imprevedibile
j	Disponibilità della CHP		Applicabile unicamente alle unità nuove quando esiste una possibilità concreta di uso futuro del calore nei pressi dell'unità
k	Condensatore degli effluenti gassosi		Generalmente applicabile alle unità CHP subordinatamente a una domanda sufficiente di calore a bassa temperatura
l	Accumulo termico	Accumulo del calore cogenerato in stoccaggio termico	Applicabile unicamente agli impianti CHP. L'applicabilità può essere limitata nel caso di basso fabbisogno di carico termico
m	Scarico attraverso torre di raffreddamento	Lo scarico di emissioni in atmosfera attraverso la torre di raffreddamento anziché un camino apposito	Applicabile unicamente alle unità dotate di sistemi FGD a umido in cui l'effluente gassoso deve essere nuovamente riscaldato prima dello scarico, e il cui sistema di raffreddamento è una torre di raffreddamento
n	Materiali avanzati	I materiali avanzati si sono dimostrati resistenti a temperature e pressioni operative elevate e quindi capaci di aumentare l'efficienza dei processi di combustione/vapore	Applicabile unicamente ai nuovi impianti
o	Potenziamento delle turbine a vapore	Può consistere nell'aumento della temperatura e della pressione del vapore a media pressione, nell'aggiunta di una turbina a bassa pressione e nella modifica della geometria delle pale del rotore	L'applicabilità è subordinata al fabbisogno, alle condizioni del vapore e/o alla durata del ciclo di vita dell'impianto



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Stato: Applicata

Il Gestore dichiara di applicare le seguenti tecniche indicate nelle BATC:

- a) Ottimizzazione della combustione
- b) Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro
- c) Ottimizzazione del ciclo del vapore
- d) Riduzione al minimo del consumo di energia
- e) Preriscaldamento dell'aria di combustione
- f) Preriscaldamento del combustibile
- g) Sistema di controllo avanzato.

BAT 13 – Consumo di acqua

La BAT consiste nell'applicare di tecnologie finalizzate alla riduzione del consumo di acqua.

Stato: Applicata

La Centrale è dotata:

- di un impianto di trattamento delle acque che consente il completo recupero delle acque di processo e meteoriche;
 - di un punto di scarico che, come previsto dall'autorizzazione in essere può essere attivato solo in caso di emergenza.
- Questa eventualità non si è mai verificata dalla messa a regime dell'impianto, le cui scelte impiantistiche lo caratterizzano come impianto a scarico zero.

In aggiunta, l'impianto utilizza acqua piovana come fonte primaria, in alternativa all'acqua di pozzo, il cui consumo è sempre stato minimo.

Il Gestore ha in essere piani di manutenzione periodica di tutte le componenti interessate, al fine di prevenire e ridurre le perdite.

BAT 14. Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua

Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
	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.	L'applicabilità negli impianti esistenti è subordinata alla configurazione dei sistemi di drenaggio.

Stato: Applicata

Le reti idriche sono separate in base all'origine (rete fognaria acque meteoriche, rete fognaria sanitaria, rete fognaria drenaggi caldi, rete fognaria acque chimiche, acque oleose) e subiscono un diverso trattamento prima di essere impiegate nel ciclo produttivo.

BAT 17. Riduzione delle emissioni sonore

BAT 17. Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito.

Misure Operative	Comprendono:	Generalmente applicabile
	<ul style="list-style-type: none">— ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature— chiusura di porte e finestre nelle aree di confinamento, se possibile— attrezzature azionate da personale esperto— rinuncia alle attività rumorose	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

		nelle ore notturne, se possibile — misure di contenimento del rumore durante le attività di manutenzione	
A	Apparecchiature a bassa rumorosità	Riguarda potenzialmente i compressori, le pompe e i dischi	Generalmente applicabile alle apparecchiature nuove o sostituite
B	Attenuazione del rumore	La propagazione del rumore può essere ridotta inserendo barriere fra la sorgente del rumore	Generalmente applicabile ai nuovi impianti. Negli impianti esistenti, l'inserimento di
		e il ricevente. Sono barriere adeguate i muri di protezione, i terrapieni e gli edifici	barriere è subordinato alla disponibilità di spazio
C	Dispositivi anti rumore	Comprendono: — fono-riduttori — isolamento delle apparecchiature — confinamento delle apparecchiature rumorose — insonorizzazione degli edifici	L'applicabilità è subordinata alla disponibilità di spazio
D	Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici	I livelli di rumore possono essere ridotti aumentando la distanza fra la sorgente e il ricevente e usando gli edifici come barriere fonoassorbenti	Generalmente applicabile ai nuovi impianti. Per gli impianti esistenti, la rilocalizzazione delle apparecchiature e delle unità produttive è subordinata alla disponibilità di spazio e ai costi

Stato: Applicata

La progettazione iniziale e le misure operative hanno tenuto conto delle relative emissioni acustiche. In particolare, il sistema ad aria adotta accorgimenti specifici per la riduzione dell'emissione acustica ed è compatibile con il posizionamento del sistema stesso sul confine dell'area industriale. Le principali attrezzature/apparecchiature sono insonorizzate/inserite all'interno di box o ambienti chiusi. Nel rispetto delle prescrizioni della vigente autorizzazione integrata ambientale, inoltre, il sito effettua con cadenza quadriennale aggiornamenti della valutazione di impatto acustico.

BAT 40. Efficienza energetica

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.

Tabella 23 BATC

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾⁽²⁾		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	
	Rendimento elettrico netto (%)			Nuova unità	Unità esistente
	Nuova unità	Unità esistente			
CCGT, ≥ 600 MWth	57-60,5	50-60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL	

(1) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1500 ore/anno.

(2) Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL «rendimento elettrico netto» o «consumo totale netto di combustibile», in base alla progettazione dell'unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Berttonico

(3) I BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di energia termica è troppo bassa.

(4) Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.

(5) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni a trasmissione meccanica.

Stato: Applicata

Oltre a quanto riportato per la BAT 12, il documento di Conclusioni considera BAT la tecnica di ciclo combinato, ovvero l'assetto produttivo dell'impianto in esame.

BAT 41. Emissioni in atmosfera di NO_x, CO, NMVOC e CH₄

Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a	Immissione di aria e/o di combustibile in fasi successive (<i>air e/o fuel staging</i>)	L'immissione di aria in fasi successive è spesso associata all'utilizzo di bruciatori a basse emissioni di NO _x	Generalmente applicabile
b	Ricircolo degli effluenti gassosi	Cfr. descrizione alla sezione 8.3	
c	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)		
d	Sistema di controllo avanzato	Questa tecnica è spesso utilizzata in combinazione con altre tecniche o può essere utilizzata da sola per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
e	Riduzione della temperatura dell'aria di combustione	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalle esigenze di processo
f	Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno con carichi della caldaia molto variabili. L'applicabilità può essere limitata negli impianti di combustione in funzione tra 500 e 1 500 ore/anno con carichi della caldaia molto variabili.
g	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione di potenza < 100 MWth. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1500

Stato: Applicata

In Centrale non sono presenti caldaie con potenza termica nominale maggiore o uguale a 15 MW.

BAT 42. Prevenzione e riduzione delle emissioni in atmosfera di NO_x

Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
A	Sistema di controllo avanzato	Questa tecnica è spesso utilizzata in combinazione con altre tecniche o può essere utilizzata da sola per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
B	Aggiunta di acqua/vapore		L'applicabilità può essere limitata dalla disponibilità di acqua
C	Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN)		L'applicabilità può essere limitata nel caso di turbine per le quali non è disponibile un pacchetto di modifiche tecniche o in cui sono installati sistemi di aggiunta di acqua/vapore
D	Modi di progettazione a basso carico	L'adattamento del controllo del processo e delle relative attrezzature per mantenere un buon livello di efficienza di combustione durante le variazioni della domanda energetica, ad esempio migliorando le capacità di controllo del flusso d'aria in entrata o suddividendo il processo di combustione in fasi disaccoppiate di combustione.	L'applicabilità può essere limitata dalla progettazione della turbina a gas
E	Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB)		Generalmente applicabile alla combustione supplementare per i generatori di vapore a recupero termico (HRSG) in caso di impianti di combustione con turbine a gas a ciclo combinato (CCGT)
f	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione esistenti di potenza < 100MWth. L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1500

Stato: Conforme

Il sistema di combustione è di tipo DLN (Dry LoW NOx), a ridotta emissione di NOx. In aggiunta, trattandosi di impianti a ciclo combinato, vi è un ampio ricircolo degli effluenti gassosi, dove il Ciclo



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Rankine sfrutta l'energia residua contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas (Ciclo Bryton).
Le attuali emissioni di NO_x risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas rientrano nel range indicato nella tab.24 del documento di Conclusioni sulle BAT.

BAT 44. Prevenzione e riduzione delle emissioni in atmosfera di CO

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.

Tabella 24 BATC

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas

Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MWth)	BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾⁽²⁾	
		Media annua ⁽³⁾⁽⁴⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Turbine a gas a ciclo combinato (CCGT)⁽⁵⁾⁽⁸⁾			
CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75 % (sono state considerate le informazioni riportate nel Report 2018)	≥ 600	10-40	18 - 50

- (1) Questi BAT-AEL si applicano anche alla combustione di gas naturale in turbine a doppia alimentazione.
(2) Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi BAT-AEL si applicano solo se il DLN è effettivamente in funzione.
(3) Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti esistenti in funzione < 1500 ore/anno.
(4) Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.
(5) Questi BAT-AEL non si applicano alle turbine esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica o agli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno.
(8) Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore superiore] × RE/55, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

A titolo indicativo, i livelli medi annui di emissione di CO per impianti di combustione esistenti in funzione ≥ 1500 ore/anno e per ciascun tipo di impianti di combustione nuovi sono in genere i seguenti:

— Nuove OCGT di potenza ≥ 50 MWth: $< 5-40$ mg/Nm³. Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto $>$ del 39 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore di tale intervallo, corrispondente a [valore più alto] \times RE/39, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.

Tabella 25 BATC

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gas naturale in caldaie e motori

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua (1)		Media giornaliera o media di campionamento del periodo	
	Nuovo impianto	Impianto esistente (2)	Nuovo impianto	Impianto esistente(3)
Caldaia	10-60	50-100	30-85	85-110

(1) Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.

(2) Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1500 ore/anno.

(3) Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

A titolo indicativo, i livelli medi annui delle emissioni di CO sono in genere:

— 5-15 mg/Nm³ per le caldaie nuove

Stato: Applicata

Il Gestore ritiene che il sistema di combustione, così come progettato, esercito e mantenuto, fornisca prestazioni ottimali. Lo stesso è di tipo DLN (Dry LoW NO_x), a ridotta emissione di NO_x.

Nei generatori di vapore a recupero sono stati installati i catalizzatori CO che permettono di ridurre ulteriormente le concentrazioni di monossido di carbonio anche in condizioni anomale (es: transitori).

Le attuali emissioni di CO (anno 2017) risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas rientrano nel range riportato a titolo indicativo a valle della tab.24 del documento



8 CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI

In conclusione, considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'istruttoria (restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame parziale dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti), **il GI ritiene che** l'esercizio dell'installazione, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i. se saranno rispettate le prescrizioni di seguito indicate.

8.1 Sistema di gestione

1. Il Gestore dovrà mantenere il proprio sistema di gestione ambientale con una struttura organizzativa adeguatamente regolata, composta dal personale addetto alla direzione, conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi e/o mantenere l'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto, ciò a valere sia per le condizioni di normale esercizio che per le condizioni eccezionali.

Il Gestore dovrà garantire che il proprio sistema di gestione ambientale rispetti tutte le altre caratteristiche richieste dalla BAT n. 1 della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE.

Dovrà inoltre comunicare ogni aggiornamento riguardante la certificazione del proprio sistema di gestione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001 e la registrazione al regolamento EMAS.

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.

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. Il Gestore è tenuto al rispetto delle pertinenti disposizioni di cui alle sezioni 1, 3.1 e 4.1 della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017.

2. Il Gestore dovrà presentare a Ispra, entro 3 mesi dalla pubblicazione del provvedimento di riesame, le procedure (eventualmente aggiornate alla luce delle prescrizioni del presente parere) adottate nell'ambito del sistema di gestione ambientale, finalizzate a ridurre e a monitorare le emissioni durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali e un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti e al fine di dimostrare la piena conformità della gestione dell'installazione alle BAT 10 e 11 delle Conclusioni sulle BAT.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

8.2 Capacità produttiva

3. L'installazione dovrà essere esercitata nel rispetto dell'assetto impiantistico e della capacità produttiva dichiarati nella documentazione allegata all'istanza di AIA presentata in data 2/05/2019 e nei successivi atti integrativi.

Per l'installazione il Gestore dovrà pertanto attenersi a una potenza termica di 1418,5 MWt e a una potenza elettrica nominale lorda di 805,4 MWe.

Inoltre, la caldaia ausiliaria alimentata a gas naturale è autorizzata all'esercizio con una potenza termica pari a 11,2 MWt.

Tutte le procedure indicate dal Gestore nella domanda s'intendono esplicitamente prescritte al Gestore medesimo. Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente e di Controllo; ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

4. Il Gestore dovrà registrare e comunicare, per il CCGT e per la caldaia ausiliaria, in occasione della presentazione del report annuale di esercizio, il numero annuale di effettivo funzionamento e il numero di avviamenti.

8.3 Approvvigionamento, stoccaggio e gestione dei combustibili e di altre materie prime

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

Combustibile	%S
Gas naturale	-

6. Il gestore è inoltre autorizzato all'impiego del Gasolio con contenuto di zolfo $\leq 0,1$ per l'alimentazione della motopompa antincendio, del gruppo elettrogeno di emergenza.
7. Nel rapporto annuale di esercizio il Gestore dovrà indicare le quantità consumate annualmente e quelle residue dei combustibili.
8. In relazione all'approvvigionamento del gas naturale il Gestore dovrà fornire copia della scheda delle relative caratteristiche chimiche.
9. Il Gestore è autorizzato a utilizzare oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime riportate nella documentazione presentata in sede di istanza di riesame dell'AIA e necessarie alla gestione all'esercizio dell'installazione. Tutte le forniture che raggiungono l'installazione devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.
10. Per tutti i serbatoi in esercizio elencati al paragrafo 7.4 (per lo stoccaggio di combustibili, materie prime, prodotti e intermedi), il Gestore dovrà presentare, entro 6 mesi dalla pubblicazione del presente decreto di riesame, una relazione contenente tutte le misure finora adottate per garantire l'integrità dei serbatoi e, ove disponibili e con riferimento ad ogni



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

serbatoio attualmente in esercizio o in manutenzione, gli esiti delle ultime ispezioni effettuate e le eventuali successive azioni di intervento programmate.

8.4 Efficienza energetica

11. Per il CCGT il Gestore deve garantire il mantenimento di quanto previsto dalla BAT 40 (tabella 23) della Decisione di esecuzione 2017/1442/UE e rispettare un rendimento elettrico netto di riferimento come previsto dal range riportato nella tabella 23 BATC (50% - 60%). In particolare, dovrà garantire un rendimento elettrico netto di riferimento non inferiore al **55%** (in condizioni ISO).

Al fine di verificare il rispetto della suddetta prestazione il Gestore dovrà eseguire con frequenza almeno biennale la determinazione del rendimento elettrico netto con prove condotte a massimo carico e trasmettere gli esiti delle verifiche in occasione della trasmissione del rapporto annuale di esercizio.

12. Il Gestore dovrà registrare e comunicare mensilmente all'autorità competente e all'autorità di controllo il numero di avviamenti da caldo, da tiepido e da freddo.

8.5 Emissioni convogliate

13. Per il gruppo CCGT a ciclo combinato e per la caldaia ausiliaria dovranno essere rispettati i valori limite di emissione riportati nella seguente tabella. I VLE sono riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 kPa), con tenore di ossigeno di riferimento indicati in tabella 16.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

Tabella 16 - Valori limite di emissione in atmosfera

Unità	Combustibile	Potenza termica di combustione (MWt)	Punto di emissione	Portata fumi secchi alla MCP (Nm ³ /h)	Parametro	BAT-AEL		Attuali valori raggiunti		VLE AIA (mg/Nm ³) ¹		% O ₂ rif.	Flusso di massa t/anno ⁽²⁾
						media giornaliera mg/Nm ³	media annuale mg/Nm ³	mg/Nm ³	media annuale mg/Nm ³	media annuale mg/Nm ³	media giornaliera mg/Nm ³		
TG1	gas naturale	1418,5	E1	2.091.310	NOx	18-50	10-40	20-30 (h)	16,8	23	25	15	420 ⁽²⁾
					CO	Non BAT-AEL ma livelli medi annui indicativi per impianti di potenza termica n >50 MW, range 5-30		1-30 (h)	3,3	25	-		
					Polveri ⁽³⁾	-	-	-	-	5 orario	-		
					SO ₂ ⁽³⁾	-	-	-	-	10 orario	-		
TG2	gas naturale	1418,5	E2	2.091.310	NOx	18-50	10-40	20-30 (h)	17,9	23	25	15	420 ⁽²⁾
					CO	Non BAT-AEL ma livelli medi annui indicativi per impianti di potenza termica n >50 MW, range 5-30		1-30 (h)	2,1	25	-		
					Polveri ⁽³⁾	-	-	-	-	5 orario	-		
					SO ₂ ⁽³⁾	-	-	-	-	10 orario	-		
Caldaia ausiliaria	gas naturale	11	E3	12.108	NOx ⁽³⁾	-	-	150-200	87,7	-	200 orario	3	-
					CO ⁽³⁾	-	-	10-100	3,2	25 orario	-		
					Polveri ⁽³⁾	-	-	-	-	5 orario	-		
					SO ₂ ⁽³⁾	-	-	-	-	10 orario	-		



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

¹I valori limite in concentrazione non si applicano quando l'impianto è esercito al di sotto del minimo tecnico.

