



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

Riesame complessivo del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 233 del 30 settembre 2014 di autorizzazione integrata ambientale (AIA), per l'esercizio della centrale termoelettrica della società Enipower S.p.A. sita nel Comune di Brindisi - (ID 180/10121).

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

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, 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) (di seguito denominata 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);

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 relativo Nucleo di coordinamento;

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

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

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

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

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

VISTO il decreto n. 233 del 30 settembre 2014 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare recante l'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica di Enipower S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) sita nel Comune di Brindisi;

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

VISTA la nota del 18 aprile 2019, protocollo n. 90, acquisita il 24 aprile 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/10484, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione per il riesame complessivo dell'AIA;

VISTA la nota del 13 maggio 2019, protocollo n. DVA/11960, con la quale la Direzione generale ha comunicato la ricezione della documentazione e dato avvio all'istruttoria tecnica finalizzata al riesame dell'AIA, identificando il procedimento con codice ID 180/10121;

VISTA la nota del 4 novembre 2019 protocollo n. 182, acquisita il 4 novembre 2019 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA/28919 con la quale il Gestore ha trasmesso una documentazione integrativa;

VISTA la nota del 26 febbraio 2020, protocollo n. CIPPC/224, acquisita il 1° aprile 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/22895, con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al riesame dell'AIA;

VISTA la nota del 19 giugno 2020, acquisita il 22 giugno 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/47291, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (nel seguito, ISPRA) ha trasmesso la proposta di Piano di monitoraggio e controllo (nel seguito, PMC) relativo al riesame dell'AIA;

VISTA la nota del 2 luglio 2020, protocollo n. MATTM/50538, con la quale la Direzione generale ha trasmesso al Gestore il parere istruttorio del 26 febbraio 2020 e il PMC del 19 giugno 2020 per eventuali osservazioni;

VISTA la nota del 29 luglio 2020, protocollo n. 79, acquisita il 4 agosto 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/61262, con la quale il Gestore ha trasmesso le osservazioni al parere istruttorio e al PMC;

VISTA la nota del 21 settembre 2020, protocollo n. CIPPC/936, acquisita il 2 ottobre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/77099 con la quale la Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo, aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 29 settembre 2020, protocollo n. 44004, acquisita il 2 ottobre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/77455, con la quale l'ISPRA ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo, aggiornato alla luce delle osservazioni del Gestore;

VISTA la nota del 5 ottobre 2020, protocollo n. MATTM/77540, con la quale la Direzione generale ha convocato la Conferenza dei servizi, ai sensi dell'articolo 14-ter, commi 3 e 4, della legge 7 agosto 1990, n. 241, ai fini del riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società Enipower S.p.A. sita nel Comune di Brindisi;

VISTA la nota del 23 novembre 2020, protocollo n. DICA/27079, acquisita in pari data al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/96648, con la quale il Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali ha trasmesso il parere di competenza nell'ambito dei lavori della Conferenza dei servizi;

VISTO il verbale trasmesso con nota del 27 novembre 2020, protocollo n. MATTM/98388, della seduta del 25 novembre 2020, nel corso della quale la Conferenza di servizi si è espressa favorevolmente in merito al riesame dell'AIA per l'esercizio della centrale termoelettrica della società Enipower S.p.A. sita nel Comune di Brindisi, alle condizioni di cui al parere istruttorio conclusivo reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 21 settembre 2020, protocollo n. CIPPC/936, al Piano di monitoraggio e controllo reso da ISPRA con nota del 29 settembre 2020, protocollo n. 44004, che sarà rettificato come concordato in seduta, nonché alle condizioni, raccomandazioni e prescrizioni riportate nel parere reso dal Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali;

VISTA la nota del 27 novembre 2020, protocollo n. 55829, acquisita il 30 novembre 2020 al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. MATTM/99379, con la quale l'ISPRA ha trasmesso il PMC rettificato secondo quanto concordato in sede di Conferenza;

CONSIDERATE le prescrizioni aggiuntive richieste per motivi sanitari dal Ministero della salute e depositate dal Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali in sede di Conferenza dei servizi;

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 dei servizi, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata;

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

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

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

VISTA la nota della Divisione IV "Qualità dello sviluppo" della Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo del 2 dicembre 2020, protocollo interno n. MATTM.int./100807, con cui il Responsabile del Procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge n. 241 del 1990, ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Articolo 1

(Autorizzazione Integrata Ambientale)

1. Enipower S.p.A., identificata dal codice fiscale 12958270154, con sede legale in Piazza Vanoni, 1 – 20097 San Donato Milanese (MI), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Brindisi alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio conclusivo, reso dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota del 21 settembre 2020, protocollo n. CIPPC/936, e al relativo Piano di monitoraggio e controllo, reso con nota del 27 novembre 2020, protocollo n. 55829 dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, relativi al riesame dell'autorizzazione integrata ambientale n. 233 del 30 settembre 2014, avviato con decreto del 22 novembre 2018, n. 430.
2. Il parere istruttorio conclusivo e il Piano di monitoraggio e controllo di cui al comma 1 costituiscono parti integranti del presente decreto.
3. Come indicato dal Ministero della salute nel parere reso dal rappresentante unico delle Amministrazioni statali con nota del 23 novembre 2020, protocollo n. DICA/27079 e ritenuto accoglibile nell'ambito della Conferenza dei servizi, la prescrizione n. 19) (pag. 80 del parere istruttorio) va intesa nel senso che il monitoraggio dei parametri PCDD/PCDF in tossicità equivalente deve essere riferito ai fattori WHO-TEF.

Articolo 2

(Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio)

1. L'esercizio dell'installazione deve avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio conclusivo, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non compresi nella presente 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 medesimo decreto.
4. Sono fatti salvi gli obblighi ricollegabili alla ubicazione dell'impianto all'interno del SIN "Brindisi", nonché quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di

bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione e, in particolare, la necessità che gli interventi e le opere che possano interferire con le matrici suolo/sottosuolo insaturo e acque di falda, siano realizzati secondo modalità e tecniche tali da non pregiudicare o interferire con il completamento e l'esecuzione della bonifica, ovvero determinare rischi per la salute dei lavoratori e degli altri fruitori dell'area, ovvero, ancora, che siano causa di incremento della contaminazione accertata;

5. Come riportato alla prescrizione n. 67 di pag. 91 del parere istruttorio conclusivo, qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione totale o parziale, dovrà presentare all'Autorità Competente un piano di dismissione, dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia, protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse.

6. All'atto della presentazione dei documenti di cui al comma 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, e, in particolare, quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447 e dal decreto legislativo n. 152 del 2006.

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

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

4. Il Gestore, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, è tenuto a presentare 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, anche 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 conclusivo e ne riferisce gli esiti all'autorità competente con cadenza almeno annuale.

4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai precedenti commi 1 e 2, ISPRA, nel corso della durata dell'autorizzazione, concorda con il Gestore ed attua adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle

prescrizioni del parere, al piano di ispezione regionale definito ai sensi dell'art. 29-decies, comma 11-bis, del decreto legislativo n. 152 del 2006 e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.

5. Ai sensi dell'art. 29-decies, comma 5, del decreto legislativo n. 152 del 2006, il Gestore fornisce l'assistenza necessaria per lo svolgimento delle verifiche tecniche relative all'installazione, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare il Gestore garantisce l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.

6. Ai sensi dell'art. 29-undecies, del decreto legislativo n. 152 del 2006, il Gestore, in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, informa immediatamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e ISPRA, adotta immediatamente le misure per limitare le conseguenze ambientali e per prevenire ulteriori incidenti o eventi imprevisti, e ne informa il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

7. In aggiunta agli obblighi 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 durata di sedici anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto.

2. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la domanda di riesame con valenza di rinnovo della presente autorizzazione è presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare entro la citata scadenza.

3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo n. 152 del 2006, la presente autorizzazione può essere soggetta a riesame. A tale riguardo, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenta, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.

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

Articolo 6

(Tariffe)

1. Si prescrive al Gestore il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi stabiliti nel decreto 6 marzo 2017 n. 58 con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal Titolo III-bis della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Articolo 7

(Autorizzazioni sostituite)

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

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

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

Articolo 8
(Disposizioni finali)

1. Il Gestore effettua la comunicazione di cui all'art. 29-decies, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi del decreto 6 marzo 2017 n. 58, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia a Enipower S.p.A. nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'interno, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, alla Regione Puglia, alla Provincia di Brindisi, al Comune di Brindisi e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale. Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della salute, che potrà chiedere il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.
5. Ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 13 e dell'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione Generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso il sito ufficiale internet del Ministero. Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.
6. A norma dell'articolo 29-quattordicesimo, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di sanzione amministrativa da 1.500 a 15.000 euro ovvero, nei casi più gravi, di ammenda da 5.000 a 26.000 euro e arresto fino a due anni, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto ai sensi dell'articolo 29-decies, comma 9, del decreto legislativo n. 152 del 2006.

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

Sergio Costa

COSTA SERGIO
MINISTERO
DELL'AMBIENTE
MINISTRO
07.01.2021
17:53:43 UTC



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

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

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

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

Oggetto: Aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento di riesame dell'AIA rilasciata alla Centrale Enipower S.p.A. di Brindisi, ID 180/10121.

Si fa seguito a quanto richiesto con nota prot. MATTM- 64396 del 14/08 u.s. per trasmettere l'allegato Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato alla luce delle osservazioni presentate dal Gestore in data 29/07/2020.

Il Presidente f.f.