²La conformità a tali VLE espressi in flusso di massa deve essere verificata considerando tutte le emissioni, indipendentemente dal raggiungimento o meno del minimo tecnico. Il VLE di 420 T/a è della centrale inteso come somma del flusso di massa del TG1 e TG2.

³Il controllo di polveri, ossidi di azoto, monossido di carbonio e biossido di zolfo deve avvenire con frequenza semestrale.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

14. I valori limite in concentrazione si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercite al di sopra del minimo tecnico indicato dal Gestore con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite. Il minimo tecnico è fissato di 80 MWe; eventuali variazioni al minimo tecnico dovranno essere tempestivamente comunicate all'Autorità di Controllo. 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.
15. I suddetti valori limite giornalieri valgono per i giorni in cui il gruppo è esercito al di sopra del minimo tecnico per un numero di ore superiore a 6 ore su 24. Nel caso in cui le ore di funzionamento del gruppo fossero pari o inferiori a 6, per i parametri CO ed NOx dovranno essere rispettati i seguenti valori limite orari:
- NOx: 30 mg/Nm³ rif 15% O₂;
 - CO: 30 mg/Nm³ rif 15% O₂;
16. Si prescrive di dare comunicazione dei dati relativi alle accensioni, alle durate di funzionamento ed agli spegnimenti delle unità all'ente di Controllo inviando un report trimestrale contenente i dati relativi al funzionamento del gruppo CCGT e della caldaia ausiliaria.
17. Il Gestore è tenuto al rispetto dei seguenti limiti di emissione dai camini (camini E4, E5 ed E6) convogliano i fumi delle tre caldaie ausiliarie da 1,2 MWt per il preriscaldamento del gas, alimentate a gas naturale:

Sigla del camino	Parametro	VLE AIA (mg/Nm ³)	Rif. O ₂ %
E.4 E.5 E.6	NOx (come NO ₂)	200	3
	CO	50	

18. Per i parametri inquinanti monitorati in discontinuo polveri e SO₂ si prescrive un monitoraggio secondo le modalità indicate nel PMC con frequenza semestrale.
19. Si definisce media del periodo di campionamento il valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna (cfr. D.E. 2017/1442/UE, pag. 11). Tale media deve essere rappresentativa del funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose. Le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se la concentrazione, calcolata come media con le modalità sopra indicate, non supera il valore limite di emissione.
20. Sono autorizzati gli scarichi in atmosfera relativi alle emissioni secondarie dichiarati dal Gestore e riportati al paragrafo 7.8.1 E7 (asservito al motore diesel del Gruppo elettrogeno di emergenza) ed E8 (asservito al motore diesel della pompa antincendio), oltre che agli scarichi degli altri punti di emissione di sicurezza sempre riportati al paragrafo 7.8.1.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

8.6 Emissioni non convogliate

21. Al fine di contenere le emissioni fuggitive, il Gestore dovrà continuare a attuare il programma di manutenzione periodica LDAR già in applicato su tutti i punti di osservazione finora individuati, prevedendo, ove già non esistesse, ad elaborare specifica procedura operativa sulla Gestione delle emissioni fuggitive nell'ambito del sistema di gestione ambientale. Alla luce degli esiti dell'applicazione di tale programma relativi agli ultimi anni è fissata una frequenza delle attività di misurazione annuale mantenendo invariata l'attività di sorveglianza settimanale secondo un controllo sensoriale svolta dal personale in turno.

8.7 Emissioni in acqua

22. Nella centrale sono presenti i seguenti scarichi:

SF1: scarico acque nere domestiche in fossa Imhoff, costruita secondo specifica normativa regionale (senza nessun collegamento con depuratore consortile);

SF2: scarico troppo pieno acque meteoriche: l'impianto ha un sistema di trattamento simile alla separazione di prima e seconda pioggia, tutte le acque vengono trattate in disoleatore, recuperate sia per il processo che per l'antincendio, il troppo pieno viene convogliato alle vasche di laminazione del depuratore consortile (finora mai entrato in funzione), per poi scaricare allo scolmatore Valguercia. Si tratta a tutti gli effetti di acque di seconda pioggia, pertanto non soggette a monitoraggio secondo Regolamento Regionale;

SF3: scarico emergenza dell'impianto di osmosi inviato direttamente allo scolmatore Valguercia (concessione idraulica rilasciata dallo STER Regionale). Tale scarico non è stato mai attivato dall'inizio dell'attività della centrale.

Pertanto, non sono presenti di punti di scarico finali di acque di processo o meteoriche in quanto l'acqua utilizzata dal processo produttivo è sottoposta ad un complesso processo di recupero e trattamento secondo la tecnologia "zero liquid discharge". Gli unici scarichi idrici consistono nelle acque nere provenienti dall'edificio amministrativo e dal magazzino convogliate in una fossa Imhoff, e nel troppopieno della vasca di raccolta delle acque di seconda pioggia convogliato nella linea acque bianche della fogna dell'area industriale. È poi presente uno scarico di emergenza, attivo esclusivamente in caso di fuori servizio dell'impianto stesso (scarico SF3 allo scolmatore Valguercia); dalla messa in esercizio lo scarico di emergenza non è mai stato attivato.

23. Per ogni attivazione dello scarico SF3 si prescrivono i limiti per lo scarico in acque superficiali di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del D.lgs. 152/2006.

Numero parametro	PARAMETRI	unità di misura	Scarico in acque superficiali
	Portata	-	-
1	pH	---	5,5 — 9,5
2	Temperatura	°C	[1]
	Carico termico su corpo idrico ricevente (MJoule)	-	



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

3	Colore	---	non percettibile con diluizione 1:20
4	Odore	—	non deve essere causa di molestie
5	Materiali grossolani	---	Assenti
6	Solidi sospesi totali	mg/l	≤ 80
7	BOD5 (come O ₂)	mg/l	≤ 40
8	COD (come O ₂)	mg/l	≤ 120
9	Alluminio	mg/l	≤ 1
10	Arsenico	mg/l	≤ 0,5
11	Bario	mg/l	≤ 20
12	Boro	mg/l	≤ 2
13	Cadmio	mg/l	≤ 0,02
14	Cromo Totale	mg/l	≤ 2
15	Cromo VI	mg/l	≤ 0,2
16	Ferro	mg/l	≤ 2
17	Manganese	mg/l	≤ 2
18	Mercurio	mg/l	≤ 0,005
19	Nichel	mg/l	≤ 2
20	Piombo	mg/l	≤ 0,2
21	Rame	mg/l	≤ 0,1
22	Selenio	mg/l	≤ 0,03
23	Stagno	mg/l	≤ 10
24	Zinco	mg/l	≤ 0,5
25	Cianuri totali come (CN)	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)	mg/l	≤ 1000
30	Cloruri	mg/l	≤ 1200
31	Fluoruri	mg/l	≤ 6
32	Fosforo totale (come P) [2]	mg/l	≤ 10



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

33	Azoto ammoniacale (come NH ₄)	mg/l	≤ 15
34	Azoto nitroso (come N)	mg/l	≤ 0,6
35	Azoto nitrico (come N)	mg/l	≤ 20
36	Oli e grassi	mg/l	≤ 20
37	Idrocarburi totali	mg/l	≤ 5
49	Solventi clorurati	mg/l	≤ 1
50	Escherichia coli [3]	UFC/ 100ml	≤ 5000 UFC/100mL (v. nota)
51	Saggio di tossicità acuta [4]	---	il campione non è accettabile quando dopo 24 ore il numero degli organismi immobili e uguale o maggiore del 50% del totale

Valori limite di emissione in acqua agli scarichi finali

[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 entrambe del D.Lgs 152/06 smi Parte III. 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] 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.

[4] 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.

24. Per la fossa Imhoff i parametri e le frequenze degli autocontrolli relativi allo scarico il Gestore è tenuto al rispetto di quanto stabilito dalla vigente normativa regionale. Per i campionamenti e le analisi il Gestore dovrà fare riferimento a laboratori certificati.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

8.8 Controllo delle acque sotterranee

25. Il Gestore dovrà verificare lo stato di inquinamento delle aree limitrofe al sito dell'impianto e a monitorare la possibile dispersione di inquinanti nella falda sotterranea. Qualora si evidenziassero superamenti dei limiti il Gestore dovrà comunicarli all'autorità competente e ad Ispra e concordare con Ispra gli opportuni interventi necessari a contenere potenziali fenomeni di contaminazione delle acque e del suolo.
26. Al fine di assicurare un controllo dell'impatto della Centrale sullo stato ambientale della riserva idrica sotterranea, il Gestore deve continuare a provvedere alla caratterizzazione chimico-fisica della stessa mediante l'utilizzo dei piezometri di monitoraggio della falda attualmente utilizzati e secondo l'attuale piano di monitoraggio delle acque di falda concordato con gli enti di controllo.
27. Il Gestore dovrà aggiornare l'autorità competente e Ispra, nell'ambito del rapporto annuale di esercizio, in merito alle attività di monitoraggio dell'acqua di falda.
28. La movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti devono avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici recettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante.

8.9 Suolo e sottosuolo

29. Le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto.
30. Entro 6 mesi dalla pubblicazione del presente decreto di riesame il Gestore dovrà presentare una relazione aggiornata in merito alla tipologia della pavimentazione, ove presente delle aree di stoccaggio, carico/scarico e manutenzione, con riferimento alle caratteristiche di impermeabilità e all'utilizzo delle aree non pavimentate presenti.
31. Il Gestore dovrà aggiornare l'autorità competente e Ispra, nell'ambito del rapporto annuale di esercizio, in merito alle attività di monitoraggio del suolo e sottosuolo.

8.10 Emissioni sonore e vibrazioni

32. Si prescrive il rispetto dei limiti previsti dal DPCM 14.11.1997 e di quelli previsti dalla zonizzazione acustica comunale. Ai fini della verifica dei limiti, dovrà essere eseguita una campagna di monitoraggio quadriennale, da effettuarsi in accordo con l'Autorità di Controllo, come specificato nel PMC. Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante le campagne di misura con l'impianto alla massima potenza, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. del 16/03/1998, nonché del rispetto dell'eventuale normativa regionale.
33. In caso di superamento dei suddetti limiti, il Gestore dovrà identificare e concordare con l'Autorità di Controllo gli ulteriori interventi di risanamento tecnicamente fattibili e dovrà intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui recettori a valle dei quali dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutarne l'efficacia.
34. Il Gestore dovrà aggiornare e presentare entro 24 mesi dalla data di pubblicazione del presente provvedimento di riesame, un aggiornamento della propria valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi. Successivamente, la valutazione dovrà essere aggiornata in caso di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni,



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertanico

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.

35. Le misure e le 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, escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nel DM 16/03/1998 e s.m.i. nonché nel rispetto della normativa regionale.

8.11 Rifiuti

36. Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente o merceologicamente in funzione della tipologia ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei Rifiuti al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico fisiche. Il Gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e, successivamente, ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.
37. Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
38. La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore; in particolare, il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dalla normativa vigente e, durante il loro trasporto, devono essere accompagnati dal formulario d'identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.
39. Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito temporaneo, messa in riserva e/o deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:
- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
 - lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi;
 - ciascuna area di stoccaggio deve essere segnalata opportunamente, differenziando per tipologia di rifiuto; il rifiuto stoccato deve essere identificato riportando i codici EER, lo stato fisico e la pericolosità;
 - la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
 - i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
 - tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti devono essere gestite coerentemente con la prescrizione di cui al precedente paragrafo. Ove la
- Sorgenia Power SpA_Turano Lodigiano e Bertanico_PIC ID 165/10217



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

disciplina di settore non preveda espressamente obblighi differenti, tali acque devono essere coltettate ed inviate ad impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.. In particolare, le acque di dilavamento di zone suscettibili di contaminazione di oli dovranno essere trattate come rifiuto liquido e, pertanto, non dovranno essere lasciate confluire in alcun caso nella sezione di trattamento delle acque inquinabili da oli;

- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
 - i contenitori o serbatoi fissi o mobili (contenenti rifiuti liquidi) devono assicurare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo anti-traboccamento o da tubazioni di troppo pieno e d'indicatori e di allarmi di livello;
 - i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
 - i rifiuti liquidi devono essere depositati in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi 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. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
 - i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
 - i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
 - il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui alla normativa vigente. In particolare, qualora la produzione degli oli esausti, superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, della tenuta del registro di carico e scarico dei rifiuti ai sensi della normativa vigente. A tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.
 - il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.
40. Deve essere, altresì, indicata l'ubicazione delle eventuali aree di trattamento dei rifiuti speciali eventualmente presenti nello stabilimento, con la specificazione della tipologia di quelli trattati - con relativi codici EER - ed indicazione dei quantitativi massimi trattati e della destinazione finale.
41. La gestione dei rifiuti deve essere basata sui principi di riduzione, riutilizzo e riciclaggio in modo da minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e da ridurre l'impatto con l'ambiente.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

42. I rifiuti prodotti rientrano nelle categorie di rifiuti urbani (derivanti dalle attività di manutenzione e domestiche) e rifiuti speciali, ulteriormente suddivisi in non pericolosi e pericolosi, secondo le disposizioni indicate dalla normativa vigente devono essere raccolti in maniera differenziata e stoccati in appositi contenitori suddivisi per tipologia di rifiuto, evitando mescolamenti, conformemente a quanto segue:
- i diluenti per vernici, i solventi infiammabili, derivanti da attività manutentive dovranno essere stoccati in un'apposita area in base alla loro potenziale pericolosità;
 - i contenitori per prodotti chimici vuoti data la possibile presenza di residui dovranno essere stoccati separatamente;
 - gli oli esausti, acidi, batterie esauste ed accumulatori, stracci oleosi, panni assorbenti oleosi, aerosol, vernici, ed altri rifiuti speciali dovranno essere differenziati e stoccati separatamente in base alla tipologia di appartenenza, separati da quelli non pericolosi e dai rifiuti pericolosi non compatibili
 - il carbone attivo esausto deve essere stoccato in apposito contenitore sigillato e conferito al produttore per la rigenerazione
 - al fine di consentire il corretto smaltimento o recupero è necessario che il Gestore, eventualmente, avvalendosi di laboratori esterni qualificati e certificati effettui la caratterizzazione dei rifiuti non identificati; i campioni dovranno essere prelevati unicamente da personale competente in modo da assicurare che vengano adottate tutte le necessarie misure di sicurezza e che vengano utilizzate le idonee attrezzature; il campionamento verrà effettuato in modo che i campioni prelevati siano rappresentativi e debitamente etichettati; una volta caratterizzati e classificati, i rifiuti verranno debitamente stoccati ed imballati.
43. Una volta classificati e differenziati, rispettando i limiti temporali o quantitativi previsti dal deposito temporaneo, i rifiuti devono essere debitamente stoccati ed imballati nelle specifiche aree dedicate alla gestione dei rifiuti pericolosi e non della centrale, dotate di un opportuno sistema di copertura.
44. L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere e convogliare le acque di dilavamento e gli eventuali sversamenti accidentali, con divieto di svolgere lavori che comportino l'uso di fiamme libere o attività che possano potenzialmente produrre scintille senza l'adozione di idonee precauzioni.
45. Deve essere assicurato che le infrastrutture di drenaggio delle aree di stoccaggio siano dimensionate in modo tale da poter contenere ogni possibile spandimento di materiale contaminato e che rifiuti con caratteristiche fra loro incompatibili non possano venire in contatto gli uni con gli altri, anche in caso di sversamenti accidentali.
46. La presenza di buone procedure operative e di manutenzione devono garantire la caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, la loro separazione in base alla specifica tipologia, ed un sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.
47. Eventuali variazioni rispetto all'elenco di rifiuti contenuto nell'autorizzazione e rispetto alla gestione dei depositi temporanei dovranno essere comunicati all'Autorità Competente ed a quella preposta per il controllo nell'ambito del reporting annuale.
48. Inoltre, il Gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno, secondo le modalità specificate nel piano di monitoraggio e controllo, quanto segue:
- tonnellate di rifiuti prodotti nell'anno precedente;
 - tonnellate di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente;
- Sorgenia Power SpA_Turano Lodigiano e Bertónico_PIC ID 165/10217



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

- produzione specifica di rifiuti (kg annui prodotti/ton di combustibile utilizzato e kg annui prodotti/MWh generati);
 - indice di recupero dei rifiuti annuo (%): kg annui di rifiuti inviati al recupero/kg annui di rifiuti prodotti;
 - criterio di gestione dei depositi temporanei.
49. Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione; per tale attività il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).
50. Si prescrive il rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente in materia. In particolare, si prescrive quanto segue:
- i rifiuti depositati non devono contenere policlorodibenzodiossine, policlorodibenzofurani, policlorodibenzofenoli in quantità superiore a 2,5 parti per milione (ppm), né policlorobifenile e policlorotrifenili in quantità superiore a 25 parti per milione (ppm);
 - i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento secondo una delle seguenti modalità alternative, a scelta del produttore, 1) con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito; 2) quando il quantitativo di rifiuti in deposito raggiunga complessivamente i 30 metri cubi di cui al massimo 10 metri cubi di rifiuti pericolosi. In ogni caso il deposito temporaneo non può avere durata superiore ad un anno;
 - il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;
51. Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito dell'obbligo di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno, altresì, essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.
52. Il Gestore sarà, comunque, tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento.
53. Il Gestore è autorizzato alla gestione delle seguenti aree di deposito temporaneo elencate al paragrafo 7.9.1 del presente parere istruttorio e di seguito richiamate:
- R1 - Rifiuti pericolosi e non pericolosi (piazzola coperta); parte dell'area, opportunamente individuata e segregata, è destinata allo stoccaggio di prodotti chimici. All'interno dell'area è presente un kit pronto intervento ambientale per il primo intervento in caso di fuoriuscita di sostanze chimiche;
 - R2 - Rifiuti non pericolosi in scarrabili (piazzola scoperta);
 - R3 - Rifiuti provenienti da attività pulizie (cassonetti chiusi);
 - R4 - Serbatoio emulsioni oleose da impianto di disoleazione.
54. Entro 3 mesi dal rilascio del presente decreto il Gestore dovrà presentare un aggiornamento della scheda riportante la denominazione e la georeferenziazione dell'area, la capacità di stoccaggio, le caratteristiche e l'elenco delle tipologie di rifiuti stoccati.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

55. Nel caso in cui la tipologia di rifiuti prodotti subisca delle variazioni rispetto a quanto riportato dichiarato in sede di riesame/rilascio dell'AIA o in caso di variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo, sarà cura del Gestore effettuare le relative comunicazioni all'autorità competente e ad Ispra ed evidenziare le variazioni nel report annuale e durante i controlli dell'Ente Competente.

9 Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

56. Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinari di riserva finalizzati all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Autorità di Controllo, al Comune e ad ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti che hanno rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
57. Il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. A tal fine il Gestore dovrà dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali. A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato, ai quali non è stata posta la necessaria attenzione in forma preventiva con interventi strutturali e gestionali.
58. Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinaria tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e i sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo;
59. Il Gestore dovrà individuare un elenco delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente e, con riferimento ad esse, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, il Gestore dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Autorità di Controllo.
60. Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Autorità di Controllo, al Comune e ad ARPA.
61. In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata nel minor tempo tecnicamente possibile all'Autorità Competente, all'Autorità di controllo, alla Regione Lombardia, alla Provincia, al



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

Comune e ad ARPA. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

62. Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.

10 Dismissione e ripristino dei luoghi

63. Entro **12 mesi** dalla pubblicazione del provvedimento di riesame, si prescrive la presentazione di quanto già realizzato in merito a eventuali piani di dismissione e messa in sicurezza già presentati e un aggiornamento del piano di dismissione e di bonifica del sito omnicomprensivo dei tempi di realizzazione. La documentazione dovrà essere presentata all'Autorità Competente e all'ISPRA. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate.

Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06.

64. In relazione ad ulteriori eventuali interventi di dismissione totale o parziale dell'impianto, il gestore, un anno prima dell'avvio degli interventi, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente il piano di attuazione.

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, sottosuoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06.

11 PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI E ATTI SOSTITUITI

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

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

Il presente parere sostituisce quelli allegati ai precedenti atti autorizzativi rilasciati dal Ministero dell'ambiente e ai successivi atti di modifica ed aggiornamento di seguito elencati:

ID Procedimento	Atto autorizzativo	Dato Atto	Tipologia
165	DSA/DEC/2005/00852	03/08/2005	AIA per nuova installazione



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
SORGENIA POWER SpA
Centrale Termoelettrica di Turano Lodigiano e Bertónico

165/1120	12918/DVA	31/05/2017	Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale impianto ZLD. realizzazione seconda sezione di UF
165/212	DVA - DEC - 2011 - 0000300	07/06/2011	Rinnovo AIA

12 SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

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

13 DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 29-*octies* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

Durata AIA	Caso di riferimento	D-lgs. 152/06, art. 29- <i>octies</i>
10 anni	Casi comuni	Comma 3, lettera b)
12 anni	Istallazione certificata secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9
16 anni	Istallazione registrata ai sensi del regolamento (CE) n, 1221/2009	Comma 8

Rilevato che il Gestore Sorgenia per la centrale di Turano Lodigiano e Bertónico implementa un sistema di gestione ambientale registrato secondo ai sensi del regolamento (CE) n, 1221/2009, la presente Autorizzazione Integrata Ambientale ha durata di **16 anni**.

La validità dell'AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza della certificazione suddetta. Il Gestore è obbligato a comunicare tempestivamente all'Autorità Competente eventuali variazioni della suddetta certificazione.

Il Gestore prende atto che, ai sensi della normativa vigente, l'Autorità Competente può effettuare il riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi e agli effetti dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (e s.m.i.).



TRASMISSIONE VIA PEC

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

PEC: CRESS@PEC.minambiente.it

PEC: CIPPC@pec.minambiente.it

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_Rev0) della
domanda di AIA presentata da Sorgenia Power S.p.A centrale di
Turano Lodigiano Bertónico ID 10217**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo (*CIPPC.Registro Ufficiale.U.1920 del 28/09/2021 nota acquisita da ISPRA con prot. 51117 del 29/09/2021*) relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, *si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo aggiornato a seguito delle osservazioni del Gestore al PIC e al PMC m_amte.MATTM.Registro.Ufficiale 95407 del 08/09/2021 nota acquisita da ISPRA con prot.47041 del 08/09/2021*

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.)

Allegato c.s.

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	SORGENIA POWER S.P.A.
LOCALITÀ	TURANO LODIGIANO E BERTONICO (LO)
DATA DI EMISSIONE	30/09/2021
NUMERO TOTALE DI PAGINE	79
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	4
TERMINI E DEFINIZIONI.....	7
CONTENUTO E FINALITA' DEL PMC.....	9
STRUTTURA DEL PMC.....	8
CONDIZIONI GENERALI DEL PMC.....	10
<i>SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI.....</i>	<i>14</i>
1. GENERALITA' DELL' INSTALLAZIONE IPPC E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	14
1.1. Generalità dell' installazione IPPC.....	14
1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie	14
1.3. Consumo di combustibili	16
1.4. Caratteristiche dei combustibili	16
<i>1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili e materie prime</i>	<i>16</i>
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI.....	17
2.1. Consumi idrici.....	17
2.2. Produzione e consumi energetici	18
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA	19
3.1. Emissioni convogliate.....	19
<i>3.1.1. Punti di emissione convogliata.....</i>	<i>19</i>
<i>3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria</i>	<i>21</i>
3.2. Monitoraggi dei transitori degli impianti di combustione	23
3.3. Emissioni non convogliate	24
<i>3.3.1. Emissioni fuggitive</i>	<i>24</i>
4. EMISSIONI IN ACQUA	28
5. RIFIUTI.....	31
6. EMISSIONI ACUSTICHE	33
7. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO	34
8. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE.....	36
<i>SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI.....</i>	<i>40</i>
9. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	39
9.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)	39
9.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici	43
9.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	44
10. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI.....	44



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Sistema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

10.1. Combustibili.....	47
10.2. Emissioni in atmosfera.....	48
10.3. Scarichi idrici	52
10.4. Livelli sonori	57
10.5. Rifiuti	59
10.6. Misure di laboratorio.....	58
10.7. Controllo di apparecchiature.....	59
<i>SEZIONE 3 – REPORTING</i>	60
11. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC	60
11.1. Definizioni	60
11.2. Formule di calcolo	61
11.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità.....	62
11.4. Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	63
11.5. Violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale	63
11.6. Comunicazioni in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente	64
11.7. Comunicazioni in caso di manutenzione straordinaria e arresto dell'installazione per manutenzione	65
11.8. Obbligo di comunicazione annuale (Reporting)	65
11.9. Conservazione dei dati provenienti dallo SME.....	77
11.10. Gestione e presentazione dei dati.....	77
12. 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. 300 del 07/06/2011 e s.m.i..

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

- 1. Riesame Complessivo** dell'AIA, **ID 165/10217** finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT di cui alla decisione di esecuzione 2017/1442 del 31 luglio 2017.
- 2. Riesame Complessivo** dell'AIA, **ID 165/10217** – Modifica PMC a seguito delle osservazioni del Gestore al PIC e al PMC4 Rev0.

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC3	15/02/2011	<u>ID 165/212</u> Aggiornamento a seguito rinnovo dell'AIA DSA/DEC/2005/00852 con decreto DVA-DEC n. 300/2011
1	PMC4 Rev0	05/08/2021	<u>ID 165/10217</u> RIESAME COMPLESSIVO: Aggiornamento dell'intero Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo. Allineamento al nuovo format PMC.
2	PMC4 Rev1	20/09/2021	<u>ID 165/10217</u> RIESAME COMPLESSIVO: Modifica PMC a seguito delle osservazioni del Gestore al PIC e al PMC4 Rev0.

PREMESSA

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

Il 20 agosto 2018 è stato pubblicato il "ROM" - JRC Reference Report on Monitoring (ROM) under the Industrial Emissions Directive (IED) quale riferimento a sostegno dei monitoraggi previsti nelle



singole BAT Conclusion per settore. Tale documento sostituisce parzialmente il *MON (General Principles of Monitoring (MON REF [3,COM 2003])*, adottato dalla Commissione europea quale riferimento sotto la precedente direttiva (96/61/CE). Il ROM non ha la finalità di interpretare la IED, ma come previsto dall'art. 16 fornisce i requisiti per dar seguito alle conclusioni sui monitoraggi descritti nelle BAT conclusions, dunque funge quale riferimento applicativo fornendo una guida al monitoraggio.

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

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

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

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

Il PMC è la parte attuativa del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) redatto dalla Commissione IPPC del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), che unitamente costituiscono l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Il Gestore dell'installazione IPPC è tenuto ad attuare il PMC in tutte le sue parti con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite e con le metodiche per il campionamento, le analisi e le misure ed in coerenza con quanto prescritto nel Parere Istruttorio Conclusivo.

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

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del presente PMC, il Gestore dovrà dotarsi di una struttura organizzativa adeguata alle esigenze e delle idonee attrezzature ed impianti, in grado quindi di attuare pienamente quanto prescritto in termini di verifiche, di controlli, ispezioni, audit, di valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali e necessarie azioni correttive con la verifica dell'efficacia degli interventi posti in essere.

Il Gestore, entro 3 mesi dalla pubblicazione del provvedimento di riesame complessivo dell'AIA, dovrà presentare a Ispra le procedure (eventualmente aggiornate alla luce delle prescrizioni del



parere istruttorio conclusivo allegato al suddetto provvedimento) adottate nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, finalizzate a ridurre e a monitorare le emissioni durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali e un Piano di Gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti e al fine di dimostrare la piena conformità della gestione dell'installazione alle BAT 10 e 11 delle Conclusioni sulle BAT.

TERMINI E DEFINIZIONI

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

Parere Istruttorio 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 Dlgs 152/06 (Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti AIA).

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

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) def. contenuta nel PIC: I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs 152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06. L'art. 29-quater (Procedura per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 del del D.Lgs. n. 152/06, stabilisce che: *“Nell'ambito della Conferenza dei servizi di cui al comma 5, vengono acquisite le prescrizioni del sindaco di cui agli articoli 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265, nonché la proposta dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, per le installazioni di competenza statale, o il parere delle Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente, per le altre*



installazioni, per quanto riguarda le modalità di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente.

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

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

Valori limite di emissione (def. Dlgs152/06 smi): la massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate 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 FINALITÀ DEL PMC

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

- i requisiti di controllo delle emissioni basandosi sulle conclusioni delle BAT applicabili,
- la metodologia, la frequenza di misurazione,
- le condizioni per valutare la conformità e la procedura di valutazione
- l'obbligo di comunicare all'autorità competente periodicamente, ed almeno una volta all'anno, i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione.

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

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



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

STRUTTURA DEL PMC

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

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

CONDIZIONI GENERALI DEL PMC

1. Il Gestore è tenuto ad eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio e Controllo.
2. Preventivamente alle fasi di campionamento delle diverse matrici dovrà essere predisposto un piano di campionamento, redatto ai sensi della norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018. Relativamente ai rifiuti tale piano di campionamento dovrà essere redatto in base alla norma UNI EN 14899:2006.
3. Il Gestore dovrà predisporre l'accesso in sicurezza ai seguenti punti di campionamento e monitoraggio:
 - punti di campionamento delle emissioni in atmosfera;
 - aree di stoccaggio dei rifiuti nel sito;
 - pozzetti di campionamento fiscali per le acque reflue;
 - pozzi utilizzati nel sito.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura dovranno pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse e dovranno essere accessibili al personale preposto ai controlli, nel rispetto delle disposizioni vigenti in materia di tutela della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro (D.Lgs. 81/2008 e ss.mm.ii.).

4. Tutte le comunicazioni urgenti, in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente (cfr. §12.7 e 12.8), dovranno essere inviate, dal Gestore, all'indirizzo mail: controlli-aia@isprambiente.it.
5. Resta, a cura del Gestore, l'obbligo di estendere i controlli a tutti i nuovi impianti/apparecchiature occorsi per effetto delle modifiche impiantistiche (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.). Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare ai fini ambientali, potranno



essere attuate anche laddove non contemplate dal presente PMC e dovranno essere parte integrante del sistema di gestione ambientale.

A. DIVIETO DI MISCELAZIONE

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

B. VALUTAZIONE DEGLI ESITI DEGLI AUTOCONTROLLI

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

C. SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

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

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore dovrà attuare quanto previsto alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera F - prot. 18712 del 01/06/2011.
2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore dovrà stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.
3. Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'ISPRA. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "*piping and instrumentation diagram*" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

D. GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI

¹ 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.



1. Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati. I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'ISPRA ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'ISPRA.
2. Tutti i rapporti che dovranno essere trasmessi all'ISPRA nell'ambito del reporting annuale, dovranno essere su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.
3. Al fine di gestire sistematicamente il rispetto delle prescrizioni/condizioni dell'AIA, il Gestore dovrà redigere ed aggiornare il Documento di Aggiornamento Periodico denominato (DAP). In tale documento dovranno essere riportate tutte le prescrizioni/condizioni contenute nel PIC e nel PMC con le relative registrazioni al fine di darne l'evidenza oggettiva e documentata del loro rispetto, ivi compresi lo stato di conformità alle prescrizioni AIA, degli autocontrolli, delle prove e/o delle verifiche ed integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte. Il DAP dovrà essere conservato e disponibile presso l'installazione su supporto informatico opportunamente datato progressivamente e firmato dal gestore (anche digitalmente) e dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all'ISPRA nel mese di febbraio, giugno e ottobre di ciascun anno.
4. Al fine di avere un quadro completo degli adempimenti di legge a cui è soggetta l'installazione in riferimento al TUA e smi, il gestore dovrà mantenere aggiornato il Registro degli Adempimenti di Legge in riferimento a quanto già previsto e predisposto per i sistemi di gestione ambientale (certificati ISO 14001 e/o EMAS o meno). Tale Registro, analogamente al DAP, dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale all'ISPRA nel mese di febbraio, giugno e ottobre di ciascun anno.

E. DECOMMISSIONING

1. Il Gestore, entro 12 mesi dalla pubblicazione del provvedimento di riesame complessivo dell'AIA, dovrà presentare quanto già realizzato in merito a eventuali piani di dismissione e messa in sicurezza già presentati e un aggiornamento del piano di dismissione e di bonifica del sito omnicomprensivo dei tempi di realizzazione. La documentazione dovrà essere presentata all'Autorità Competente e all'ISPRA. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06.
2. In relazione ad ulteriori eventuali interventi di dismissione totale o parziale dell'impianto, il Gestore, un anno prima dell'avvio degli interventi, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'ISPRA il piano di attuazione con il relativo crono programma/GANTT. Il progetto 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 del sito alle condizioni della Relazione di Riferimento (nel caso di installazioni soggette alla presentazione della Relazione di Riferimento) e di riqualificazione ambientale delle aree liberate.
 - 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. un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli, sottosuoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06;
 - 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
3. Il Gestore dovrà comunicare con anticipo di almeno 30 giorni lavorativi le date di inizio e fine dei lavori.