Prof. Armando Brath

All. PIC



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

PARERE ISTRUTTORIO

Enipower S.p.A.
Centrale termoelettrica di Brindisi

id. MATTM 180/10121

Gestore	Enipower S.p.A.
Località	Brindisi
Gruppo Istruttore	Antonio Fardelli (Referente)
	David Roettgen
	Paolo Bevilacqua
	Paolo Garofoli - Regione Puglia
	Pasquale Epifani - Provincia di Brindisi
	Francesco Corvace - Comune di Brindisi
Data	3/09/2020



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Sommario

1	DEFINIZIONI	5
2	INTRODUZIONE	8
2.1	Atti presupposti	8
2.2	Atti normativi	9
2.3	Attività istruttorie	11
3	IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC	13
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	14
4.1	Inquadramento territoriale e regime vincolistico	14
4.2	Inquadramento ambientale	22
5	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	27
5.1	Premessa	27
5.2	CTE NORD	28
5.3	CTE 3	29
5.3.1	Alimentazione a gas naturale e gas petrolchimico	29
5.3.2	Turbina a gas	29
5.3.3	Caldaia a recupero (o Generatore di vapore)	30
5.3.4	Turbine a vapore	30
5.3.5	Condensatori ad acqua	30
5.3.6	Sistema di raffreddamento	31
5.3.7	Trasformatore elevatore	31
5.4	Attività, dispositivi e apparecchiature ausiliarie	32
5.4.1	Sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare	33
5.4.2	Sistema di alimentazione gas e caratteristiche del gas utilizzato (combustibile primario)	33
5.4.3	Sistema aria strumenti e servizi	34
5.4.4	Sistema di raffreddamento degli ausiliari	34
5.4.5	Impianti di produzione acqua demineralizzata	35
5.4.6	Impianto di acqua demineralizzata per dissalazione termica	35
5.4.7	Impianto ad osmosi inversa alimentato ad acqua di mare	35
5.4.8	Sistema antincendio	36
5.4.9	Gruppo elettrogeno di emergenza	36
5.4.10	Attività manutentive	36
5.5	Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime	36



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

5.6	Consumo di combustibile.....	37
5.7	Stoccaggio di combustibili e altre sostanze	37
5.8	Approvvigionamento idrico	40
5.9	Bilancio energetico	40
5.10	Descrizione dei transitori	42
5.11	Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	43
5.12	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	44
5.13	Scarichi idrici ed emissioni in acqua	44
5.14	Rifiuti	49
5.15	Rumore.....	53
5.16	Emissioni odorigene.....	58
5.17	Altre tipologie di inquinamento	58
6	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO DA AUTORIZZARE.....	58
6.1	Nuovo ciclo produttivo della CTE3	60
6.2	Impatti ambientali	61
6.2.1	Emissioni in atmosfera.....	61
7	ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI.....	62
7.1	Aria	62
7.2	Acqua	62
7.3	Rifiuti	63
7.4	Rumore.....	64
7.5	Utilizzo efficiente dell'energia.....	64
8	VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT.....	65
8.1	BAT Generali e per singolo processo	65
9	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO	73
10	PRESCRIZIONI	74
10.1	Sistema di gestione	75
10.2	Capacità produttiva	75
10.3	Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime	75
10.4	Efficienza energetica.....	76
10.5	Emissioni in atmosfera.....	78
10.5.1	Emissioni convogliate	78



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

10.5.2	Emissioni non convogliate	81
10.6	Emissioni in corpo idrico	81
10.7	Rifiuti	84
10.8	Rumore	88
10.9	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	89
10.10	Odori	90
10.11	Altre forme di inquinamento	90
10.12	Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali	90
10.13	Dismissione e ripristino dei luoghi	91
11	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI	92
12	ATTI SOSTITUITI	92
13	DURATA, RINNOVO E RIESAME	93



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

1 DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
Autorità di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Puglia.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del D.Lgs. 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gestore	Enipower SpA – Centrale Termoelettrica di Brindisi, installazione IPPC sita nel Comune di Brindisi, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del D.Lgs. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Inquinamento	<p>L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).</p>
Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto	<p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, è sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett. l-bis, del D.lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).</p>
Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)	<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; (art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. 46/2014).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. 46/2014).
---	--

2 INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/2007, registrato alla Corte dei Conti il 09/10/2007 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC/922 del 21/05/2019, che assegna l'istruttoria per il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Termoelettrica di Brindisi della Società Enipower S.p.A. al Gruppo Istruttore così costituito: <ul style="list-style-type: none">– Dott. Antonio Fardelli (referente)– Avv. David Roettgen– Prof. Paolo Bevilacqua
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: <ul style="list-style-type: none">– Paolo Garofoli – Regione Puglia– Dott. Pasquale Epifani – Provincia di Brindisi– Francesco Corvace – Comune di Brindisi



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

2.2 Atti normativi

Visto	il D.Lgs. 152/06 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.,
visto	<p>l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:</p> <ul style="list-style-type: none">– devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;– non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;– è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente;– l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;– devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze; <p>deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;</p>
visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06, a norma del quale “<i>i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti</i>”;</p>
visto	<p>l'articolo 29-<i>sexies</i>, comma 3-bis del D.Lgs. 152/06, a norma del quale “<i>L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica 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. 152/06, 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</i></p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

	<i>ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso”;</i>
visto	<p><i>l'articolo 29- sexies, comma 4-bis del D.Lgs. 152/06, a norma del quale “L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</i></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 stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili”;</i>
visto	<p><i>l'articolo 29- sexies, comma 4-quater del D.Lgs. 152/06, a norma del quale “I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente.”;</i></p>
visto	<p><i>l'articolo 29-septies del D.Lgs. 152/06, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;</i></p>
visto	<p><i>l'articolo 29-octies del D.Lgs. 152/06, che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali;</i></p>
esaminati	<p><i>i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"><i>• Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017);</i>
visto	<p><i>il “Piano Regionale Qualità dell'aria (PRQA)” della Regione Puglia, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008;</i></p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

visto	Il “Piano di Tutela delle Acque (PTA)”, adottato con Delibera di Giunta Regionale n. 1333 del 16 Luglio 2019 e approvato con Delibera di Consiglio n. 230 del 20 Ottobre 2009.
-------	--

2.3 Attività istruttorie

Vista	l’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto Ministeriale n. 233 del 30/09/2014 alla Società Enipower S.p.A. per l’esercizio della Centrale termoelettrica sita nel Comune di Brindisi;
visto	il decreto prot. 430 del 22/11/2018, con cui è stato disposto il Riesame complessivo dell’Autorizzazione Integrata Ambientale per l’esercizio della Centrale termoelettrica della Società Enipower S.p.A., sita nel Comune di Brindisi;
esaminata	la nota prot. 90 del 18/04/2019, acquisita al prot. DVA/10484 del 24/04/2019, con la quale il Gestore ha trasmesso istanza di Riesame complessivo dell’AIA e la documentazione tecnica allegata inerente il suddetto riesame.
vista	la nota di avvio del procedimento istruttorio prot. DVA/11960 del 13/05/2019.
visti	i contenuti della Relazione Istruttoria (RI) predisposta da ISPRA prot. n. 59302 del 15/10/2019, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC/1780 del 16/10/2019;
visti	gli esiti del sopralluogo e della riunione del Gruppo Istruttore (GI) presso la Centrale del 15/10/2019, giusto verbale prot. CIPPC/1800 del 17/10/2019;
visti	gli elementi integrativi trasmessi dal Gestore con nota prot. 182 del 4/11/2019, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC/1937 del 5/11/2019;
considerate	le determinazioni del decreto di esclusione dalla VIA n. 13 del 14/02/2020 e del relativo parere della CT VIA n. 3203 del 22/11/2019 in merito al progetto “ <i>Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3 della centrale termoelettrica di Brindisi</i> ”;
visti	gli esiti della riunione del GI del 20 febbraio 2020, di cui al verbale prot. CIPPC/195 del 20/02/2020, con il quale è stato approvato il PIC;
vista	la nota prot. CIPPC/224 del 26/02/2020 di trasmissione del PIC al MATTM;
vista	la nota prot. MATTM/50538 del 2/07/2020 con la quale la Direzione ha trasmesso il PIC al Gestore chiedendo di formulare le proprie osservazioni;
vista	la nota del Gestore prot. 79 del 29/07/2020, acquisita dal MATTM al prot. 61262 del 4/08/2020, con cui lo stesso ha presentato osservazioni al PIC;
vista	la nota prot. MATTM/64396 del 14/08/2020, acquisita dalla Commissione AIA al prot. CIPPC/796 del 24/08/2020, con la quale la Direzione ha trasmesso alla Commissione le osservazioni del Gestore chiedendo un eventuale aggiornamento del PIC;
vista	la e-mail di trasmissione del PIC, aggiornato alla luce delle osservazioni presentate dal Gestore, inviato per approvazione in data 3/09/2020;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.
-----------	--



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

3 IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

Ragione sociale	Enipower S.p.A. – Stabilimento di Brindisi
Indirizzo sede operativa	E. Fermi, 4 – 72100 Brindisi (BR)
Sede Legale	Piazza Vanoni, 1 – 20097 San Donato Milanese (MI)
Rappresentante Legale	Francesco Giunti Piazza Vanoni, 1 – 20097 San Donato Milanese (MI) stabilimento.brindisi@pec.Enipower.eni.it
Tipo impianto	Centrale termoelettrica
Codice e attività IPPC	Codice IPPC: 1.1. Combustione di combustibili in installazione con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MWt Classificazione NACE: Produzione di energia elettrica Codice: 35.11 Classificazione NOSE-P: 101 Codice: 04
Gestore Impianto	Denis Daniele E. Fermi, 4 – 72100 Brindisi (BR) Tel. +39 0831 200992 denis.daniele@Enipower.eni.it
Referente IPPC	Dante Caravaglio E. Fermi, 4 - 72100 Brindisi (BR) Tel. +39 0831.200.617 dante.caravaglio@Enipower.eni.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	No
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001 (Certificato n. EMS-3853/S con scadenza 14/05/2021) EMAS (Registrazione n. IT000483 con scadenza 14/05/2021)



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

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

4.1 *Inquadramento territoriale e regime vincolistico*

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi si trova all'interno del polo petrolchimico situato a Sud-Est della città, ad una distanza di circa 5 km dal centro urbano.