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

1. GENERALITA' DELL' INSTALLAZIONE IPPC E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

1. Le forniture di combustibili, di oli lubrificanti e materie prime ed ausiliarie, in sede di prima fornitura per specifica tipologia, devono essere opportunamente caratterizzate.
La caratterizzazione dei combustibili e materie prime può essere effettuata anche con la disponibilità in sito delle “Schede Informative di Sicurezza”.
2. Le quantità di combustibile, di oli e di tutte le materie prime e ausiliarie utilizzate nei processi operativi devono, ad ogni fornitura, essere registrate su appositi registri in forma elettronica.
3. Il rapporto sugli approvvigionamenti di combustibili e materie prime ed ausiliarie, dovrà essere compilato e trasmesso all’Autorità Competente e all’ISPRA con cadenza annuale.

1.1. Generalità dell’ installazione IPPC

L’installazione IPPC presenta le seguenti caratteristiche produttive, come da AIA indicate nelle tabelle seguenti.

1. Deve essere registrata la produzione dalle varie attività, come precisato nella seguente tabella.

Produzione dalle attività IPPC e non IPPC

Codice IPPC: 1.1. Combustione di combustibili in installazione con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MWt			
Prodotto	Unità di Misura	Metodo di rilevazione	Frequenza autocontrollo
Energia Elettrica	MWh	contatore	Mensile

1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

1. Dovrà essere registrato il consumo delle principali materie prime, semilavorati e materie ausiliarie dichiarate in AIA, come precisato nella seguente tabella.
2. Il Gestore dovrà utilizzare le sostanze dichiarate in conformità alle disposizioni dettate dal Regolamento CE n. 1907/2006 (Regolamento REACH);

Principali materie prime e ausiliarie

Denominazione/codice CAS	Classificazioni di pericolosità (CLP)	Fase di utilizzo	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Materie prime						
Ammoniaca in soluzione acquosa 30%	GHS05 GHS07	D	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Ipoclorito di sodio in soluzione acquosa 15%	GHS05 GHS09	H	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Acido Cloridrico in soluzione acquosa 30%	GHS05 GHS07	H	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Cloruro ferrico in soluzione acquosa 40%	GHS05 GHS07	L	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Soda caustica in soluzione acquosa 30%	GHS05	H	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Sodio bisolfito	GHS05 GHS07	H	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Antincrostante	GHS05	L	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Flocculante	--	L	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile
Additivo per lavaggio compressore	--	E	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale consumata	t	Mensile

3. Il Gestore è tenuto a integrare la tabella, nella comunicazione annuale, con tutte le eventuali variazioni delle materie prime/ausiliarie comunicate in AIA con indicazione della data della variazione e gli estremi delle comunicazioni effettuate in merito all'Autorità Competente e all'ISPRA.

4. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi delle materie prime e ausiliarie utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.3. Consumo di combustibili

1. Dovrà essere registrato, su apposito registro, il consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella seguente tabella.

Consumo di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo
Gasolio	ATC2	quantità totale consumata	tonnellate	Mensile
Gas naturale	A	quantità totale consumata	Sm ³	Giornaliera

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di combustibili utilizzati nonché, annualmente, il consumo annuo e le quantità residue dei combustibili.

1.4. Caratteristiche dei combustibili

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

Metano e gas naturale

Per il Metano dovrà essere prodotta con cadenza mensile una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v

Relativamente al parametro Zolfo il Gestore potrà, in accordo con il fornitore di rete, fornire un dato su base annuale o in alternativa effettuare l’analisi, in tal caso il metodo indicato per l’analisi è ASTM D5504.

Gasolio

Per il gasolio² dovrà essere prodotta mensilmente (o in alternativa a lotti) una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nelle tabelle seguenti.

Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 40°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/mc
PCB/PCT	mg/kg
Nichel + Vanadio	mg/kg

1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili e materie prime

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

Aree di stoccaggio e serbatoi dei combustibili e materie prime e ausiliarie liquide

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Ispezione visiva per la verifica dello stato di integrità: <ul style="list-style-type: none"> dei serbatoi per lo stoccaggio dei combustibili allo stato di liquido; dei serbatoi per lo stoccaggio delle materie ausiliarie allo stato di liquido; degli organi tecnici utili alla gestione delle operazioni di riempimento e di prelievo delle materie prime dai serbatoi; 	Secondo le frequenze e modalità stabilite nelle procedure del SGA, comunque almeno mensilmente	Registrazione anche su supporto informatico della effettuazione della verifica visiva. In caso di necessità di esecuzione della manutenzione, il Gestore dovrà documentare gli interventi come al paragrafo 12.8, punto 13 <i>Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti</i> , anche attraverso l'utilizzo di applicativi gestionali, con i medesimi contenuti informativi e relativo
Ispezione visiva per la verifica dell'affidabilità e dell'integrità dei bacini di contenimento relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e	Secondo le frequenze e modalità stabilite nelle	

² Qualora il gasolio venisse acquistato nei distributori della rete commerciale per autotrazione, il Gestore dovrà dare evidenza documentale che i consumi di gasolio siano correlati con i suddetti acquisti e la scheda tecnica dovrà essere aggiornata solo ad ogni modifica.



materie prime allo stato liquido Dei sistemi di contenimento secondario in generale (volumi di riserva, aree cordolate, e griglie di raccolta, con eventuale segregazione della condotta).	procedure del SGA, comunque almeno settimanalmente	esito
---	--	-------

2. Per tutti i serbatoi in esercizio (stoccaggio di combustibili, materie prime, prodotti e intermedi), il Gestore dovrà presentare, entro 6 mesi dalla pubblicazione del provvedimento di riesame complessivo dell'AIA, una relazione contenente tutte le misure finora adottate per garantire l'integrità dei serbatoi e, ove disponibili e con riferimento ad ogni serbatoio attualmente in esercizio o in manutenzione, gli esiti delle ultime ispezioni effettuate e le eventuali successive azioni di intervento programmate.

Controllo funzionalità linee di distribuzione gasolio

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Secondo le frequenze e modalità stabilite nelle procedure del SGA, comunque almeno annualmente	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).

3. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file".

2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

2.1. Consumi idrici

1. Dovrà essere registrato, su apposito registro, il consumo di acqua, come precisato nella tabella di seguito riportata.

Consumi Idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da pozzo	Contatore in continuo	Processo	Quantità prelevata[m3]	Mensile	Compilazione file



Da comunale	acquedotto	Contatore continuo	in igienico-sanitario	Quantità prelevata[m3]	Mensile	Compilazione file
-------------	------------	--------------------	-----------------------	------------------------	---------	-------------------

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di acqua consumata nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

2.2. Produzione e consumi energetici

1. Dovrà essere registrato, su apposito registro, i consumi di energia, come precisato nella tabella seguente, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Produzione e Consumi energetici

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo
Produzione di energia		
Energia termica prodotta	quantità (MWh)	giornaliera
Energia elettrica prodotta	quantità (MWh)	giornaliera (lettura contatore)
Ore di funzionamento	h	giornaliera
Consumo di energia		
Energia termica consumata	quantità (MWh)	giornaliera
Energia elettrica consumata	quantità (MWh)	giornaliera (lettura contatore)

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di energia termica e elettrica prodotti e consumati nonché, annualmente, la produzione e il consumo.

Efficienza energetica

3. Al fine di verificare il rispetto del rendimento elettrico netto non inferiore al 55% (in condizioni ISO), il Gestore dovrà eseguire con frequenza almeno biennale la determinazione del rendimento elettrico netto con prove condotte a massimo carico e trasmettere gli esiti delle verifiche in occasione della trasmissione del rapporto annuale di esercizio.

4. Il Gestore dovrà registrare e comunicare mensilmente all’Autorità Competente e all’Autorità di Controllo il numero di avviamenti da caldo, da tiepido e da freddo.

5. Il Gestore dovrà condurre, con frequenza almeno quadriennale, specifici “audit energetici” ai sensi del D.Lgs. n. 102/2014.

6. Pertanto il Gestore è tenuto alla effettuazione della diagnosi energetica nel rispetto di quanto definito nelle seguenti norme:

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

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

8.In caso non sia applicabile il D. Lgs n. 102/2014, il Gestore, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale interno, ha facoltà di porre adeguata attenzione agli aspetti di efficienza energetica, mediante specifici "audit energetici interni" condotti con la frequenza individuata all'interno del SGA.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1. Emissioni convogliate

Nel rapporto annuale dovrà essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti punti di emissione convogliata e relativa georeferenziazione.

3.1.1. Punti di emissione convogliata

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

Identificazione dei punti di emissione convogliata autorizzati

Camino	Altezza dal suolo (m)	Area sez. di uscita (mq)	Coord. Gauss-Boaga Est	Coord. Gauss-Boaga Nord	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistema di abbattimento degli inquinanti	SME
E1	100	28,3	09°38'15.77"	45°13'36.41"	GVR1 alimentato da TG1	Catalizzatore CO	SI
E2	100	28,3	09°38'15.77"	45°13'36.41"	GVR2 alimentato da TG2	Catalizzatore CO	SI
E3	20	0,95	09°38'11.46"	45°13'35.98"	Caldaia ausiliaria	-	NO
E4	7,1	0,0707	09°38'10.92"	45°13'40.86"	Caldaia ausiliaria pre-riscaldamento	-	NO
E5	7,1	0,0707	09°38'10.80"	45°13'40.70"	Caldaia ausiliaria pre-riscaldamento	-	NO
E6	7,1	0,0707	09°38'10.65"	45°13'40.50"	Caldaia ausiliaria pre-riscaldamento	-	NO

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

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

Punti di emissione	Numero Sorgenti	Qualità dell'emissione	Modalità di emissione	Filtri	Misura ΔP
Gruppo elettrogeno					
Scarico motore diesel gruppo elettrogeno di emergenza	E7	Gas combustione gasolio	Emergenza	NO (1)	NO (1)
Impianto antincendio					
Scarico motore diesel motopompa antincendio	E8	Gas combustione gasolio	Emergenza	NO (1)	NO (1)
Sfiati					
Sfiati di sicurezza	17	Idrocarburi	Discontinua	NO (1)	NO (1)
(1) Non previsto					

2. Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni dell'AIA, gli autocontrolli sui punti di emissione convogliata autorizzati dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle tabelle del paragrafo 3.1.2.

3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria

- Il Gestore dovrà effettuare gli autocontrolli sulle emissioni convogliate in aria secondo le modalità riportate nelle tabelle seguenti.
- Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.

Emissioni dai camini principali

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
--------------------	-----------	---------------------	-------------------------	------------------



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale



Systema Nazionale
per la Protezione
dell'Ambiente

E1 E2	Temperatura Portata ³ % O ₂ H ₂ O (umidità fumi) Velocità Pressione	Controllo	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	NO _x	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file dei risultati. Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	CO	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	Continuo	Misura (Misuratore in continuo)
	Polveri*	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	SO ₂	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	COV CH ₂ O (Formaldeide)	Controllo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
E3	Temperatura Pressione Ossigeno Portata Vapore acqueo	Controllo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale)
	NO _x	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	CO			
	Polveri*			

³ Misura della portata da effettuarsi anche tramite calcolo purché sia dimostrata l'equivalenza rispetto alla norma per la misura diretta, come riportato nel Capitolo 10.



	SO ₂			
E4 E5 E6	NO _x (come NO ₂)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	CO			

* Il Gestore deve fornire una stima/valutazione sulle emissioni che concernono le polveri, con particolare riferimento alle frazioni di PM₁₀ e di PM_{2,5}.

3. I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per il turbogas e al 3% per le caldaie ausiliarie. La misurazione in continuo del tenore di vapor acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

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

5. Il Gestore dovrà effettuare controlli periodici dei sistemi di trattamento dei fumi secondo le modalità riportate nella tabella seguente.

Sistemi di trattamento fumi

Punto Emissione/ fase di provenienza	Sistema di abbattimento	Manutenzione (periodicità)	Parametri di controllo	Modalità di controllo (frequenza)	Modalità di registrazione e trasmissione
Principali punti di emissione convogliata					
E1 E2 Generazione energia	Catalizzatore CO	annuale	Temperatura di funzionamento	Continua	Registrazione su file e nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)
			Nr. Strati di catalizzatore ⁴	Continua	Registrazione su file e nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

⁴ da intendersi come una misura volta a valutare il corretto funzionamento del catalizzatore (strati di catalizzatori funzionanti). Le modalità di stima devono essere valutate dal Gestore, ad esempio può essere misurato l'abbattimento di CO tra ingresso e uscita del catalizzatore oppure il rispetto del numero massimo di ore di funzionamento previste dalle specifiche tecniche del catalizzatore.

3.2. Monitoraggi dei transitori degli impianti di combustione

1. Il Gestore dovrà effettuare, tramite SME installati, il monitoraggio dei transitori con il quale accertare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi⁵, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'ISPRA secondo le indicazioni riportate nel presente PMC.

2. 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.

3. Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione di avviamento, dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

4. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzandone i risultati per la stima annuale.

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

Parametro	Monitoraggio	Tipo di verifica	Registrazione dati
Numero e tempo di avviamento per ciascuna tipologia di avviamento	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando ogni tipologia di avviamento	Misura dei tempi di avviamento con stima e/o misura delle emissioni annue confrontata con i tempi "standard" definiti dal Gestore per ogni tipo di avviamento e comunicati nel rapporto annuale. Qualora i tempi "standard" fossero superati, il Gestore fornirà le relative motivazioni.	Registrazione su file dei risultati

Non costituiscono fasi di avviamento e arresto le normali oscillazioni del carico produttivo. Ai fini della determinazione dello stato dell'impianto l'ora in cui avviene il passaggio da uno stato transitorio al normale funzionamento o viceversa viene considerata di transitorio secondo le indicazioni delle LG- ISPRA n. 87/2013.

⁵ Determinato mediante misuratore di velocità.

3.3. Emissioni non convogliate

3.3.1 Emissioni fuggitive

1. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA il Gestore dovrà mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) e relativo protocollo di ispezione, i risultati dei quali devono essere trasmessi all'ISPRA con cadenza annuale ed andranno aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.
2. Il Gestore dovrà effettuare l'attività di misurazione con frequenza annuale, mantenendo invariata l'attività di sorveglianza settimanale secondo un controllo sensoriale svolta dal personale in turno.
3. Relativamente alle Centrali Termoelettriche alimentate a gas naturale il programma LDAR potrà prevedere quanto riportato nella LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera I - prot. 18712 del 01/06/2011.
4. 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.
5. I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al rapporto annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'ISPRA.
La Banca Dati predisposta deve contenere:
 - a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori, pompe, scambiatori e connettori che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni); per le componenti che convogliano miscele di fluidi con tensioni di vapore differenti, devono essere identificate quelle con le seguenti caratteristiche: la somma dei costituenti con tensione di vapore maggiore di 13,0 millibar a 20°C sia superiore al 20% in peso del totale della corrente di processo;
 - b) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
 - c) identificazione di tutti gli "emettitori significativi"⁶

⁶ Emettitore significativo: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore ad una soglia definita (es. 10.000 ppmv come Metano) per due volte su quattro trimestri consecutivi. Un tale componente deve essere riparato secondo quanto indicato nella tabella "riparazione e tempi di intervento".



- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come “*emettitori cronici*”⁷;
 - e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
 - f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
 - g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
 - h) l’impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
 - i) le procedure di QA/QC.
6. Il Gestore dovrà utilizzare un database elettronico (il software utilizzato deve essere messo a disposizione dell’ISPRA) che sia compatibile con lo standard “Open Office – MS Access”.
Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con *query* di verifica dei seguenti argomenti:
- data di inserimento del componente nel programma LDAR,
 - date di inizio/fine della riparazione o data di “slittamento” della riparazione e motivo,
 - numero di monitoraggi realizzati nel periodo di monitoraggio,
 - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
 - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
 - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
 - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma.
- Il data base deve essere in ogni momento disponibile alla consultazione, in fase di sopralluogo/ispezione, da parte dell’ISPRA.
7. La sintesi dei risultati del programma riportata nel rapporto annuale dovrà indicare:
- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
 - la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
 - le apparecchiature utilizzate;
 - i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
 - le condizioni climatiche presenti;
 - il rumore di fondo riscontrato;
 - la percentuale di componenti fuori soglia [vedi “*Definizione di perdita*”] rispetto al totale ispezionato;
 - gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione;
 - la modifica delle frequenze stabilite nel cronoprogramma sulla base degli esiti delle misure effettuate.

⁷ Emettitore cronico: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10000 ppmv come Metano per due volte su quattro trimestri consecutivi. Un tale componente deve essere sostituito con componenti maggiormente performanti ed in linea con BREF comunitari, durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell’unità.

Definizione di perdita con il Metodo US EPA 21

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Soglie	Soglie per fluidi classificati H350
Pompe	5.000	2.500
Compressori	5.000	2.500
Valvole	5.000	2.500
Flange	5.000	2.500

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Monitoraggio e tempi di intervento

8. Al fine del raggiungimento degli obiettivi del programma LDAR, nella tabella successiva sono indicate le frequenze con le quali dovrà essere eseguito il monitoraggio ed i tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione.

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Registrazione su file elettronico e registri cartacei ⁸
Valvole/Flange	<u>Trimestrale</u> (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% del totale valutato ed annuale dopo 5 periodi componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato) <u>Annuale</u> se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi cancerogeni l'intervento deve <u>iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita.</u>	Registrazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate. Registrazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	<u>Trimestrale</u> se intercettano "stream" con sostanze cancerogene		
Tenute dei compressori	<u>Annuale</u> se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza	<u>Annuale</u> se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza	<u>Immediatamente</u> dopo il		

⁸ Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati



dopo rilasci	ripristino della funzionalità della valvola		
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro	-	Registrazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

9. Con riferimento agli “emettitori significativi” e agli “emettitori cronici”, qualora gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore dovrà procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.
10. La sostituzione degli “emettitori cronici” dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore dovrà valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all’Autorità Competente e all’ISPRA.
11. Il Gestore può proporre all’ISPRA un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore dovrà comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte. In particolare il Gestore che ha avuto la prescrizione in autorizzazione di eseguire un programma LDAR, può scegliere se adempiere alla prescrizione utilizzando il metodo US EPA 21 o, in alternativa, un sistema ottico per l’individuazione delle perdite nelle apparecchiature (Smart LDAR). In tal caso il sistema ottico deve rispondere ai requisiti minimi di cui alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera H - prot. 18712 del 01/06/2011

Stima delle perdite da connessioni, valvole, pompe e compressori.

Nella quantificazione delle emissioni fuggitive, per tutti i componenti ispezionati con il Metodo US EPA 21, il Gestore potrà utilizzare in particolare i seguenti metodi:

- *Approach 2: Screening Ranges Approach*
- *Approach 3: EPA Correlation Approach;*

riportati all’interno del Capitolo 2 (*Development of equipment leak emission estimates*) del protocollo EPA 453/R-95-017 “*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*”

In caso di primo anno di screening LDAR, sui componenti non ispezionati con il metodo US EPA 21, la stima dovrà essere effettuata utilizzando i fattori di emissione indicati dal metodo *Average Emission Factor Approach* riportato all’interno del succitato Capitolo 2 del protocollo EPA 453/R-95-017 (Approach 1).

Nelle Appendici da A ad E del protocollo EPA 453/R-95-017, sono riportati tutti i riferimenti necessari alle procedure di stima e gli esempi di calcolo, per tipologia di componente, riferiti all’industria chimica (SOCMI) e alle Raffinerie.

Rilasci in atmosfera per fermata

12. In occasione della fermata dell'intera installazione, di uno o più impianti o di parti di impianto per manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive, malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria o emergenza, il Gestore dovrà registrare l'evento come indicato nella seguente tabella e stimare gli eventuali rilasci in atmosfera degli inquinanti pertinenti e di quelle sostanze che possono avere un impatto sull'ambiente, come gas climalteranti, sostanze odorogene e sostanze classificate pericolose ai sensi del Regolamento CE n. 1272/2008 (Regolamento CLP). In un'ottica di riduzione dell'impatto sull'atmosfera delle fermate d'impianto, il Gestore dovrà altresì predisporre metodologie e procedure di prevenzione dei rilasci in atmosfera.

Emissioni per fermata

Tipo di fermata	Fase e parte d'impianto interessata	Stima degli eventuali rilasci per sostanza	Modalità di prevenzione dei rilasci	Modalità di controllo dei rilasci	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

4. EMISSIONI IN ACQUA

La seguente tabella riporta la specifica dei punti di scarico finali dagli impianti dello stabilimento. Nel rapporto annuale deve essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti gli scarichi finali, parziali e dei pozzetti di controllo e relativa georeferenziazione.

Identificazione degli scarichi

Denominazione	Descrizione	Coord. Gauss-Boaga Est	Coord. Gauss-Boaga Nord
SF1	Scarico acque nere domestiche in fossa Imhoff	09°38'15.01''	45°13'39.82''
SF2	Scarico troppo pieno acque meteoriche	09°38'13.96''	45°13'41.35''
SF3	Scarico emergenza dell'impianto di osmosi	09°38'14.36''	45°13'24.80''

1. I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili dall'ISPRA ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque da scaricare.
2. Il Gestore dovrà predisporre e registrare gli esiti di un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee.



3. Il Gestore, prima di attivare lo scarico SF3 nel colatore Valguercia, dovrà effettuare analisi su campioni come tabella seguente.
4. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente gli autocontrolli effettuati sugli scarichi idrici.

Controllo scarico SF3 prima dell’attivazione

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Flusso	Nessun limite	Misura in continuo per la durata dello scarico	Registrazione su file
Temperatura acqua in uscita °C	35° C	Misura continua per la durata dello scarico	Registrazione su file
Torbidità	Nessun limite	Misura continua per la durata dello scarico	Istantaneo
Conducibilità	Nessun limite-parametro conosciuto	Misura continua per la durata dello scarico	Istantaneo
Tutti i parametri inseriti in Tabella 3 dell’Allegato V, parte III del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.	Concentrazione limite normata per scarico in acque superficiali	Verifica prima dello scarico	Registrazione su file

5. Al fine di verificare l’efficienza di funzionamento dei sistemi di trattamento delle acque reflue, il Gestore potrà elaborare indici equivalenti alle frequenze indicate o alle frequenze previste dal proprio SGA.
6. Dovrà essere garantita la conduzione di un monitoraggio, come da tabella seguente, per il corretto funzionamento del sistema di recupero delle risorse idriche, nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse che devono, inoltre, essere dotate dei migliori sistemi ai fini della garanzia di sicurezza.
7. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente gli autocontrolli effettuati sui sistemi di recupero delle risorse idriche.

Sistema di recupero risorse idriche

Sistema di trattamento	Punti di controllo del corretto funzionamento	Modalità di controllo	Frequenza controllo	Modalità di registrazione dei controlli effettuati
Definire sezione di trattamento finalizzata al recupero della risorsa idrica	Pozzetto di controllo monte e valle	Verifica efficienza di abbattimento mediante controllo analitico degli inquinanti monitorati	Mensile	Annotazione eventuali anomalie sul registro di conduzione impianti Archiviazione certificati analitici

5. RIFIUTI

1. Il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione dei rifiuti in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e, successivamente, ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

2. Il Gestore dovrà identificare i CER dei rifiuti sulla base del processo che li ha generati ed effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti a norma di legge e dovrà prevedere la redazione dei piani di campionamento in riferimento alla norma UNI 10802.

3. Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

4. I certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato, devono riportare la o le metodiche utilizzate e devono essere a disposizione dell'Autorità competente e dell'ISPRA.

5. Il Gestore dovrà altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR formulario di identificazione e rientro della 4 copia firmata dal destinatario per accettazione.

6. Il Gestore dovrà archiviare e conservare tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal Responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate, questo al fine di renderli disponibili all'Autorità Controllo.

7. Il Gestore dovrà comunicare nel rapporto Annuale trasmesso all'Autorità di Controllo, entro il mese di maggio di ogni anno, quanto segue:

- tonnellate di rifiuti prodotti nell'anno precedente;



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

8. Le informazioni di cui sopra devono essere specificate con relativo raffronto con l'anno precedente.

9. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA, relative alle condizioni di esercizio dei depositi di rifiuti, il Gestore dovrà verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.

10. Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del "deposito temporaneo prima della raccolta" in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione: Qualora il Gestore volesse cambiare il criterio di gestione (quantitativo o gestionale), dovrà comunicare preventivamente all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo la variazione di tale criterio.

11. Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature.

12. Il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui alla normativa vigente. In particolare, qualora la produzione degli oli esausti, superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, della tenuta del registro di carico e scarico dei rifiuti ai sensi della normativa vigente. A tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'Autorità di Controllo, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.

13. Al fine di consentire il corretto smaltimento o recupero dei rifiuti non identificati è necessario che il Gestore, avvalendosi di laboratori esterni qualificati e certificati, ne effettui la caratterizzazione; i campioni dovranno essere prelevati unicamente da personale competente in modo da assicurare che vengano adottate tutte le necessarie misure di sicurezza e che vengano utilizzate le idonee attrezzature; il campionamento verrà effettuato in modo che i campioni prelevati siano rappresentativi e debitamente etichettati; una volta caratterizzati e classificati, i rifiuti verranno debitamente stoccati ed imballati.

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

15. Il Gestore dovrà compilare mensilmente la seguente tabella:

Monitoraggio delle aree di Deposito Temporaneo prima della raccolta

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici EER presenti	Quantità presente (m ³)	Quantità presente (t)	Produzione specifica di rifiuti ⁹	Indice di recupero rifiuti annuo (%) ¹⁰	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

16. Inoltre per ogni rifiuto prodotto il Gestore dovrà compilare la seguente tabella:

Tipologia di intervento	Parametri	Frequenza	Modalità di registrazione
Analisi chimica* di classificazione per i rifiuti non pericolosi identificati da codici a specchio LG SNPA 61/2019	I parametri da ricercarsi devono essere correlati al processo produttivo che genera il rifiuto e alle sostanze pericolose utilizzate.	Annuale e ad ogni modifica del ciclo produttivo o delle sostanze utilizzate che potrebbero influire sulla pericolosità del rifiuto prodotto	Archiviazione certificati analitici e inserimento in relazione annuale di una valutazione su accertamenti effettuati sui rifiuti prodotti
Analisi chimica per verifica conformità impianti di destino	DLgs.121/20 o comunque quelli richiesti dall'impianto di smaltimento	Almeno annuale o con la frequenza richiesta dal destinatario	

* nei casi in cui i rifiuti presentino caratteristiche morfologiche disomogenee da rendere impossibile eseguire un campionamento rappresentativo o se non sono disponibili metodi analitici, l'analisi chimica può essere sostituita da una caratterizzazione di base. Quest'ultima dovrà contenere l'indicazione precisa della composizione e delle caratteristiche specifiche dei rifiuti che lo hanno generato, incluse informazioni dettagliate sulla classificazione di pericolosità e i motivi che non consentono l'esecuzione del campionamento o dell'analisi. Per rifiuti costituiti da prodotti integri (es. prodotti chimici obsoleti) l'analisi chimica potrà essere sostituita da scheda di sicurezza.

17. Il Gestore dovrà registrare le quantità di rifiuti inviati:

- a smaltimento;
- a recupero interno;
- a recupero esterno.

18. Nel caso in cui la tipologia di rifiuti prodotti subisca delle variazioni rispetto a quanto riportato dichiarato in sede di riesame/rilascio dell'AIA o in caso di variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo, sarà cura del Gestore effettuare le relative comunicazioni all'Autorità Competente e all'ISPRA ed evidenziare le variazioni nel report annuale e durante i controlli dell'Ente Competente.

19. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati.

⁹ Per la produzione di energia: kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato.

¹⁰ kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti

6. EMISSIONI ACUSTICHE

1. Il Gestore dovrà aggiornare e presentare, entro 24 mesi dalla data di pubblicazione del provvedimento di riesame complessivo dell'AIA, un aggiornamento della propria valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi. Successivamente, la valutazione dovrà essere aggiornata in caso di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni, per verificare non solamente il rispetto dei limiti posti dalla classificazione acustica comunale e dal DPCM 14.11.1997, ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore di cui alla vigente pianificazione territoriale in materia.

2. Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà:

- effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico;
- verificare con le misure, le valutazioni a valle della messa in esercizio delle modifiche apportate.

3. Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante le campagne di misura con l'impianto alla massima potenza, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. del 16/03/1998, nonché del rispetto dell'eventuale normativa regionale.

Le misure e le 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, escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nel DM 16/03/1998 e s.m.i. nonché nel rispetto della normativa regionale.

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

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica devono essere comunicati all'ISPRA almeno quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura.

4. In caso di superamento dei limiti di legge, il Gestore dovrà identificare e concordare con l'Autorità di Controllo gli ulteriori interventi di risanamento tecnicamente fattibili e dovrà intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui recettori a valle dei quali dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutarne l'efficacia.

5. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nella seguente tabella e nel rapporto annuale.

Postazione di misura	Descrittore	Modalità di controllo	Frequenza della misurazione	Modalità di registrazione dei controlli effettuati
Indirizzo recettore/i	L_{Aeq}	Verifica limite differenziale diurno/	quadriennale e a seguito di modifiche	Archiviazione esiti fonometriche e rapporto rilevamento acustico



Postazione di misura	Descrittore	Modalità di controllo	Frequenza della misurazione	Modalità di registrazione dei controlli effettuati
		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	impiantistiche rilevanti o successivamente ad interventi di mitigazione acustica	– Inserimento degli esiti (breve relazione tecnica con annessa scheda di rilevazione di cui al DD.le 13/01/2000 n 18) nella relazione annuale quando coincidente con l'effettuazione delle misure

7. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

1. Il Gestore dovrà verificare lo stato di inquinamento delle aree limitrofe al sito dell'impianto e a monitorare la possibile dispersione di inquinanti nella falda sotterranea. Qualora si evidenziassero superamenti dei limiti, il Gestore dovrà comunicarli all'Autorità Competente e all'ISPRA e concordare con ISPRA gli opportuni interventi necessari a contenere potenziali fenomeni di contaminazione delle acque e del suolo.

2. Al fine di assicurare un controllo dell'impatto della Centrale sullo stato ambientale della riserva idrica sotterranea, il Gestore deve continuare a provvedere alla caratterizzazione chimico-fisica della stessa mediante l'utilizzo dei piezometri di monitoraggio della falda attualmente utilizzati e secondo l'attuale piano di monitoraggio delle acque di falda concordato con gli enti di controllo.

3. Il Gestore dovrà fornire in fase di reporting i risultati delle campagne di monitoraggio della falda effettuato nell'anno precedente, corredati da una valutazione su eventuali differenze significative nei parametri monitorati ai piezometri individuati a monte ed a valle dello stabilimento¹¹.

4. A seguito di evento incidentale, la verifica, potrà essere condotta, se necessario su ulteriori o diversi piezometri, in relazione all'evento stesso.

¹¹ La scelta dei piezometri dovrà essere motivata relativamente al loro posizionamento e alla rappresentatività delle misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito rispetto al flusso prevalente della falda medesima, con registrazione su file. Il Gestore potrà confermare la rappresentatività dei piezometri e il relativo monitoraggio già comunicati all'Autorità di Controllo, in occasione del primo Rapporto Annuale successivo al rilascio dell'AIA

5. La movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti devono avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici recettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante.

6. Il Gestore, presso le stazioni individuate, dovrà effettuare il monitoraggio delle acque di falda, secondo quanto riportato nella seguente tabella.

Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH; conducibilità; Ossigeno disciolto; Potenziale redox; Temperatura	Verifica semestrale e a seguito di ogni evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'ISPRA 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: Al;As;Be;Cd;Co;Cr;CrVI;Cu;Hg;Ni; Pb;Sb;Se;V;Zn		
Ammoniaca, Solfati; Cloruri; Nitrati		
Composti Organici Aromatici		
IPA		
Alifatici Clorurati Cancerogeni		
Alifatici Clorurati non Cancerogeni		
Alifatici Alogenati Cancerogeni		
Clorobenzeni		
Idrocarburi totali (espressi come n-esano)		
PCB		
TOC		
Magnesio; Calcio; Potassio; Sodio		

7. Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticometria.

8. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

Con cadenza annuale, il Gestore dovrà presentare all'ISPRA, anche quando non interessato da aggiornamenti:

1. l'elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi, della strumentazione e delle parti di impianto ritenuti critici/rilevanti dal punto di vista ambientale; si precisa che tale elenco dovrà comprendere, ma non in via esaustiva, le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del Regolamento CE n. 1272/2008 (Regolamento CLP) integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, nonché dei sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche; l'elenco delle apparecchiature dovrà essere corredato da un'analisi di rischio che motivi la scelta effettuata con i relativi criteri; l'elenco dovrà comunque

includere tutta la strumentazione necessaria al controllo delle fasi critiche per l'ambiente (pHmetri, misuratori di portata, termometri, analizzatori in continuo, ecc).