Il polo petrolchimico si trova nella parte orientale dell'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi ed è delimitata a Nord e ad Est dal Mare Adriatico, a Sud da aree in parte coltivate ed in parte incolte, ad Ovest da aree industriali.

Il polo petrolchimico sorge in una posizione servita da numerose infrastrutture di trasporto, con un assetto viabilistico molto articolato e ben collegato alla superstrada per Lecce (S.S. n° 613), alla Strada Statale n° 379 per Bari ed alla via Appia Antica (S.S. n° 7) per Taranto. Il polo petrolchimico dista circa 2,3 km dalla strada provinciale litoranea, circa 3,8 km dalla superstrada Brindisi-Lecce (S.S. N.613) e circa 4,2 km dalla linea ferroviaria Brindisi-Lecce. Lo stabilimento dista inoltre circa 12 km dall' "Aeroporto del Salento" ed è servito dalla Strada Statale 16 e da una linea ferroviaria collegata tramite a Stazione di Brindisi alla rete nazionale.

Le coordinate geografiche dell'area in studio sono:

Latitudine 40°38'14" nord

Longitudine 18°00'46" est.

La superficie occupata dalle strutture del polo petrolchimico è di ca. 4.600.000 m², dei quali circa 690.000 m² sono relativi alle attività produttive ed i restanti 3.910.000 m² sono relativi alle attività ausiliarie, ai trattamenti di depurazione, allo stoccaggio dei prodotti e dei sottoprodotti, allo stoccaggio dei rifiuti dei reflui. Il perimetro del sito si sviluppa per 12 Km ed è interamente recintato. Gli accessi al sito sono stradali, ferroviari e via mare.

Gli accessi stradali sono:

- accesso principale ubicato a nord dell'area,
- accesso Società BASSELL ubicato a nord-ovest dell'area,
- accesso secondario ubicato ad ovest dell'area.

Le strade all'interno del sito si sviluppano per 56 Km circa.

L'accesso ferroviario è situato a nord-ovest dell'area, in prossimità del Bacino di riserva acqua di fiume. I binari ferroviari proseguono all'interno del Sito secondo due assi principali.

L'accesso via mare avviene a nord del sito in corrispondenza del Molo Canale situato nel Porto Esterno. Tale molo si sviluppa per una lunghezza di 600 metri ed è dedicato al traffico petrolifero.

Lo sviluppo interno dei binari risulta di 28 Km.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Nella seguente tabella si riportano le informazioni relative alla superficie occupata dall'installazione.

Superficie dell'installazione (m ²)			
Totale	Coperta	Scoperta pavimentata	Scoperta non pavimentata
418.800	21.000 (stima)	65.000 (stima)	332.800 (stima)

Di seguito si riporta un riepilogo dei principali strumenti di programmazione e pianificazione locale e l'inquadramento dell'installazione IPPC dichiarato dal Gestore relativamente a tali strumenti.

Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi (PRG)

Lo Stabilimento Enipower di Brindisi sorge nel Comune di Brindisi all'interno del polo chimico dove insistono varie attività del comparto petrolchimico.

Il polo chimico ricade interamente all'interno della "Zona D3 – Produttiva Industriale – Aree di Sviluppo Industriale (ASI)", così come definita dal vigente Piano Regolatore Generale, di cui si riporta un estratto in Figura 1. In rosso è indicato il confine dello Stabilimento Petrolchimico di Brindisi, al cui interno sono ubicati gli impianti di proprietà Enipower.

Immediatamente a Sud della zona industriale, prevalentemente a Sud della Strada Provinciale n. 88 "Litoranea", il Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi individua un'area dedicata ad attività agricole (Zona E).

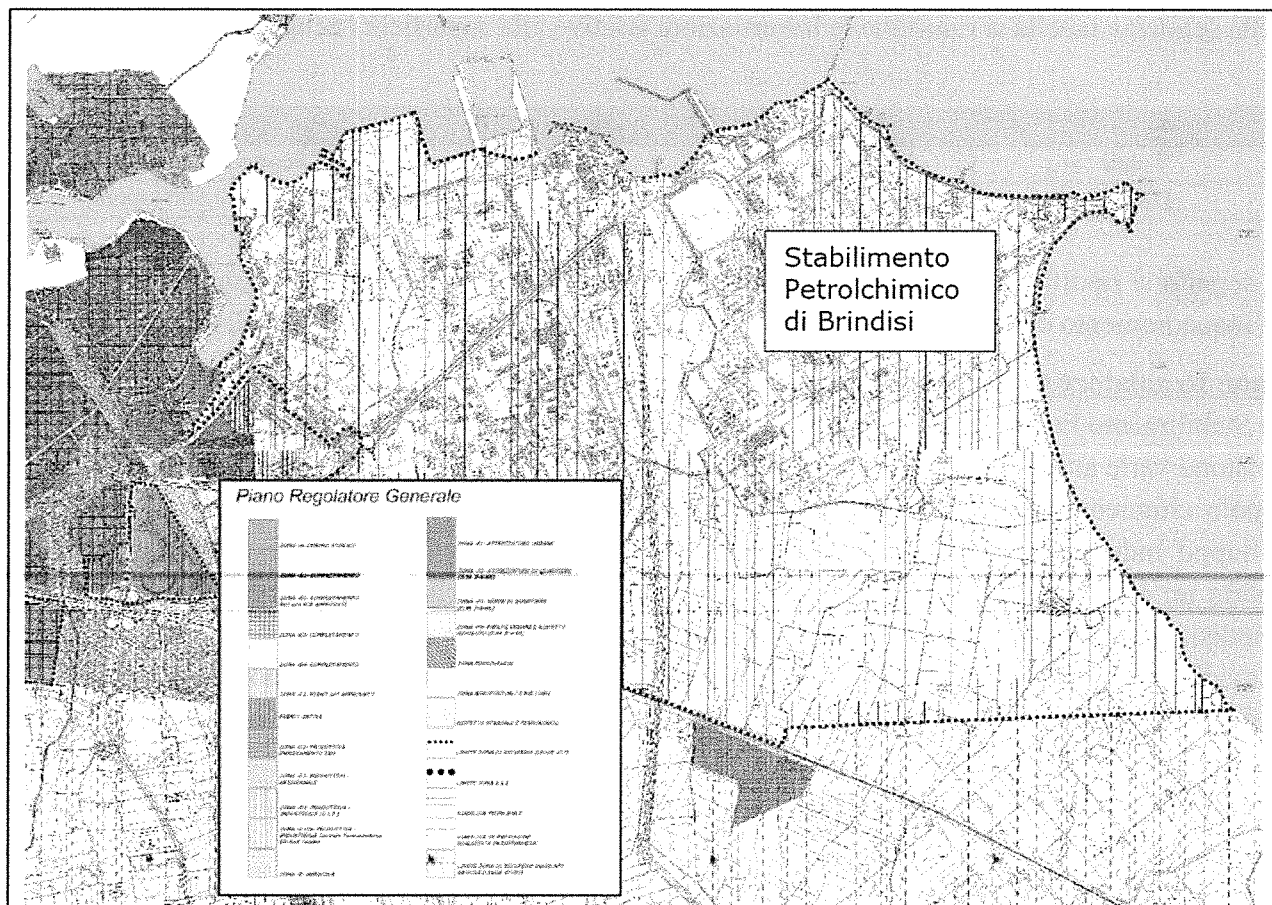
Lo stabilimento Enipower è interamente compreso entro un raggio di 500 m all'interno della zona D3.

La centrale ricade all'interno delle aree soggette alle indicazioni del Piano Regolatore Territoriale Consortile dell'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi (Piano Regolatore ASI), destinato alla progettazione e gestione delle infrastrutture industriali. Tali aree sono di competenza esclusiva e insindacabile del Consorzio S.I.S.R.I.

La seguente figura riporta un stralcio del PRG da cui risulta la zonizzazione sopra indicata.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi



Piano Regolatore ASI

Il territorio ricadente all'interno del perimetro degli agglomerati industriali è suddiviso dal Piano Regolatore ASI¹ nelle seguenti zone omogenee, ulteriormente divise in subzone (art. 15 del Titolo III del succitato Piano):

- Zona A – zona produttiva
- Zona B – zona produttiva logistica
- Zona C – zona servizi
- Zona D – zona verde
- Zona E – zona portuale.