2. gli esiti dell'attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni avente ad oggetto i componenti di cui al punto precedente, che dovranno essere integrati da una valutazione di quanto deducibile in ordine al richiesto stato di conservazione delle dette parti rilevanti ed inoltre, ove occorrente e/o ritenuto, dall'indicazione delle azioni correttive previste e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle esperite verifiche.
3. le attività di manutenzione di cui al punto precedente dovranno essere eseguite secondo le modalità e le frequenze dettate dalle ditte fornitrici dei macchinari/apparecchiature/impianti o, qualora non reperibili, dalle istruzioni elaborate internamente. Il Gestore dovrà altresì, valutare la frequenza di manutenzione in relazione all'invecchiamento dei macchinari/apparecchiature/impianti. Tali attività dovranno essere registrate sul registro di conduzione dell'impianto, dove dovranno essere annotati, oltre alla data e alla descrizione dell'intervento, anche il riferimento alla documentazione interna ovvero al certificato rilasciato dalla ditta che effettua la manutenzione.
4. Una sintesi degli esiti di tale manutenzione e le valutazioni conseguenti dovranno essere inserite nella relazione annuale.
5. Il Gestore dovrà inoltre compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Sistemi di controllo delle fasi di processo critiche da un punto di vista ambientale

Attività/Fas e di lavorazione	Macchinario	Parametri e frequenze				Modalità di registrazione e trasmissione
		Parametri	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	
						Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo individuate)

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

Manutenzione linee di distribuzione gasolio

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione gasolio	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).
Eeguire manutenzione, secondo le procedure stabilite dal SGA adottato, delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del gasolio	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).
Effettuare manutenzioni , secondo le procedure stabilite dal SGA adottato, dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di gasolio	Annuale	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.

Con particolare riferimento ai serbatoi, inoltre, il Gestore dovrà:

6. presentare all'ISPRA un programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi, aggiornato con cadenza annuale, in accordo al proprio SGA. Tale programma dovrà prevedere:
 - il numero ed il tipo di serbatoi da verificare dando priorità a quelli contenenti le sostanze ritenute maggiormente critiche per l'ambiente ed i metodi con i quali si intendere effettuare le verifiche e deve essere corredato da un'analisi di rischio al fine di motivare le scelte effettuate.
 - per ciascun serbatoio, un controllo/verifica esterno dell'integrità dello stesso (ad es: magnetoscopia, ultrasuoni, ecc.) almeno ogni 5 anni e un controllo/verifica interno (o prova di tenuta) almeno ogni 10 anni.
7. 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 dell'AIA.
8. Le modalità dovranno essere ricomprese e avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) adottato dallo stabilimento.



9. Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'AIA purché non più vecchie di 5 anni per i controlli esterni e 10 anni per i controlli interni.

10. Il Gestore dovrà compilare la seguente tabella da allegare al report annuale:

Struttura contenim.	Contenitore		Bacino di contenimento		Accessori (pompe, valvole, ...)		Documentazione di riferimento
	Sigla di riferimento	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	
							I.O., Procedure tecniche, Schede, registri

11. Gli esiti di tale attività devono essere archiviati su supporto informatico e cartaceo (secondo quanto definito nel paragrafo Gestione e presentazione dei dati) ed inseriti nel rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente e all'ISPRA.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

9. ATTIVITÀ DI QA/QC

1. Il Gestore dovrà garantire che:
 - a) tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale qualificato
 - b) il laboratorio incaricato utilizzi per le specifiche attività procedure, piani operativi e metodiche di campionamento e analisi documentate e codificate conformemente all'assicurazione di qualità e basate su metodiche riconosciute a livello europeo, nazionale od internazionale. Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025 e i relativi metodi di prova per i parametri da monitorare, come indicato nel successivo §11 (*Metodi analitici e chimici*) al punto elenco 4.
2. Il Gestore potrà affidarsi a strutture interne od esterne accreditate che rispondano a requisiti di qualità ed imparzialità. Il laboratorio dovrà operare secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:
 - a) campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
 - b) documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionale (UNI, metodi proposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
 - c) determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
 - d) piani di formazione del personale;
 - e) procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'ISPRA.

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

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

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

In particolare, i requisiti del sistema di misurazione in continuo sono i seguenti (ove applicabile):

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

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

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

possono essere certificabili anche in termini di UNI EN 14181:2015.

La linea guida ISPRA n.87/2013 "*GUIDA TECNICA PER LA GESTIONE DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO IN CONTINUO DELLE EMISSIONI (SME)*" per O₂, H₂O e la UNI EN ISO 16911-2:2013 per la portata, suggerisce i livelli di riferimento e gli intervalli di confidenza da utilizzare nelle elaborazioni dei risultati.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.

Ossigeno	UNI 14789:2017	EN	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 14790:2017	EN	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

- Le sezioni di campionamento individuate dovranno rispettare i criteri indicati nella UNI EN 15259:2008 sia per quanto riguarda il posizionamento delle sonde di prelievo gas AMS (UNI EN 15259:2008 par. 8.4) sia per quanto riguarda i requisiti dei punti di prelievo e dei ballatoi a servizio di questi (UNI EN 15259:2008 par. 6.2 e 6.3).
- Ove previsto, il posizionamento del misuratore in continuo di portata andrà stabilito secondo i dettami della UNI EN ISO 16911-2:2013, per la strumentazione esistente già installata a camino andrà condivisa con gli Enti di Controllo.
- Per l'esecuzione delle misure per l'assicurazione della qualità dello SME non è ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento anche se dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
NO _x (NO ed NO ₂)	UNI EN 14792:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di azoto - Metodo di riferimento normalizzato: chemiluminescenza
SO ₂	UNI EN 14791:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione massica di ossidi di zolfo - Metodo di riferimento normalizzato
CO	UNI EN 15058: 2017	Determinazione della concentrazione massica di monossido di carbonio - Metodo di riferimento normalizzato: spettrometria ad infrarossi non dispersiva
Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico
COV (come COT)	UNI EN 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
NH ₃	US EPA method CTM-027	Procedure for collection and analysis of ammonia in stationary sources
HCl	UNI EN 1911: 2010	Determinazione della concentrazione in massa di cloruri gassosi espressi come HCl
HF	ISO 15713: 2006	Stationary source emissions — Sampling and determination of gaseous fluoride content
CO ₂	EPA 3A :2006	Method 3A - Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations - Instrumental
N ₂ O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Emissioni da sorgente fissa Determinazione della concentrazione in massa di monossido di diazoto (N ₂ O)



CH ₄	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.
Hg	UNI EN 13211:2003	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di mercurio totale

7. Tutte le misure di **temperatura**, devono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura

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

8. I test di sorveglianza dovranno essere realizzati da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 e il Gestore dovrà altresì comunicare all'ISPRA (ISPRA e ARPA) con congruo anticipo (almeno 15 giorni) la data di effettuazione al fine di consentire l'eventuale supervisione delle attività da parte dell'Ente di Controllo e comunque sotto la responsabilità del Gestore.

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

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

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

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

12. Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati:

- i. i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata,

- ii. i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati,
 - iii. le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.
13. Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più parametri, il Gestore dovrà attuare le seguenti azioni/misurazioni (come da LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera F - prot. 18712 del 01/06/2011):
- i. per le prime 24 ore di blocco dovranno essere mantenuti in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali oppure considerati i risultati derivanti dall'implementazione di algoritmi di calcolo basati su dati di processo;
 - ii. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata da dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare a ISPRA l'evento.
 - iii. dopo le prime 48 ore di blocco, (estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa) dovranno essere eseguite, in sostituzione delle misure continue, 2 misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o in alternativa 3 repliche, se utilizzato un metodo manuale, per tutti i parametri soggetti a monitoraggio, in sostituzione delle misure continue.
14. 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.
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'ISPRA.

PEMS (Predictive Emission Measurement System)

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

9.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici (ove applicabile)

1. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.
2. Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.



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

9.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

1. Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti.
Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.
2. Tutti i documenti del Gestore attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA, (di norma 10 anni) per assicurarne la traccia.
3. Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'ISPRA.
4. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

10. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

1. Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.
2. È ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento riportati nel presente documento (ad eccezione dei metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME) purché dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017. Il metodo proposto può essere una norma tecnica italiana o estera o un metodo interno redatto secondo la norma UNI CEN/TS 15674:2008.



3. In questo caso il Gestore, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'ISPRA trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due.
4. I laboratori per i campionamenti e le analisi degli inquinanti, dovranno utilizzare metodi accreditati almeno per le seguenti tipologie:
 - gli inquinanti indicati dalle BAT Conclusions;
 - gli inquinanti pertinenti il processo produttivo (si intendono pertinenti gli inquinanti che sono stati dichiarati dal Gestore nella domanda di AIA, valutati nell'ambito del procedimento istruttorio e prescritti con Valori Limite di Emissione dall'Autorità Competente).
5. I dati relativi ai controlli analitici discontinui effettuati alle emissioni in atmosfera devono essere riportati dal Gestore su appositi registri in formato editabile (es. foglio di calcolo excel), ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.
6. Il Gestore dovrà inoltre conservare tutta la documentazione relativa alle attività analitiche effettuate sulle altre matrici per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (di norma 10 anni). Tutta la documentazione dovrà essere a disposizione degli Enti di Controllo.
7. In caso di misure discontinue (eseguite con metodi che prevedono rilevazioni con strumentazione in continuo o con prelievo in campo e successiva analisi in laboratorio), le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nel presente documento e che siano rappresentativi di almeno 90 minuti di funzionamento dell'impianto, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore o uguale alle 6 ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite.
8. In generale, per i parametri per i quali è esplicitamente previsto nell'atto autorizzativo un monitoraggio secondo le BAT Conclusions, i campionamenti dovranno avvenire secondo quanto indicato nella seguente tabella suddivisa per tipologia di produzione:

Modalità di campionamento per la verifica del valore limite di emissione come da documenti sulle conclusioni sulle BAT per le misurazioni in discontinuo		
Documento BATC	Emissioni in atmosfera	Emissioni in acqua
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a	Campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore. Si possono utilizzare

2017 - Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione	causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	campioni composti proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
---	--	--

9. Per lo scarico di acque meteoriche di dilavamento si effettua almeno un campionamento istantaneo e, ove consentito dalla durata dell'evento stesso, si raccoglie un campione medio ponderato riferibile alle sole acque di prima pioggia come definite dalla normativa vigente (tipicamente la quantità precipitata nei primi 15 minuti dell'evento meteorico, ossia 5 mm in tutta la superficie interessata). Il campionamento deve essere accompagnato da una descrizione dettagliata dell'evento meteorico che comprenda almeno intensità, durata, tempo trascorso dall'ultimo evento meteorico che ha generato acque di dilavamento. Il campionamento deve essere effettuato al pozzetto di scarico delle sole acque meteoriche di dilavamento (acque di prima pioggia), a monte dell'eventuale convogliamento in altre rete fognarie.
10. Nella definizione delle regole decisionali per la conformità dei risultati ai limiti di legge si faccia riferimento alla Linea Guida ISPRA 52/2009.

10.1. Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (olio combustibile, gasolio, carbone). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e smi; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

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

Gasolio

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
		elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

Metano e gas naturale

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Zolfo	ASTM D5504	Determinazione mediante gascromatografia e chemiluminescenza

10.2. Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo. Qualora per alcuni inquinanti non sia disponibile il metodo di riferimento dovranno essere utilizzati metodi aggiornati, non ritirati (in ordine di priorità) CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa. Inoltre, ove previsto, devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi.

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

Parametro	Metodo	Principio del metodo
NO _x	UNI EN 14792:2017	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO ₂	UNI EN 14791:2017	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2017	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come COT)	UNI EN 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
	UNI EN 12619:2013	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) ⁽¹⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte 1 descrive tre differenti metodi)
Hg totale	UNI EN 13211:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boridruro e campionamento come descritto dal metodo
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
HCl _i	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

Parametro	Metodo	Principio del metodo
HF	ISO 15713: 2006	Determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo previa estrazione mediante assorbitore per gorgogliamento con soluzione alcalina
H ₂ SO ₄	NIOSH 7908 ⁽²⁾	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Benzene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
MCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCB, p-DCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Toluene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Metanolo	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CO ₂	ISO 12039 :2001 EPA 3A :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico.
Acetone	UNI CEN/TS 13649:2015	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente
HCN	NIOSH 6010:1994	Determinazione mediante spettrofotometria e assorbimento visibile

Parametro	Metodo	Principio del metodo
	ASTM D7295 :2011	Standard Practice for Sampling and Determination of Hydrogen Cyanide (HCN) in Combustion Effluents and Other Stationary Sources
NH ₃	EPA CTM 027/97	Determinazione mediante cromatografia ionica dello ione ammonio
Solfato ammonico	NIOSH 7907 (acidi inorganici volatili) NIOSH 7908 (acidi inorganici non volatili)	Determinazione mediante cromatografia ionica
Aldeidi	CARB Method 430 (EPA CALIFORNIA)	Determinazione mediante HPLC
	NIOSH 2016 :2003	Le metodiche NIOSH, sono metodiche utilizzate nelle determinazioni di aria ambiente. Per questo motivo a volte sono previsti delle membrane filtranti che non tollerano le temperature delle emissioni gassose in atmosfera. In questo caso è possibile utilizzare delle membrane resistenti alle alte temperature (es. filtri in fibra di quarzo)
Antimonio, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Manganese, Nichel, Piombo, Rame, Tallio, Vanadio	UNI EN 14385:2004	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Alluminio, Argento, Berillio, Oro, Palladio, Platino, Rodio, Selenio, Tellurio, Zinco, Stagno	UNI EN 13284-1:2017 + M.U: 723:86 + UNI EN ISO 11885:2009 EPA METHOD 29	Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico + determinazione dei metalli mediante tecniche di spettrometria (EM/22)
H ₂ S	M.U. 634:84 UNI 11574:2015	Determinazione del solfuro di idrogeno - Metodo volumetrico (EM/18)
PM ₁₀ PM _{2,5}	UNI EN ISO 23210:2009	Determinazione della concentrazione in massa di PM10/PM2,5 negli effluenti gassosi - Misurazione a basse concentrazioni mediante l'uso di impattatori
N ₂ O	UNI EN ISO 21258 : 2010	Determinazione della concentrazione in massa di monossido di diazoto (N2O)

- (1) Non esiste un metodo analitico riconosciuto a livello europeo per la determinazione degli IPA, pertanto è stato riportato il metodo riconosciuto a livello nazionale e indicato nel D.M. 25/08/2000 per la determinazione degli IPA ritenuti cancerogeni. Il metodo è applicabile, in particolare, alla determinazione degli IPA classificati dalla IARC (1987) come "probabilmente" o "possibilmente cancerogeni" per l'uomo (Tabella 1; nota 1). Tra tali IPA sono inclusi quelli la cui

determinazione è richiesta - quali "sostanze ritenute cancerogene" - dalla normativa per le emissioni degli impianti industriali (Gazzetta Ufficiale, 1990) (Tabella 1; nota 2) Le "sostanze ritenute cancerogene" sono elencate, nel citato decreto, in allegato 1, Tabella A1, classe I. In tale elenco, è riportato il 'dibenzo[a]pirene': con questa nomenclatura - impropria - non è possibile identificare un singolo composto; esso va inteso quindi come l'insieme dei quattro dibenzo[a]pireni - cioè i composti ottenuti dalla condensazione del pirene con due anelli benzenici, di cui uno sul lato a del pirene - classificati dalla IARC (1987) come "possibili cancerogeni per l'uomo".

- (2) Qualora il Gestore intenda utilizzare l' EPA Method8 del 1999 per la determinazione del parametro H₂SO₄, tale richiesta dovrà essere approvata dall'ISPRA previa presentazione, da parte del Gestore, di opportuna documentazione comprovante l'equivalenza dei metodi.

10.3. Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono riportati i metodi analitici che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti.

Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico e sotterranee

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; UNI EN ISO 10523 :2012	Determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	Determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di ± 0,1°C
conducibilità	APAT-IRSA 2030 UNI EN 27888:1995	-
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	Determinazione gravimetrica del 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
	UNIEN 12260:2004	Combustione catalitica del campione in atmosfera di ossigeno e chemiluminescenza degli ossidi di azoto prodotti.
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
	APAT-IRSA 3030	Determinazione mediante cromatografia ionica.
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 perossidissolfato, 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)
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS) 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)
Cadmio	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)
	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)
Cromo totale	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)
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
	APAT -IRSA 3150C	Determinazione del cromo esavalente per via spettrofotometrica previa reazione con 1,5 difenilcarbazide
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Mercurio	APAT-IRSA 3200 A1	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boridruro

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	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)
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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	Determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	Determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
	EPA 3510C :1996 + EPA 8270E :2018	Determinazione mediante gascromatografia a alta risoluzione con rivelatore massa (HRGC-LRMS) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati (2)	UNI EN ISO 10301:1999	Determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Aromatici non clorurati	APAT-IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Cloro Aromatici totali	APAT-IRSA 5140 - 5150	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
BTEXS (3)	UNI EN ISO 15680:2003	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
	APAT-IRSA 5140	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati(4)	EPA 3510 + EPA 8270D	Estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	Estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
	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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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.
Cloruri	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Solfuri	APAT-IRSA 4160	Determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	Determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Sostituita metodica EPA con metodica EN riportata nel Bref monitoring 2018
Nitrati	APAT CNR IRSA 4020 Man 29-2003	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160 B1 + APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante metodo FTIR
TOC	APAT IRSA 5040	Determinazione mediante combustione catalitica con rivelazione all'infrarosso non dispersivo (in alternativa rivelazione con rivelatore a ionizzazione di fiamma)
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	Determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con solvente
	UNI EN ISO 9377-2:2002	Determinazione dell'indice di idrocarburi, metodo mediante estrazione con solvente e gascromatografia
IPA ⁽⁶⁾	APAT IRSA 5080A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	Determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
		estrazione liquido-liquido
Diossine e furani ⁽⁷⁾	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
	EPA 1613:1994	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
	EPA 1668:2010	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione
Aldeidi	APAT IRSA 5010B1	Determinazione mediante HPLC-UV
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
Composti organici alogenati	EPA 5021A :2014 +EPA 8260D :2017	Spazio di testa statico + determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa
Residuo Fisso (o Solidi totali disciolti)	UNI 10506:1996	Determinazione per gravimetria
<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.