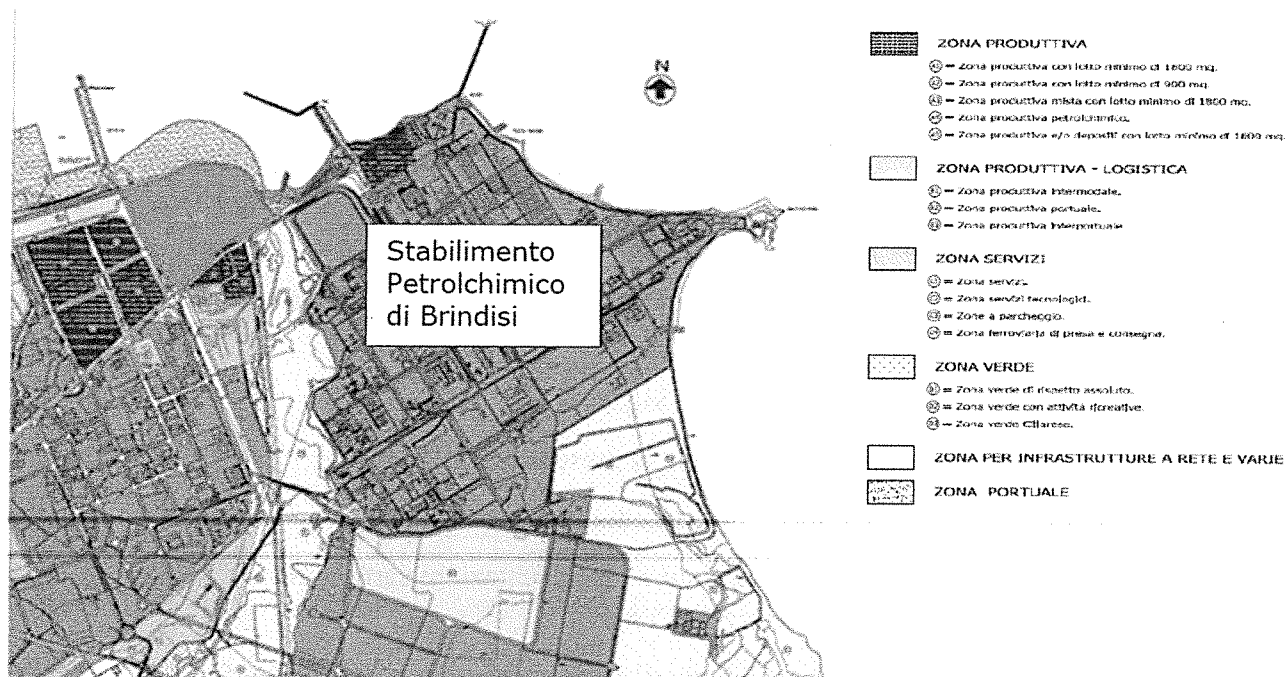
Secondo le indicazioni del Piano Regolatore ASI, l'area dell'impianto Enipower ricade all'interno della "Zona A4 - Zona Produttiva ed attività petrolchimica", in cui possono essere svolte solo attività produttive anche non connesse alle attività petrolchimiche e non è consentita alcuna forma di attività commerciale.

¹ Variante Generale al Piano Regolatore Territoriale dell'Area Industriale di Brindisi è stata adottata con Deliberazione C.S. n. 293 del 24/11/00 e costituisce variante di integrazione alle Norme Tecniche di Attuazione, adottata con Delibera di C.S. n. 142 del 01/02/2001, per le quali è stato espresso parere regionale ai sensi delle LL.SS. 237/1993 e 341/1995.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

La seguente figura riporta uno stralcio della zonizzazione elaborata dal Consorzio S.I.S.R.I..



L'area ove è ubicata la centrale a ciclo combinato CT3 confina con un'area classificata dal PRG del Consorzio S.I.S.R.I. come "Zona D1 - zona verde con attività ricreative", utilizzata per attività ludiche sportive all'aperto con attrezzature e dove sono ammesse unicamente attrezzature sportive a servizio dell'area di sviluppo industriale.

In prossimità dell'area industriale di Brindisi sono presenti tre aree di pregio ambientale:

- Sito di importanza comunitaria "Stagni e Saline di Punta della Contessa", ossia una fascia costiera ubicata tra Capo di Torre Cavallo e Torre Mattarelle;
- Sito di "Canale Fiume Grande", tra il Petrolchimico e l'area industriale propriamente detta;
- Sito denominato "Invaso del Cillarese" Oasi di protezione faunistica (DPGR n° 376 del 6 agosto 1992), ubicata ad Ovest della Città di Brindisi.

Tali siti comunque non ricadono nelle aree occupate da Enipower e non sono nemmeno comprese nel raggio di 500 m pertanto non sono presenti particolari vincoli o restrizioni di potenziale interesse per l'impianto Enipower.

Ulteriori vincoli territoriali, urbanistici ed ambientali

La Provincia di Brindisi è stata dichiarata in data 30.11.1990 area ad elevato rischio ambientale con Delibera del Governo della Repubblica Italiana.

Successivamente il territorio di Brindisi è stato definito come area ad alto rischio ambientale ed inserito nell'elenco dei siti sottoposti al programma nazionale di bonifica e ripristino ambientale dei Siti di Interesse Nazionale. La perimetrazione del Sito di Interesse Nazionale è stata formalizzata, ai



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

sensi dell'art. 1, comma 4 della Legge 426/98, con Decreto del Ministero dell'Ambiente del 10.01.2000, pubblicato sulla G.U. il 22.02.2000.

Il Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p)² identifica gli Ambiti Territoriali Estesi (ATE) sulla base di 5 valori paesaggistici, ciascuno dei quali riferito ad un particolare livello di tutela. Lo stabilimento Enipower ricade in zona "E - Valore normale" laddove non è direttamente dichiarabile un significativo valore paesaggistico, per il quale vanno perseguiti obiettivi di valorizzazione delle peculiarità del sito (NTA art. 2.02).

Analogamente a quanto fatto per gli ATE, il PUTT/p individua gli Ambiti Territoriali Distinti (ATD), caratterizzati da tre elementi strutturali del territorio:

- 1) l'assetto geologico, geomorfologico e idrogeologico;
- 2) la copertura botanico vegetazionale colturale e la presenza faunistica;
- 3) la stratificazione storica dell'organizzazione insediativa.

Per ciascun ATD, il PUTT/p fornisce descrizioni e rappresentazioni cartografiche e mostra il livello di protezione, che varia a seconda del valore dell'area.

Il Gestore ha altresì verificato la presenza di possibili vincoli insistenti sul territorio, concernenti la tutela di:

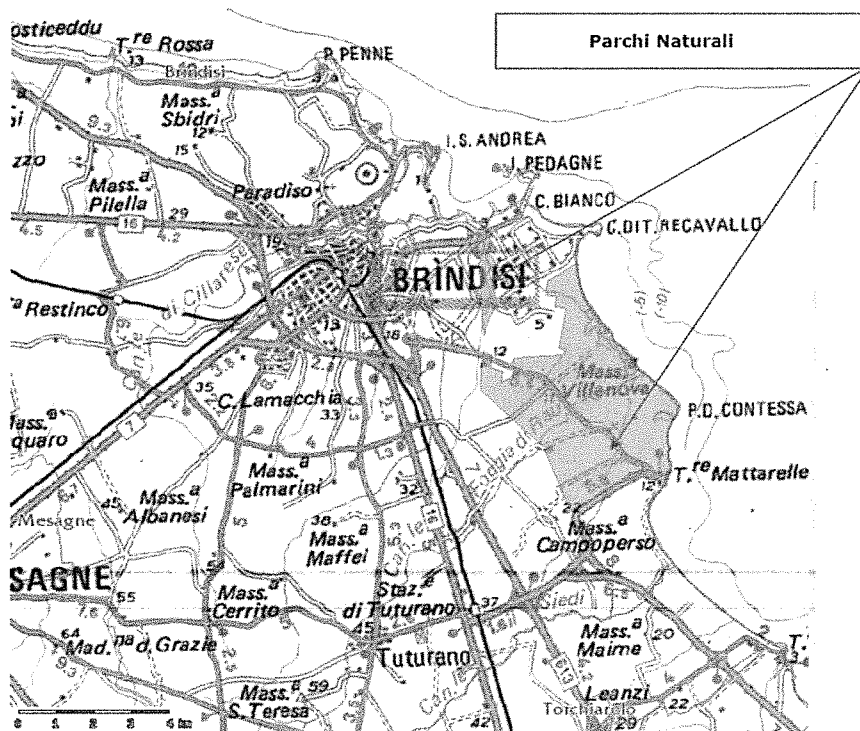
- acque destinate al consumo umano,
- aree naturali protette, delle Aree SIC e delle Zone ZPS,
- usi civili,
- Servitù Militari;
- Aree soggette a Rischio di Incidente Rilevante.

In prossimità dello Stabilimento di Brindisi è stata identificata la presenza del Parco Naturale Regionale denominato "Salina e Punta della Contessa", istituito con L.R. n. 28 del 23.12.2002, come risulta dalla figura di seguito riportata.

² approvato con DGR n. 1748 del 15 dicembre 2000 ed in vigore dall'11 gennaio 2001, redatto ai sensi della Legge 431/85 (Legge Galasso).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi



Lo Stabilimento confina ad Ovest e a Sud-Est con il perimetro del Parco Naturale “Salina e Punta della Contessa”. La perimetrazione del Parco Naturale interseca il limite dello Stabilimento di Brindisi nella parte posta a sud-est dello Stabilimento: si evidenzia che in tale area non sono presenti impianti in esercizio e che la stessa non è di proprietà Enipower.

Relativamente alle aree di proprietà Enipower si rileva che l'unica che confina con il perimetro del Parco è quella afferente alla centrale a ciclo combinato CTE3, posta a sud-est dello Stabilimento.





Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

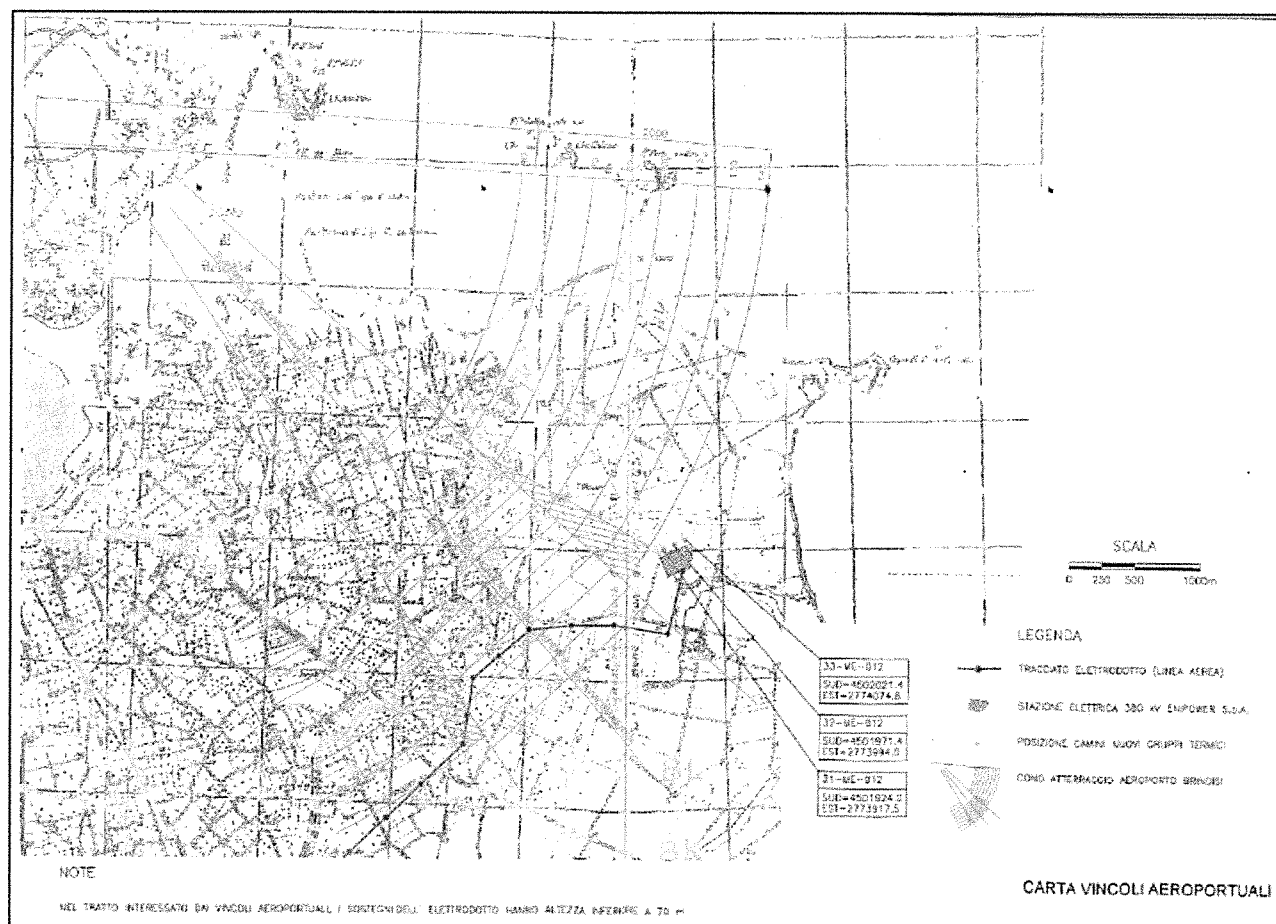
Compatibilità delle altezze dei camini con l'aeroporto del Salento

Il polo petrolchimico è ubicato a circa 6 km in linea d'aria dall' "Aeroporto del Salento". È stata verificata, durante la fase di progettazione dell'impianto, la compatibilità delle altezze e del posizionamento dei 3 camini con i vincoli aeroportuali presenti nel territorio; in particolare i camini risultano allocati esternamente ai coni di atterraggio.

Il progetto della centrale, inoltre, aveva ottenuto parere positivo anche dall'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC).

È inoltre presente sia un impianto di segnalazione diurna degli ostacoli di navigazione aerea, realizzata mediante la verniciatura a fasce orizzontali alternate di colore rosso e bianco dei camini per un'altezza minima di 1/3 dell'altezza totale degli stessi, sia un impianto di segnalazione notturna, realizzato mediante l'utilizzo di luci (quattro coppie di fanali, uno di riserva all'altro).

Non risultano pertanto interferenze tra la navigazione aerea e l'impianto Enipower, come mostrato anche nella seguente figura che riporta uno Stralcio della carta dei vincoli aeroportuali su base cartografica dell'IGM (Tavola 476-2 raffigurante l'area di Brindisi).





Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

4.2 Inquadramento ambientale

Aria

Il Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Puglia è stato adottato con "Deliberazione di Giunta regionale n. 328 dell'11 marzo 2008, e la successiva Delibera di Giunta Regionale n. 686 del 6 maggio 2008 di adozione del "Piano Regionale di Qualità dell'Aria", cui ha fatto seguito il Regolamento di emanazione n. 6 del 21 maggio 2008. Detto Piano non è più in linea sin dall'entrata in vigore del DLgs. 155/2010 e ss.mm.ii, non essendo mai stato adeguato alla normativa vigente. La Regione Puglia ha dato avvio all'adeguamento normativo al dettato del DLgs 155/2010 con DGR n. 2979 del 29/12/2011, adottando il progetto di adeguamento della zonizzazione del territorio regionale e la relativa classificazione ai sensi del richiamato decreto legislativo. La Regione Puglia ha adottato la zonizzazione e la classificazione del territorio, sulla base della nuova disciplina introdotta con il D.lgs. 155/2010, con DGR 2979 del 29/12/2011. Tale zonizzazione e classificazione, successivamente integrata con le osservazioni trasmesse nel merito dal Ministero dell'Ambiente con nota DVA 2012-8273 del 05/04/2012, è stata definitivamente approvata da quest'ultimo con nota DVA-2012-0027950 del 19/11/2012.

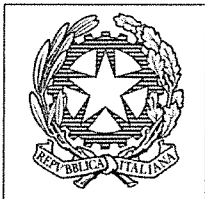
Acqua

La D.G.R. n. 1333 del 16/07/2019 ha sancito l'adozione del "Aggiornamento 2015-2021 del Piano regionale di Tutela delle Acque (PTA)". Si tratta del primo aggiornamento del PTA, già approvato con D.C.R. n. 230 del 20.10.2009.

Il Piano, partendo da un'analisi territoriale, dallo stato delle risorse idriche regionali e dalle problematiche connesse alla salvaguardia delle stesse, delinea gli indirizzi per assicurarne la migliore tutela igienico-sanitaria ed ambientale. Le Norme tecniche del Piano costituiscono il quadro di riferimento necessario per gli organi della Regione ai fini dell'espressione di determinazioni, pareri e nella definizione di intese aventi implicazioni in materia di ambiente, aree protette e risorse idriche.

Le Norme tecniche descrivono misure sulla depurazione e sul riuso e riutilizzo delle acque trattate, che non si applicano ad Enipower non essendo titolare di scarichi finali, né di impianti di trattamento. I reflui prodotti da Enipower sono infatti collettati al sistema fognario di Stabilimento gestiti dalla società Versalis, titolare quindi degli scarichi finali che recapitano nel mare Adriatico. Sugli scarichi parziali di Enipower si effettuano i controlli previsti dal Piano di Monitoraggio e Controllo e dal Regolamento Fognario di Stabilimento (ed.3 del 2012).

Le Norme tecniche riportano inoltre misure di tutela quantitativa delle risorse idriche legate alle concessioni di prelievo. Enipower ha realizzato il progetto, approvato dal MATTM con il PIC prot. 12631 - del 29/05/2017, finalizzato alla realizzazione di un processo di "Razionalizzazione del sistema di produzione acqua demi" che prevedeva la realizzazione e installazione di un nuovo impianto per la produzione di acqua demineralizzata a membrane in sostituzione di una vecchia sezione a filtri e letti misti. I lavori per la realizzazione del nuovo impianto per la produzione di acqua demineralizzata sono stati completati nel secondo semestre del 2018. L'impianto consente di



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

risparmiare acqua dolce, venendo alimentato esclusivamente con acqua mare e con acqua da TAF (Procedimento ID 180/9628 e PIC DVA/9829 17/04/2019).

Inoltre Enipower ha presentato alla Regione Puglia, con nota prot. 370/2017/HSEQ/DC del 30/10/2017 una proposta di “Piano di riduzione dei consumi di acqua da pozzo” che prevede tra le altre cose l'utilizzo dell'acqua dall'impianto di Trattamento Acque di Falda (TAF), prodotta da Syndial, nel nuovo impianto acqua DEMI a membrane, riducendo così i prelievi di acqua di mare. La Regione Puglia ha accolto il piano con nota prot. 10973 del 22/11/2017. In data 19 luglio 2018 Enipower ha presentato la domanda di modifica non sostanziale per procedere all'utilizzo dell'acqua derivante dal sistema di trattamento acqua di falda (TAF) ed il MATTM ha approvato tale modifica in data 17 aprile 2019 con PIC n. 665/CIPPC del 12/04/2019.

A livello regionale, la disciplina delle acque meteoriche è contenuta nel Regolamento Regionale 9 dicembre 2013 n.26, “Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia”, in attuazione dell'art.113 del D.lgs. n. 152/06 e ss.mm.ii.