Per l'esecuzione delle analisi dei fanghi si seguono le metodiche analitiche previste dal Quaderno IRSA-CNR n. 64 del 1983-1985 e relativi aggiornamenti (Metodi analitici per i fanghi: Parametri biochimici e biologici, Parametri tecnologici, Parametri chimico-fisici, Appendice I: Campionamento, Appendice II: Test di cessione, Appendice III: Metodi Analitici per rifiuti).

10.4. Livelli sonori

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere effettuate da tecnico competente in acustica ambientale, iscritto all'albo nazionale, fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Per impianti a ciclo continuo, ubicati in aree diverse dalle "esclusivamente industriali" va valutato il criterio differenziale, come indicato nelle vigenti normative.

10.5. Rifiuti

1. Nell'effettuazione delle attività, si dovrà far riferimento alle norme di settore quali, ad esempio, quelle di seguito indicate:
 - UNI 10802:2013 – campionamento, preparazione campione e analisi eluati¹²
 - UNI/TR 11682:2017 – esempi di piani di campionamento per l'applicazione della UNI 10802
 - UNI EN 14899 – campionamento e applicazione piani campionamento
 - UNI CEN TR 15310-1/2/4/6 – diversi criteri per il campionamento
2. Le analisi devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025.
3. Per le analisi dovranno essere adottate metodiche analitiche ufficiali riconosciute a livello nazionale ed internazionale, con particolare riferimento a:
 - Metodi APAT/IRSA;

¹² La norma UNI 10802:2013 è relativa al campionamento manuale, preparazione del campione ed analisi degli eluati e descrive:

- il processo di definizione di un piano di campionamento
- tecniche di campionamento manuale di rifiuti liquidi, granulari, pastosi, grossolani, monolitici e fanghi in relazione al loro diverso stato fisico e conservazione a breve termine;
- procedure di riduzione delle dimensioni dei campioni dei rifiuti prelevati in campo, al fine di facilitarne il trasporto in laboratorio;
- documentazione per la rintracciabilità delle operazioni di campionamento;
- procedure per l'imballaggio, la conservazione, lo stoccaggio del campione a breve termine e il trasporto dei campioni di rifiuti;
- procedure di riduzione delle dimensioni dei campioni per le analisi di laboratorio;
- procedimenti di preparazione ed analisi degli eluati.

La norma stessa rimanda, per la Progettazione dei campionamenti, alla norma "UNI EN 14899:2006 - Caratterizzazione dei rifiuti - Campionamento dei rifiuti - Schema quadro di riferimento per la preparazione e l'applicazione di un piano di campionamento".



- Metodi UNI EN ISO;
- Metodi elaborati dall'Environmental Protection Agency statunitense (USEPA);
- Metodi interni validati.

10.6. Misure di laboratorio

Il laboratorio, in conformità a quanto previsto dalla UNI CEI EN ISO/IEC 17025, organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura, ecc.) e il nominativo dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Inoltre, verificherà che:

- i contenitori utilizzati siano conformi ai parametri ed i relativi metodi utilizzati per la loro ricerca;
- sia garantita la catena di custodia della temperatura definita per il campione sulla base dei parametri da ricercare

Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a 2 anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

10.7. Controllo di apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'ISPRA di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (e comunque non meno di dieci anni).

SEZIONE 3 – REPORTING

11. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC

11.1. Definizioni

Limite di quantificazione - concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione - nel caso di misure puntuali, per il calcolo dei valori medi i dati di monitoraggio che risulteranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ stesso (condizione conservativa). I medesimi dati saranno, invece, posti uguale a zero nel caso di calcolo di medie di misure continue.

Media oraria – media aritmetica delle misure istantanee valide effettuate nel corso di un'ora solare (Valore medio validato della media oraria: valore calcolato su almeno il 70% delle letture continue).

Media giornaliera - media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati dalle ore 00:00:00 alle ore 23.59.59 (Valore medio validato della media giornaliera: valore calcolato su almeno il 70% delle medie orarie riferite al giorno o per i grandi impianti di combustione su almeno 21 valori medi orari o come valore medio su 3 repliche nel caso di misure non continue).

Media mensile – media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati nel corso del mese; per mese, salvo diversamente specificato, si intende il mese di calendario (Valore medio validato della media mensile: valore calcolato su almeno l'80% valori medi orari. Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese).

Media annuale - media aritmetica dei valori medi orari rilevati nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre successivo (Valore medio validato della media annua: valore calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali, nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 17 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di 3 misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di 3 misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno l'80% valori medi orari. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Carico termico giornaliero dei forni e caldaie è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni/caldaie. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi

termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

Megawattora generato mese - ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo - rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente e l'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di combustibile combusto nel mese, moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, quindi attraverso **calcolo** o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative - il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate, sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

11.2. Formule di calcolo

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso dei fumi misurati ai camini.

La formula per il calcolo è la seguente:

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

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

\bar{C}_{mese} = concentrazione media mensile espressa in mg/Nm³

\bar{F}_{mese} = flusso mensile espresso in Nm³/mese

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Nel caso di misure discontinue (annuali o semestrali) la misura o le misure (queste ultime mediate come indicato nel paragrafo definizioni) sono considerate media annuale della concentrazione e la quantità emessa è valutata dal prodotto della concentrazione per la portata annuale (o volume).

Questa procedura è basata sul fatto che le concentrazioni sono misurate nelle situazioni di esercizio dell'impianto rappresentative delle condizioni medie di funzionamento.

La determinazione della concentrazione, quindi, è condizionata dalla necessità di fissare le condizioni di riferimento, che nei casi dei forni e caldaie, sarà valutata dalla distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megajoule.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso delle acque misurati agli scarichi.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = (\bar{C}_{\text{anno}} \times \bar{F}_{\text{anno}}) \times 10^{-6}$$

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

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

\bar{F}_{anno} = flusso annuo espresso in l/anno.

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, spiegare il perché è stata fatta la variazione e valutare la rappresentatività del valore ottenuto.

11.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nel caso in cui l'AIA stabilisca limiti di emissione espressi in quantità totale rispetto ad una determinata base temporale (ad esempio mese o anno), devono essere adottati i seguenti criteri:

1. deve essere installato un sistema di misura o calcolo con acquisizione in continuo delle quantità emesse, con le stesse modalità di gestione seguite per gli SME;
2. deve essere implementato un sistema di registrazione, elaborazione e conservazione dei dati, misurati o calcolati, e devono essere stabilite delle procedure scritte di gestione e manutenzione dei dispositivi (sia di misura sia di calcolo); i criteri di conservazione sono quelli già rappresentati per gli SME;
3. deve essere codificato un metodo per la sostituzione dei dati mancanti (dovuti ad esempio, ma non solo, a manutenzioni, guasti, prove di taratura, transitori ecc) dei sistemi continui di misura o calcolo, nei casi in cui tali mancanze siano significative al fine del calcolo delle masse emesse; tale metodo non deve in alcun caso comportare la modifica dei dati SME ma deve essere in grado di sostituire i dati mancanti solo nell'algoritmo di elaborazione dei dati in continuo, ovvero dei dati stimati, ai fini del calcolo delle masse emesse, in modo da non pregiudicare l'elaborazione dei valori orari, giornalieri, settimanali, mensili e annuali; la sostituzione effettuata deve essere riconoscibile e tracciabile;
4. devono essere generati e registrati in automatico report giornalieri, mensili e annuali delle quantità emesse.

I sistemi di monitoraggio (misura o calcolo) devono garantire un'incertezza estesa nella determinazione delle masse emesse, nelle normali condizioni di esercizio, inferiore al 12% per anidride solforosa, monossido di carbonio e ossidi di azoto (espressi come NO₂) e inferiore al 18% per le polveri totali. I valori di incertezza estesa summenzionati sono stati fissati in conformità ai valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione stabiliti dal testo unico ambientale per le misurazioni strumentali dei medesimi inquinanti in atmosfera. Per tener conto dell'effetto di combinazione dell'incertezza di misura (o di stima) delle concentrazioni e delle portate di effluenti i valori degli intervalli di fiducia statuiti dal testo unico ambientale sono stati incrementati del 20%.

Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo ai camini, i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

- | | |
|-------------------|------|
| - SO ₂ | 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.

11.4. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

11.5. Violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale

(rif. articolo 29-decies, Rispetto delle condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale)

1. *In caso di violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale il Gestore provvede ad effettuare immediatamente la comunicazione della violazione, adottando nel contempo le misure necessarie a ripristinare nel più breve tempo possibile la conformità.*

Tale comunicazione dovrà essere inviata, immediatamente e comunque entro otto ore, per mezzo PEC, all'Autorità Competente, ai comuni interessati, nonché all'ISPRA e all'ARPA territorialmente competente.

Tale comunicazione dovrà contenere:

- a) la descrizione della violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale,
- b) le matrici ambientali coinvolte,
- c) l'elenco sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
- d) la durata,
- e) le misure di emergenza adottate,
- f) i dati e le informazioni disponibili per valutare le conseguenze della violazione

Al termine della violazione, il Gestore dovrà integrare la precedente comunicazione anche avvalendosi delle procedure del proprio Sistema di Gestione Ambientale, con:

- g) l'analisi delle cause,
- h) le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti della violazione a medio e lungo termine ed evitare che esso si ripeta
- i) la verifica dell'efficacia delle suddette misure (ove possibile)



2. Inoltre dovrà essere predisposta una registrazione su file delle comunicazioni di cui sopra, anche avvalendosi delle procedure del proprio Sistema di Gestione Ambientale. Le registrazioni devono essere conservate presso l'impianto e messe a disposizione dell'ISPRA.
3. All'interno del report annuale il Gestore dovrà riportare una tabella di sintesi delle eventuali violazioni rilevate e trasmesse all'Autorità Competente assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna violazione.

11.6. Comunicazioni in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente

(rif. articolo 29-undecies (Incidenti o imprevisti))

1. In caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente (ad esclusione dei procedimenti di bonifica che già prevedono una tempistica definita nel TUA), il Gestore dovrà informarne immediatamente (per mezzo sia mail che PEC e non oltre 1 ora dal verificarsi dell'evento), l'Autorità Competente, il Comune, ISPRA ed ARPA e dovrà adottare immediatamente misure per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti.

La comunicazione di cui sopra deve contenere:

- a) la descrizione dell'incidente o degli eventi imprevisti,
 - b) le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
 - c) la durata,
 - d) matrici ambientali coinvolte
 - e) misure da adottare immediatamente per limitare le conseguenze ambientali e prevenire ulteriori eventuali incidenti o eventi imprevisti.
2. Entro le successive 8 ore il Gestore dovrà inviare un'ulteriore comunicazione (per mezzo PEC) che contenga i seguenti elementi:
 - a) la descrizione dettagliata dell'incidente o evento imprevisto,
 - b) elenco di tutte le sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06),
 - c) la durata,
 - d) matrici ambientali coinvolte,
 - e) i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente,
 - f) l'analisi delle cause,
 - g) le misure di emergenza adottate,
 - h) le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si ripeta.

I criteri minimi secondo i quali il Gestore dovrà comunicare i suddetti incidenti o eventi imprevisti, che incidano significativamente sull'ambiente, sono principalmente quelli che danno luogo a rilasci incontrollati di sostanze inquinanti ai sensi dell'allegato X alla parte seconda del D.lgs 152/06 e smi, a seguito di:

- a) Superamenti dei limiti per le matrici ambientali non ricompresi nel § 11.5;
- b) malfunzionamenti dei presidi ambientali (ad esempio degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e/o impianti di depurazione ecc.)

- c) danneggiamenti o rotture di apparecchiature/attrezzature (serbatoi, tubazioni, ecc.) e degli impianti produttivi;
 - d) incendio;
 - e) esplosione;
 - f) gestione non adeguata degli impianti di produzione e dei presidi ambientali, da parte del personale preposto e che comportano un rilascio incontrollato di sostanze inquinanti;
 - g) interruzioni elettriche nel caso di impossibilità a gestire il processo produttivo con sistemi alternativi (es. gruppi elettrogeni) o in generale interruzioni della fornitura di utilities (es. vapore, o acqua di raffreddamento ecc.);
 - h) rilascio non programmato e non controllato di qualsiasi sostanza pericolosa (infiammabile e/o tossica) da un contenimento primario. Il contenimento primario può essere: ad esempio un serbatoio, recipiente, tubo, autobotte, ferrocisterna, apparecchiatura destinata a contenere la sostanza o usata per il trasferimento dello stesso;
 - i) eventi naturali.
3. Alla conclusione dello stato di allarme il Gestore dovrà redigere e trasmettere, per mezzo sia mail che PEC, all'ISPRA, all'Autorità Competente, ai Comuni interessati e all'ARPA territorialmente competente, un rapporto conclusivo, che contenga le seguenti informazioni:
- a) Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
 - b) Collocazione territoriale (indirizzo o collocazione geografica);
 - c) Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;
 - d) Punto di rilascio (anche mediante georeferenziazione);
 - e) Tipo di evento/superamento del limite (descrizione dettagliata dell'incidente o evento imprevisto);
 - f) Data, ora e durata dell'evento occorso;
 - g) Elenco delle sostanze rilasciate (anche in riferimento alla classe di pericolosità delle sostanze/miscele ai sensi del regolamento 1907/06);
 - h) Stima della quantità emessa (viene riportata la quantità totale in kg (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima può essere anche basata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio e, nel caso di incidente con rilascio di sostanze, su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, La metodologia di stima dovrà essere descritta all'interno del rapporto.
 - i) Analisi delle cause (Root cause analysis), nella forma più accurata possibile per quanto riguarda la descrizione, che hanno generato il rilascio;
 - j) Azioni intraprese per il contenimento e/o cessazione dell'evento (manovre effettuate per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto) ed eventuali azioni future da implementare.
4. Il Gestore, dove già non effettuato nell'ambito delle procedure del Sistema di Gestione Ambientale, dovrà comunque individuare preventivamente tutti gli scenari incidentali dal punto di vista ambientale che metterà a disposizione agli Enti di Controllo nelle fasi ispettive. Tale individuazione dovrà basarsi anche sulle analisi e risultanze dell'implementazione del sistema di gestione ambientale nell'ambito dei quali potrebbero essere stati individuati ulteriori criteri e scenari di incidenti ambientali.



5. Il Gestore, qualora soggetto, dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del D.Lgs. 105/2005 e s.m.i, e in particolare agli obblighi relativi all'accadimento di incidente rilevante.
6. Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere sintetizzate in una tabella e trasmesse in appendice nel Rapporto annuale.

11.7. Comunicazioni in caso di manutenzione straordinaria e arresto dell'installazione per manutenzione

1. Il Gestore registra e comunica (per mezzo sia mail che PEC) all'Autorità competente e all'ISPRA, Comune ed ARPA gli eventi di fermata per manutenzione straordinaria di impianti (o parti di essi) ritenuti critici dal punto di vista ambientale. La suddetta comunicazione dovrà avvenire non oltre 8 ore dal verificarsi dell'evento di fermata.
2. In caso di arresto dell'intera installazione per l'attuazione di interventi di manutenzione, il Gestore, almeno 7 giorni prima del suddetto intervento, dovrà darne comunicazione (per mezzo sia mail che PEC) all'Autorità competente e all'ISPRA al Comune e ad ARPA. Qualora gli interventi devono essere effettuati con urgenza il Gestore dovrà darne comunicazione prima dell'inizio degli stessi all'Autorità competente e all'ISPRA al Comune e ad ARPA.
3. Se non già previsto nell'ambito del Sistema di gestione Ambientale o da software dedicati, il Gestore dovrà redigere un manuale di manutenzione che comprenda le procedure di manutenzione adottate a partire dai manuali tecnici e considerando l'eventuale invecchiamento; le registrazioni delle manutenzioni dovranno essere messe a disposizione per verifiche da parte dell'ISPRA.
4. Il Gestore dovrà riportare su dedicato registro, da mantenere a disposizione per verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'ISPRA, Comune e ARPA, tutte le anomalie, guasti e malfunzionamenti occorsi in impianto.
5. Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere sintetizzate in una tabella e trasmesse in appendice nel Rapporto annuale.