In coerenza con le finalità della Legge Regionale n. 13/2008, il Regolamento n. 26, stabilisce l'obbligatorietà del riutilizzo delle acque meteoriche di dilavamento finalizzato alle necessità irrigue, domestiche, industriali ed altri usi consentiti dalla legge, tramite la realizzazione di appositi sistemi di raccolta, trattamento, ed erogazione, previa valutazione delle caratteristiche chimico-fisiche e biologiche per gli usi previsti.

Per le aree industriali si applica il Capo II “Acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne da sottoporre a depurazione”, in base al quale, le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne devono essere sottoposte, entro 48 ore dal termine dell'evento meteorico, ad un trattamento depurativo appropriato in loco, tale da conseguire il rispetto dei valori limite di emissione previsti dalla Tabella 3, di cui all'allegato 5 alla Parte Terza del D.lgs. 152/06 e s.m.i.. per le immissioni in fogna nera e gli scarichi nelle acque superficiali, compresi i corpi idrici artificiali; qualora il dilavamento di sostanze pericolose dalle superfici scoperte non si esaurisca con le acque di prima pioggia, anche le acque di seconda pioggia sono sottoposte alla stessa disciplina delle acque di prima pioggia. In caso di impossibilità ad essere riutilizzate, o in caso di eccedenza di recupero, rispetto agli usi consentiti, le acque meteoriche sono recapitate secondo il seguente ordine preferenziale:

- rete fognaria nera, nel rispetto delle prescrizioni regolamentari del Soggetto Gestore per scarichi di tipo industriale e previa valutazione della compatibilità qualitative e quantitativa del sistema fognario / depurativo;
- acque superficiali compresi i corpi idrici artificiali;
- corsi d'acqua episodici, naturali ed artificiali, suolo e strati superficiali del sottosuolo, qualora l'Autorità competente accerti l'impossibilità tecnica o l'eccessiva onerosità, di utilizzare i recapiti precedentemente elencati.

I principi descritti dal Regolamento n.26 risultano quindi applicabili, sulla base di quanto previsto dal Capo II, alle aree di impianto esterne pavimentate.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Le acque meteoriche di dilavamento dello Stabilimento Enipower di Brindisi vengono convogliate:

- ad un impianto di trattamento e recupero per quanto riguarda la Centrale CTE3;
- alla rete di fogna bianca di stabilimento per le altre aree, attraverso sistemi di captazione, realizzati per mezzo di pozzetti in calcestruzzo e “bocche di lupo” ubicate in corrispondenza dei cordoli in cemento di separazione tra le strade e le aree d’impianto. Le dorsali sono realizzate per mezzo di condotte interrate fino ai pozzetti di scarico della fogna bianca.

La Centrale CTE3 presenta un impianto di raccolta, trattamento e recupero delle acque meteoriche, che, dopo il trattamento, vengono rilanciate all’impianto di raffreddamento. La Centrale è stata progettata con una linea di scarico delle acque meteoriche dedicata e questo rende l’impianto facilmente adattabile alle esigenze di recupero delle acque di dilavamento. Le acque recuperate vengono impiegate ad integrazione dei circuiti di raffreddamento, alimentati ad acqua mare.

La Centrale CTE Nord è stata oggetto di lavori di riqualificazione (SCIA n. 41254 del 30/05/2014) per la demolizione dei gruppi GT4, GT5, della caldaia B6 e del gruppo GT11; fine lavori comunicato il 05/03/2019. Gli impianti presenti sono coperti e le zone esterne sono principalmente costituite da superficie drenanti e da strade e piazzali.

Suolo e sottosuolo

Dalla Relazione Tecnica riportata in Allegato B.18 risulta che lo Stabilimento Enipower di Brindisi si trova all’interno del Sito di Interesse Nazionale di Brindisi a causa della contaminazione generata da attività pregresse, non riconducibili alla centrale di Enipower.

Enipower, per la realizzazione dei nuovi impianti a ciclo combinato, ha provveduto preventivamente a caratterizzare i terreni e a bonificare le aree che risultavano inquinate.

Agli inizi del 2017 è stato avviato il cantiere di bonifica e demolizione delle linee che hanno contenuto, in passato, olio combustibile.

La contaminazione della falda del sito multisocietario di Brindisi è contenuta da un sistema di Messa in Sicurezza di Emergenza (MISE) esercito e gestito da Syndial su mandato di tutte le società coinsediate e assicurato attraverso un sistema di sbarramento idraulico, che prevede monitoraggi trimestrali i cui risultati sono regolarmente comunicati al MATTM.

Il Progetto operativo di bonifica della falda, che prevede un potenziamento del sistema idraulico di sbarramento, è stato approvato con Decreto del MATTM prot. 373/STA del 13 luglio 2016 ed è attualmente in corso di esecuzione da parte di Syndial.

Attualmente, nell’ambito delle bonifiche del suolo e della falda, Enipower fra il 2017 e i primi mesi del 2018, ha portato avanti i seguenti procedimenti:

Monitoraggio del soil gas in area SS2 (Centrale Nord) – il procedimento, confermando l’assenza di rischio per i lavoratori, è stato chiuso dopo CdS asincrona con Decreto del MATTM n. 83 dell’8 marzo 2018.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Caratterizzazione area in centrale sud - le indagini eseguite in conformità al Piano di Caratterizzazione approvato dalla CdS del 9 maggio 2016 non hanno evidenziato superamenti delle CSC. Il procedimento è stato chiuso con Decreto direttoriale prot. 155/STA del 06.04.2018.

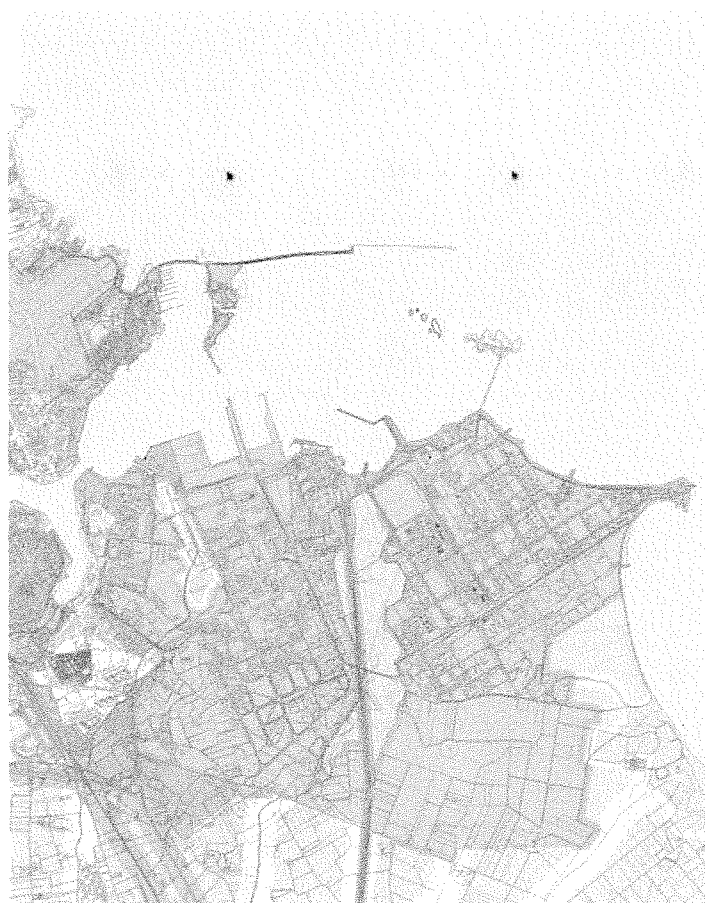
Caratterizzazione area in centrale nord - eseguita a luglio 2018, i risultati sono stati validati dall'ARPA a gennaio 2019; Enipower è in fase di trasmissione dell'Analisi di Rischio.

Aree che sono state interessate in passato da procedimenti di bonifica – con nota prot. 817 del 15 gennaio 2018 il MATTM ha attestato la chiusura del procedimento suoli per le aree di prima e seconda acquisizione.







Rumore

Il Piano di zonizzazione acustica del comune di Brindisi è stato adottato con G.C. n. 487 del 27/09/2006 e approvato con G.P. n. 17 del 13/02/2007, mentre con D.G. 56 del 12/04/2012 è stata approvata la variante proposta dal Comune di Brindisi e adottata con Deliberazioni della Giunta Comunale n. 243 del 17/06/2011 e n. 328 del 05/08/2011.

La zonizzazione acustica del territorio sopra descritta è mostrata nella figura di seguito riportata.



LEGENDA

-  Classe 1 Aree particolarmente protette
-  Classe 2 Aree prevalentemente residenziali
-  Classe 3 Aree di tipo misto
-  Classe 4 Aree di intensa attività urbana
-  Classe 5 Aree prevalentemente industriale
-  Classe 6 Aree esclusivamente industriali



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Come risulta dalla figura sopra riportata, l'area su cui sorge la centrale in esame è collocata in classe VI *Aree esclusivamente industriali*, mentre l'area confinante con il sito, dopo una zona "cuscinetto" collocata in Classe V *Aree prevalentemente industriale*, è collocata in classe 3 *Aree di tipo misto*.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

5 DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Si riporta di seguito una descrizione del ciclo produttivo con riferimento a quanto dichiarato dal Gestore all'interno dell'Allegato B.18 e all'Allegato A.25 riportanti, rispettivamente, la Relazione tecnica dei processi produttivi e gli schemi a blocchi dell'impianto (ai quali si rimanda per una più completa visualizzazione).

5.1 Premessa

La centrale Enipower è situata nel sito multisocietario di Brindisi; con le proprie produzioni copre i fabbisogni energetici del sito nonché parte dei consumi elettrici nazionali.

Limitatamente alle società operanti nel sito multisocietario di Brindisi, Enipower assicura anche il servizio di distribuzione di energia elettrica su cabine primarie e fornisce vapore tecnologico e acqua demineralizzata.

Lo Stabilimento Enipower fa parte di un complesso industriale integrato composto dalle seguenti società:

- Syndial;
- Versalis
- Chemgas;
- Lyondell Basell;
- Brindisi Servizi Generali (BSG);
- Enipower.

Enipower ha acquisito la centrale di Brindisi nel febbraio 2000, dalla società Enichem SpA. La centrale termoelettrica era originariamente costituita da due sottocentrali, denominate CTE1/Nord (CTE/1) e CTE/Sud (CTE/2). La centrale termoelettrica CTE/Nord produceva energia elettrica e vapore mediante n. 6 gruppi, di cui:

- n. 2 (GT4 e GT5) con turbina da 40 MW,
- n. 1 (GT6) con turbina da 70 MW,
- n. 3 gruppi (GT3, GT2 da 20,5 MW e GT1 da 40 MW), costituiti da un turbo alternatore e dagli ausiliari di processo, i quali recuperavano il calore del processo dell'impianto steam-cracking di Versalis per ottenere energia elettrica e vapore (Gruppi 2-3) o solo energia elettrica (Gruppo 1).

I bruciatori delle caldaie erano alimentati ad olio combustibile, gas combustibile e gas naturale; in particolare le caldaie B002, B003, B004 e B005 funzionavano ad olio combustibile, mentre la caldaia B06 poteva essere utilizzata sia a olio combustibile che a gasolio o gas naturale.

La centrale termoelettrica CTE/2 era invece costituita da un gruppo termoelettrico da 72 MW (GT11) del tipo monoblocco, cioè con un solo generatore di vapore (Caldaia B201), accoppiato ad un



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

turboalternatore. Il gruppo GT11 consentiva di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti. I bruciatori della caldaia erano alimentati da olio combustibile, gas naturale e/o gas combustibile, GPL dell'impianto P30B (Butadiene).

La Società Enipower, nell'ottica della competitività del miglioramento continuo ai fini ambientali e per il raggiungimento degli obiettivi richiesti dal Decreto MICA del 21/06/2000, che autorizzava il piano di adeguamento presentato in data 27/07/1997 e che richiedeva ulteriori interventi migliorativi sull'emissione delle polveri, ha deciso di sostituire i tre gruppi termici esistenti GT4, GT5 e GT11 con un impianto a ciclo combinato da circa 1.170 MWe, alimentato con gas naturale (CTE3).

In ottemperanza al succitato Decreto MICA sono stati fermati definitivamente gli impianti B002 e B003 della CTE Nord.

A seguito dell'istanza presentata in data 19/02/2001 da parte di Enipower, il Ministero delle Attività Produttive (MAP) ha rilasciato l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio della centrale a ciclo combinato alimentata con gas naturale con Decreto n°003/2003 in data 02/04/2003. Con Decreto n° 03/2005 RT del 09/02/2005, a seguito di richiesta Enipower, il MAP ha autorizzato l'utilizzo del gas petrolchimico.

Con l'entrata in funzione dei cicli combinati, sono state messe fuori esercizio e successivamente demolite tutte le caldaie ad olio combustibile.

Il sistema produttivo dello Stabilimento Enipower di Brindisi è attualmente costituito dalla CTE/NORD, dalla CTE3 e dagli impianti di servizio ausiliari come quello per la produzione di acqua demineralizzata.

5.2 CTE NORD

La CTE/NORD si compone di 4 gruppi, costituiti da un turbo alternatore e dagli ausiliari che recuperano il calore del processo dell'impianto steamcracking di Versalis, per ottenere energia elettrica e vapore. I gruppi hanno le seguenti caratteristiche:

- gruppi a contropressione GT2-GT3 (turbine a vapore) da 20,5 MW (per gruppo), sono costituiti da due turboalternatori. Le Turbine T2 e T3 sono del tipo a contropressione e l'alternatore presenta un sistema di raffreddamento ad aria;
- gruppo a condensazione GT1 (turbine a vapore) da 40 MW, è costituito dall'insieme turbina-alternatore e dagli accessori necessari al suo regolare funzionamento. La turbina T1 è del tipo a condensazione e l'alternatore presenta un sistema di raffreddamento ad aria;
- gruppo a condensazione con spillamenti intermedi GT6 da 70 MW, è costituito dall'insieme turbina-alternatore e dagli accessori necessari al suo regolare funzionamento. La turbina T6 è di tipo misto. L'alternatore presenta un sistema di raffreddamento ad idrogeno.

La Centrale Nord presenta un ciclo per la produzione di acqua alimento per l'impianto P1CR di Versalis.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

5.3 CTE 3

La CTE3 si compone di n. 3 cicli combinati CC1, CC2 e CC3 (il gruppo CC1 è alimentato a gas naturale, i gruppi CC2 e CC3 sono alimentati da una miscela di gas naturale e gas petrolchimico) ed è raffreddata con un sistema alimentato da acqua di mare. Ciascuno dei gruppi CC1, CC2 e CC3 ha una potenza elettrica di progetto di 393 MWe e una potenza termica di progetto di 683 MWt.

I gruppi CC2 e CC3 prevedono la possibilità di utilizzare come combustibile gas petrolchimico, fornito da Versalis, in miscela con il gas naturale, mentre per il ciclo CC1 si utilizza come materia prima il solo gas naturale.

Ogni gruppo è costituito sostanzialmente dalle seguenti sezioni, brevemente descritte nei seguenti paragrafi:

1. Alimentazione
2. Turbina a gas
3. Caldaia a recupero
4. Turbina a vapore
5. Condensatore
6. Sistema di raffreddamento
7. Trasformatore elevatore

5.3.1 Alimentazione a gas naturale e gas petrolchimico

I combustibili impiegati sono:

gas naturale proveniente dalla rete di trasporto di SNAM che, dopo una riduzione della pressione a circa 30 bar, viene immesso in turbina;

gas petrolchimico proveniente dallo Stabilimento Versalis di Brindisi, utilizzato in miscela con il gas naturale solo sui cicli combinati CC2 e CC3.

5.3.2 Turbina a gas

Le turbine a gas, alimentate o a gas naturale o con un mix di gas naturale e gas petrolchimico, sono equipaggiate con bruciatori convenzionali di ultima generazione di tipo VeloNOx su CC1 e VeloNOx con sistema "lancia gas" su CC2 e CC3 (attualmente attivi in regime sperimentale). La combustione a fiamma premiscelata comporta emissioni di ossidi di azoto intrinsecamente basse, senza necessità di iniezione di vapore.

L'aria ambiente viene introdotta in camera di combustione mediante il compressore e qui miscelata con il combustibile. I gas combusti ad alta temperatura (circa 1.300 °C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas multistadio, ove espandendo cedono energia meccanica all'albero.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

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

I gas combusti fuoriescono quindi dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 580 °C attraverso uno scarico silenziato e giungono nella sezione d'ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto di collegamento termicamente isolato.

5.3.3 Caldaia a recupero (o Generatore di vapore)

Il generatore di vapore è una caldaia a recupero, posta a valle della turbina a gas, composta da una serie di scambiatori di calore attraversati dai fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore surriscaldato ad alta, media e bassa pressione, e con preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia. I fumi raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100 °C.

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

5.3.4 Turbine a vapore

La turbina a vapore è composta da una sezione di alta, una di media e una di bassa pressione con scarico al condensatore. Tutto il vapore di alta pressione prodotto dalla caldaia a recupero è convogliato nella sezione di alta pressione della turbina a vapore (pressione circa 115 bar e temperatura 538 °C), in uscita si miscela con il vapore prodotto dal corpo cilindrico di media pressione della caldaia a recupero e viene inviato al risurriscaldatore della caldaia a recupero prima di entrare nella sezione di media pressione della turbina a vapore.

Parte del vapore in uscita dal risurriscaldatore della caldaia a recupero, prima di essere inviato alla turbina a vapore, viene estratto mediante un gruppo di regolazione esterno alla turbina a vapore per fornire allo Stabilimento il vapore tecnologico alle condizioni di pressione e temperatura richieste.

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

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

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

5.3.5 Condensatori ad acqua

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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

Il condensatore ad acqua serve a condensare il vapore esausto scaricato dalla turbina per mezzo dell'acqua mare in ciclo aperto o in ciclo chiuso, forzata attraverso i fasci tubieri.

La condensa raccolta finisce in un apposito pozzo caldo, da cui aspirano le pompe di estrazione che la inviano alla caldaia per il ritorno in ciclo.

5.3.6 Sistema di raffreddamento

Il necessario raffreddamento delle apparecchiature relative all'impianto di cogenerazione è garantito da un sistema ad acqua mare in circuito aperto per il gruppo CC3, mentre per i due gruppi rimanenti il raffreddamento è assicurato da un sistema a torri ibride ad acqua mare.

L'acqua di raffreddamento, prelevata dal mare viene inviata, tramite una stazione di pompaggio, alla CTE/3; una parte viene utilizzata per raffreddare direttamente il condensatore del ciclo CC3, una parte viene utilizzata come reintegro alle torri di raffreddamento che garantiscono lo scambio termico ai condensatori dei cicli CC1 e CC2 e altre utenze della centrale (circuito di raffreddamento secondario).