11.8. Obbligo di comunicazione annuale (Reporting)

Entro il **30 Aprile di ogni anno**, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un **Rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente**.

I contenuti del Rapporto annuale dovranno essere forniti in forma tabellare (in formato excel) accompagnati da una relazione di dettaglio che descriva i vari aspetti.

Ai sensi dell'Art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il Gestore dovrà riportare anche una sintesi di detti risultati, espressi in un formato che consenta un confronto con i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, rendendo disponibili, a tal fine, anche i risultati del controllo delle emissioni per gli stessi periodi e alle stesse condizioni di riferimento dei livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili.

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

Di seguito si riportano alcune **indicazioni utili per la compilazione delle tabelle** che costituiscono il Rapporto Annuale di Esercizio

A titolo di esempio, ogni tabella dovrà essere relativa ai singoli aspetti secondo il punto elenco successivo (contenuti minimo del rapporto) e dovrà essere organizzata secondo il format seguente:

COLONNA 1	COLONNA 2	COLONNA 3		COLONNA 4	COLONNA 5..n			ULTIMA COLONNA
Codice_ impianto	Denominazione_ installazione	Lat_ N	Long_ E	Singoli item	Informazione richiesta dal PMC per singolo item			Indicatore di prestazione correlato

Ogni intestazione non deve contenere spazi o simboli fra le parole. Al posto degli spazi va inserito il simbolo “underscore”.

Il formato delle celle deve essere “numero” per i numeri e “testo” per i testi.

Ogni singolo foglio del file excel dovrà riportare il contenuto di riferimento (es. informazioni generali, produzione, consumi idrici, consumi di combustibili, emissioni in atmosfera, ecc...) e dovrà essere rinominato di conseguenza

Pertanto, ogni singolo foglio di lavoro dovrà riportare una tabella così costruita:

- Nella COLONNA1: il codice identificativo assegnato dal MATTM per l’installazione IPPC in oggetto, riportandolo per ogni riga della tabella¹³;
- Nella COLONNA2: la denominazione dell’installazione IPPC, riportandola per ogni riga della tabella¹⁴;
- Nella COLONNA3: le coordinate geografiche baricentriche dell’installazione IPPC, riportandole per ogni riga della tabella¹⁵;
- Nella COLONNA4: il singolo item di riferimento (es. tipologia di prodotto, tipologia di acqua per ogni singolo punto di approvvigionamento, tipo di materia prima/ausiliaria, tipologia di combustibile, singolo punto di emissione autorizzato, singolo scarico idrico autorizzato ecc...);

¹³ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

¹⁴ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

¹⁵ Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

- e) Dalla COLONNA5 in poi (fino all'n.ma colonna necessaria): l'informazione richiesta dal PMC per singolo item (es. quantità consumate, parametri di controllo, quantità emesse per singolo inquinante, ecc...) e la corrispondente unità di misura. Per i singoli inquinanti dai camini/scarichi idrici dovranno essere riportati i dati in concentrazione come richiesti nei singoli punti elenco e successivamente replicate le colonne per gli eventuali flussi di massa.
- f) Nell'ULTIMA COLONNA: il corrispettivo indicatore di prestazione.

La predisposizione delle tabelle per i punti di seguito riportati dovrà essere fornita sempre in formato excel od altra modalità in foglio dati editabile prendendo come riferimento gli autocontrolli previsti all'interno del PMC e all'interno dei singoli punti elenco.

Il Gestore, anche in riferimento al sistema di gestione ambientale implementato per i processi produttivi della propria organizzazione, nel reporting annuale dovrà specificare quale metodo ha utilizzato per le misure di autocontrollo prescritte per l'anno di riferimento e dovrà fornire altresì le motivazioni degli eventuali scostamenti degli indicatori definiti, argomentando il relativo trend nel tempo.

I **contenuti minimi del rapporto** (da riportare nelle tabelle di cui sopra) sono i seguenti:

1. Informazioni generali:

- ◆ Nome dell'impianto
- ◆ Nome del gestore e della società che controlla l'impianto
- ◆ N° ore di effettivo funzionamento dei reparti produttivi
- ◆ N° di avvii e spegnimenti anno dei reparti produttivi
- ◆ Principali prodotti e relative quantità giornaliere, mensili e annuali.
- ◆ Per gli impianti di produzione di energia elettrica e termica
 - N° di ore di normale funzionamento delle singole unità
 - N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità
 - Durata (numero di ore) di ciascun transitorio per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità;
 - Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ciascuna unità;
 - Consumo totale netto su base temporale mensile di combustibile¹⁶ per ciascuna unità di combustione;
- ◆ Tabella riassuntiva dei dati di impianto nell'attuale assetto autorizzato (a seguito della prima AIA e successivi Riesami/modifiche/adempimenti)

¹⁶ 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.

TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI IMPIANTO

(Dati alla Massima Capacità Produttiva)

<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 prima della raccolta (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
<i>Deposito preliminare (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
SERBATOI				
<i>Serbatoi contenenti idrocarburi</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
<i>Serbatoi contenenti sostanze liquide pericolose</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE				
<i>Ubicazione in perimetrazione SIN</i>				
<i>Sito sottoposto a procedura di bonifica</i>				

2. Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- ◆ il Gestore dovrà formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
- ◆ il Gestore dovrà riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e ISPRA, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- ◆ il Gestore dovrà riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione ad Autorità Competente e ISPRA, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

3. Produzione dalle varie attività:

- ◆ quantità di prodotti nell'anno;
- ◆ produzione di energia elettrica e termica nell'anno;

4. Consumi:

- ◆ consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
- ◆ consumo di combustibili nell'anno;
- ◆ caratteristiche dei combustibili;
- ◆ consumo di risorse idriche nell'anno;
- ◆ quantità di acque riutilizzate nell'anno;

- ◆ consumo di energia nell'anno.

5. Emissioni - ARIA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante e ulteriore parametro monitorato per ciascun punto di emissione;
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo previste dal PMC, di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, secondo i seguenti schemi:

Emissioni in atmosfera per punti di emissione

Mese	Concentrazioni misurate in emissione						BAT AEL associato
Punto di emissione	Parametro	Misure in continuo (indicare % O ₂ rif.)		Misure non in continuo (indicare % O ₂ rif.)		Valore limite AIA ove prescritto (mg/Nm ³)	
		Valore medio mensile (mg/Nm ³)	Valore limite AIA (mg/Nm ³)	Valori misurati (indicare frequenza e date dei prelievi effettuati)			
				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 riguardare nell'anno successivo specificando le relative azioni tecniche e/o gestionali che consentono il raggiungimento del target
- ◆ risultati del monitoraggio delle emissioni diffuse (ove effettuato).

6. Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutti gli scarichi, come previsto dal PMC, secondo i seguenti schemi:



Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA													
Scarico:													
Mese		Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)		
		medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min
Gennaio	mg/l												
Febbraio	mg/l												
Marzo	mg/l												
Aprile	mg/l												
Maggio	mg/l												
Giugno	mg/l												
Luglio	mg/l												
Agosto	mg/l												
Settembre	mg/l												
Ottobre	mg/l												
Novembre	mg/l												
Dicembre	mg/l												

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA					
Mese:	Concentrazioni misurate in emissione				BAT AEL associato
Scarico	Parametro	Frequenza	Valori misurati (mg/l)	Valore limite AIA (mg/l)	

- ◆ controlli da eseguire presso l'impianto di trattamento acque;
- ◆ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo di qualità e quantità delle acque eventualmente riutilizzate,
- ◆ database del Piano di sorveglianza ed ispezioni della rete fognaria.

7. Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:

- ◆ codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti (pericolosi e non pericolosi) prodotti nell'anno, loro destino ed attività di origine;
- ◆ produzione specifica di rifiuti: kg annui di rifiuti di processo prodotti / tonnellate annue di prodotto principale (nel caso delle centrali kg/MWht generato – nel caso delle raffinerie kg/t greggio lavorato);
- ◆ indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti per ogni codice CER;
- ◆ % di rifiuti inviati a discarica/recupero interno/recupero esterno sul totale prodotto per ogni codice CER;
- ◆ conferma del criterio di gestione del deposito temporaneo prima della raccolta di rifiuti adottato per l'anno in corso (temporale o quantitativo).

- ♦ piano di gestione dei rifiuti di processo con quantificazione degli indicatori eventualmente definiti dal gestore.
- ♦ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo secondo il seguente schema:

Risultati analisi controllo rifiuti

	CER	Tipologia rifiuto	Quantità annua prodotta (kg)	Avviati a recupero		Avviati a smaltimento		% a recupero	% a smaltimento
				Quantità (kg)	Operazione R	Quantità (kg)	Operazione D		
Processo 1									
Processo 2									
.....									
Processo n									
Totale rifiuti di processo									
Altri rifiuti (non di processo)									
Totale rifiuti (non di processo)									
Totale complessivo rifiuti, di cui:									
Non pericolosi									
Pericolosi									

8. Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

- ♦ risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne;
- ♦ risultanze delle campagne di misura presso eventuali ricettori (misure o simulazioni) diurne e notturne;
- ♦ Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura e/o simulazione con gli obiettivi di qualità nelle aree limitrofe e/o presso eventuali ricettori, e il 90° percentile (L90), in foglio di calcolo ed es. excel editabile.

Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura

	Valori limite di emissione in dB(A)		Valori limite assoluti di immissione in dB(A)		Valori di qualità in dB(A)
	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Aree limitrofe o c/o ricettori
Periodo diurno (ore 6.00 - 22.00)					

Periodo notturno (ore 22.00 - 6.00)					
--	--	--	--	--	--

9. Indicatori di prestazione

- ◆ Anche facendo riferimento al sistema di gestione ambientale implementato, il Gestore dovrà definire gli indicatori di *performance* (consumi e/o le emissioni riferiti all'unità di produzione annua o all'unità di materia prima, o altri indicatori individuati). In particolare è opportuno che ciascun indicatore prenda a riferimento al numeratore il consumo di risorsa/inquinante emesso/rifiuto generato mentre al denominatore la quantità di prodotto principale dell'Attività IPPC dell'impianto.

Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Consumi di energia non autoprodotta	Energia termica	MWht/q.tà di prodotto		
	Energia elettrica	MWhe/q.tà di prodotto		
Consumi di combustibile	Consumo di combustibile solido/liquido/gassoso (da differenziare per ogni combustibile utilizzato)	t/q.tà di prodotto		
		Sm ³ /q.tà di prodotto		
Consumi di risorse idriche	Acque di raffreddamento da approvvigionamento esterno (mare, fiume, lago, pozzo)	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque industriali da approvvigionamento esterno (mare, fiume, lago, pozzo)	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque a riuso interno per raffreddamento	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque a riuso interno per uso industriale	m ³ /q.tà di prodotto		
	Acque a riuso esterno (specificare destinazione)	m ³ /q.tà di prodotto		
	Quantità di acqua recuperata/quantità di acque reflue prodotte			
Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni punto di emissione	t/q.tà di prodotto		
Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante (differenziando tra emissioni diffuse e emissioni fuggitive)	t/q.tà di prodotto		
Gas di torcia inviati a sistema di recupero				
Emissioni in acqua	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni scarico	t/q.tà di prodotto		



Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Produzione di fanghi di depurazione	Produzione specifica di fanghi***	kgSST/kgCODrimosso	C	M
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

** Specificare le modalità di riutilizzo ed il comparto/processo di destinazione

*** L'indicatore di performance "Produzione specifica di fanghi" dato dal rapporto $Ps = (V \cdot SST) / COD_{rimosso}$ è calcolato in base ai controlli analitici svolti con cadenza mensile sulla rimozione di COD e sulla produzione di fango in condizioni rappresentative del funzionamento a regime dell'impianto, tenendo conto del tempo di residenza idraulico dell'impianto, misurata su campioni rappresentativi di fango prelevati a piè di impianto in accordo ai metodi indicati nel capitolo 11 "Metodi analitici chimici e fisici"

10. Resoconto variazioni di consumi ed emissioni

Al fine di rappresentare il trend delle prestazioni ambientali, anche nell'ambito nell'applicazione dei Sistemi di Gestione Ambientali, il gestore produrrà sinteticamente:

- ◆ resoconto delle variazioni dei consumi di materie prime, combustibili ed energia dell'installazione rispetto all'anno precedente (e agli anni precedenti se necessario) esplicitando motivazioni tecniche e gestionali.
- ◆ resoconto delle variazioni delle performance emissive dell'installazione rispetto all'anno precedente (e agli anni precedenti se necessario) esplicitando motivazioni tecniche e gestionali per i singoli parametri oggetto di monitoraggio per le seguenti matrici ambientali:
 - ◆ emissioni in atmosfera;
 - ◆ emissioni in acqua;
 - ◆ produzione rifiuti (resoconto delle variazioni delle quantità di rifiuti prodotte e delle quantità avviate a recupero e smaltimento esplicitando motivazioni tecniche e gestionali per le singole categorie di rifiuto (CER));
 - ◆ rumore;
 - ◆ odori;
 - ◆ acque sotterranee, suolo e sottosuolo.

11. Metodi analitici chimici e fisici utilizzati

Al fine di poter quantificare le emissioni nelle diverse matrici ambientali, il gestore produrrà:

- ◆ tabella di riepilogo dei metodi utilizzati per la determinazione dei parametri relativamente alle analisi sui combustibili, emissioni in atmosfera, emissioni in acqua, suolo sottosuolo e acque sotterranee.

Matrice	Parametro	Metodo utilizzato	Limite di rilevabilità del metodo	Limite di quantificazione del metodo	Note

*Specificare se il metodo applicato è accreditato (come da indicazioni contenute nel § 10.1)

12. Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- ♦ quanto previsto al Capitolo 9 e ai § 12.6 e 12.7 del presente PMC.
- ♦ Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di controllo, in foglio excel editabile, delle fasi critiche di processo

Sistemi di controllo delle fasi di processo critiche dal punto di vista ambientale

Attività/Fase di lavorazione/Apparecchiatura	Matrici ambientali coinvolte	Parametri e frequenze				Note
		Tipologia di controllo	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	

- ♦ Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di manutenzione ordinaria/straordinaria, in foglio excel editabile, sui macchinari di cui alle fasi critiche di processo individuate nella tabella precedente

Interventi di manutenzione ordinaria/straordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo individuate)

Attività/Fase di lavorazione/Apparecchiatura	Tipologia di intervento manutentivo (ordinaria/straordinaria)	Motivazione dell'intervento	Tipo di intervento eseguito	Data di esecuzione dell'intervento/durata dell'intervento	Eventuali matrici ambientali coinvolte	n. interventi eseguiti (in passato) sulla medesima apparecchiatura	Note

13. Ulteriori informazioni:

- ♦ risultati dei controlli 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;

14. Eventuali problemi di gestione del piano:

- ♦ indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

11.9. Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati obbligatoriamente per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA su supporto informatico.

A valle del rinnovo dell'AIA il Gestore dovrà conservare i dati SME di almeno 5 anni anteriori alla data di Rinnovo.

Tutti i dati registrati devono essere univocamente riferiti alla data e orario della loro acquisizione. Tutti i dati registrati devono inoltre essere univocamente correlati ai parametri operativi caratterizzanti il processo, quali ad esempio l'alimentazione del combustibile e la potenza termica (o elettrica, se applicabile) generata, nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'ISPRA, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile).

Le modalità suddette devono essere riportate ed illustrate, nella loro attuazione, nel manuale di gestione dello SME. Esse potrebbero comportare la necessità di intervenire sui sistemi esistenti. In tal caso, la procedura di attuazione deve essere intesa come segue:

- 1) il Gestore dovrà, entro due mesi dalla data di rilascio dell'AIA, mettere in atto una procedura provvisoria, anche manuale, che consenta di conservare i valori elementari oggi prodotti dai sistemi esistenti, con le modalità di acquisizione e memorizzazione correnti, per mezzo di "registrazione" su memorie di massa esterne che dovranno essere conservate nel rispetto dei tempi stabiliti,
- 2) il Gestore potrà utilizzare un tempo massimo di 12 mesi dalla data di rilascio dell'AIA, per garantire che il sistema SME operi secondo le modalità sopra stabilite.

11.10. Gestione e presentazione dei dati

Vedi § *Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano.*

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti dovrà essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.



12. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili	Giornaliero Ad accensione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sostanze	Mensile	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni non convogliate	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo Mensile Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di trattamento delle acque reflue	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Suolo, sottosuolo e acque sotterranee					
Serbatoi stoccaggio	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					



Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	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'ISPRA, degli inquinanti emessi dai camini
		Campionamento a discrezione dell'ISPRA, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Rif. D.lgs 46/2014	Analisi dei campioni prelevati
		Analisi dei campioni prelevati