Il sistema delle torri di raffreddamento è costituito da una linea di torri da dodici celle. L'acqua fredda proveniente dalle dodici celle viene raccolta in una vasca comune e da qui pompata nel circuito per il raffreddamento dei condensatori e degli scambiatori di servizio della centrale.

5.3.7 Trasformatore elevatore

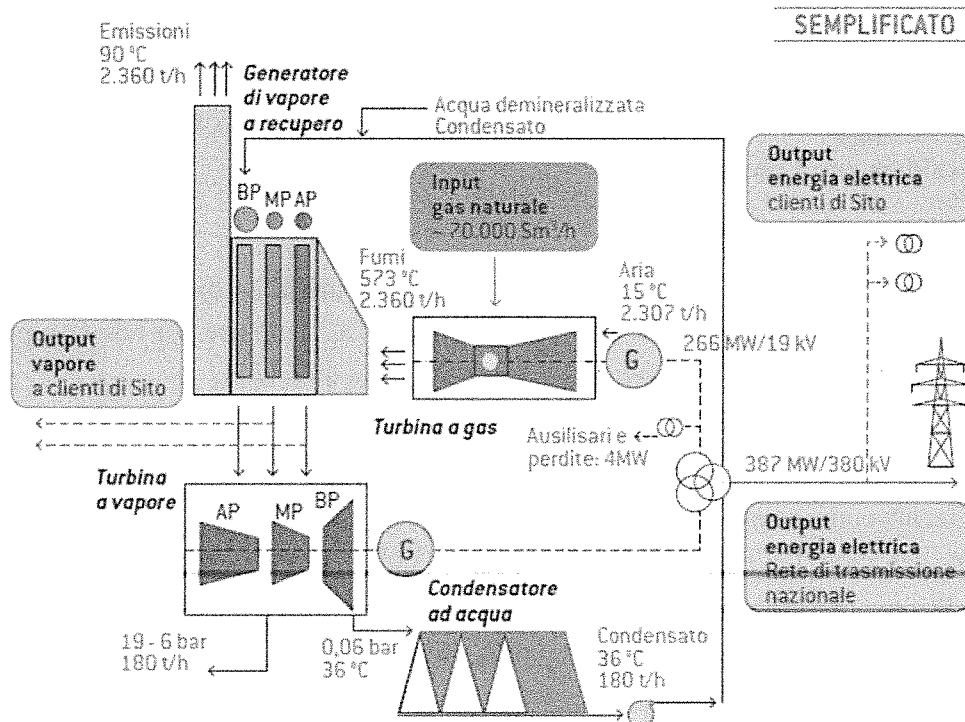
Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Un apposito cavidotto collega il trasformatore alla sezione 380 kV della sottostazione elettrica.

L'energia elettrica prodotta viene distribuita alle società coinsediate dello Stabilimento attraverso una rete di distribuzione a 23 kV, 13,2 kV, 6 kV e 0,4 kV; la parte eccedente viene ceduta alla Rete Nazionale.

La seguente figura mostra lo schema semplificato del ciclo produttivo sopra descritto:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi



5.4 Attività, dispositivi e apparecchiature ausiliarie

Il processo di produzione della centrale a ciclo combinato è integrato da attività, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza; in particolare si ha:

- sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare usata per il raffreddamento del ciclo CC3 e per il reintegro delle torri di raffreddamento dei cicli CC2 e CC1,
- sistema di alimentazione gas (combustibile primario),
- sistema aria strumenti e servizi,
- sistema di distribuzione dell'energia elettrica,
- sistema di raffreddamento degli ausiliari,
- impianti di produzione dell'acqua demineralizzata e relativi stoccaggi,
- sistema antincendio,
- gruppo elettrogeno di emergenza,
- attività manutentive.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

5.4.1 Sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare

L'acqua di raffreddamento viene prelevata, dalla società Versalis, dal mare Adriatico attraverso un'opera di presa, ubicata immediatamente ad Est dello Scarico n. 1 – Policentrica. Versalis fornisce l'acqua prelevata alle aziende coinsediate.

Le acque di scarico derivanti dal trattamento dell'acqua di mare vengono convogliate al sistema fognario.

5.4.2 Sistema di alimentazione gas e caratteristiche del gas utilizzato (combustibile primario)

La CTE3 utilizza gas naturale e gas petrolchimico. Il gas naturale proviene dalla rete di trasporto nazionale di Snam (alla pressione di circa 60 barg), mediante una stazione di misura della portata e riduzione della pressione posta nei pressi del confine ovest del sito multisocietario. Nella stazione sono presenti 4 linee da 80.000 Sm³/h delle quali 3 normalmente in esercizio ed una in stand by, considerando che con tre gruppi in marcia il consumo massimo è di circa 230.000 Sm³/h. Dalla stazione di riduzione di pressione parte una tubazione interrata che, tramite 3 stacchi dedicati, fornisce il gas naturale ai vari gruppi. Per la misura delle portate si utilizzano misuratori volumetrici a turbina (sistema ridondato), con compensazione in pressione e temperatura. Le caratteristiche del gas metano sono quelle definite da Snam.

Il gas petrolchimico (o fuel gas) è fornito da Versalis e deriva da un processo di cracking termico che opera una pirolisi delle cariche in alimento (essenzialmente Virgin nafta e GPL) fino ad ottenere idrogeno e idrocarburi leggeri. La separazione a basse temperature del gas petrolchimico dalle frazioni idrocarburiche più pesanti fa in modo che composti altobollenti come i composti organici alogenati, policlorobifenili (PCB) e composti solforati vengano estratti dalla corrente gassosa e pertanto non confluiscono nel prodotto finale.

Inoltre, relativamente ai composti solforati acidi, il processo di separazione del gas petrolchimico è dotato di scrubber caustico per il loro abbattimento.

L'intero processo di cracking ed estrazione del gas petrolchimico rientra nell'ambito dell'attività Versalis. Enipower riceve il prodotto finale che, secondo le indicazioni ricevute dal fornitore, presenta la seguente caratterizzazione merceologica.

	U.M.	Minimo	Massimo
H ₂	% vol	39	78
C ₁	% vol	21	60
C ₂	% vol	0	3
C ₃	% vol	0	2
C ₄	% vol	0	2
C ₅ e superiori	% vol	0	2
CO	% vol	0	2
N ₂	% vol	0	2
P.C.I.	MJ/kg	50	69
P.M.	kg/kmole	5	12



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Ciascuna componente di cui il gas è composto può variare pertanto all'interno del range indicato in tabella. Per quanto concerne la rappresentazione tabellare della composizione del gas petrolchimico, questa viene effettuata secondo lo schema di seguito riportato:

C1 – gruppo di idrocarburi che presentano un atomo di carbonio (metano – CH₄)

C2 – gruppo di idrocarburi che presentano due atomi di carbonio (etano ed etilene)

C3 – gruppo di idrocarburi che presentano tre atomi di carbonio (propano e propilene)

C4 – gruppo di idrocarburi che presentano quattro atomi di carbonio (butani e butileni)

C5 e superiori – gruppo di idrocarburi che presentano cinque o più atomi di carbonio (es. pentano)

5.4.3 Sistema aria strumenti e servizi

L'aria compressa è utilizzata per strumentazione e servizi. La centrale a ciclo combinato è resa autosufficiente per il proprio consumo dalla presenza di tre compressori dedicati.

Sistema di distribuzione dell'energia elettrica La rete di distribuzione dell'energia elettrica all'interno dello Stabilimento è composta dalle seguenti sottostazioni elettriche e cabine:

- Sottostazione SS1 – è il punto di collegamento fra la rete elettrica di stabilimento e la rete esterna di trasmissione. La stazione elettrica è connessa con la rete di stabilimento mediante due ATR, da cui normalmente si alimentano le utenze di stabilimento. Tramite la sottostazione è possibile immettere sulla Rete Nazionale l'energia elettrica eccedente i consumi del sito multisocietario e, in casi eccezionali, di prelevare dalla stessa rete energia da immettere nella rete del sito.
- Sottostazione SS2 – è collegata alla sottostazione SS1 tramite linea in cavo. Alla SS2 sono collegate la CTE/Nord, per mezzo di tre trasformatori TSA e TSC da 60 MVA e TSB da 100 MVA, e la cabina S02 a mezzo di un trasformatore 13,2kV/23kV.
- Cabine S01-S02 - Si tratta di cabine di produzione e distribuzione primaria, rispettivamente a 13,2 e 23 kV, cui sono collegati gli alternatori sopra elencati, i trasformatori elevatori TSA TSC TSB ed i trasformatori dei servizi generali di Centrale. Le cabine comprendono anche gli interruttori ed i sezionatori, con la sola esclusione dei cavi d'alimentazione alle cabine di distribuzione interna di Stabilimento ed ai tre motori a 13,2 kV del P1CR. Le due cabine sono collegate con una linea in cavo a 23 kV ed un trasformatore TS0 da 60 MVA. Dalle due cabine partono le alimentazioni per le cabine primarie di tipo "S".
- Cabine di distribuzione primarie di tipo "S"
- Cabine di distribuzione secondaria di tipo "C".

5.4.4 Sistema di raffreddamento degli ausiliari

Il sistema dedicato al raffreddamento degli ausiliari d'impianto è dimensionato per raffreddare tutte le relative apparecchiature e macchinari, quali:

- Circuiti olio turbine a gas,



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

- Circuiti olio turbine a vapore,
- Circuiti olio generatori,
- Supporti,
- Ecc..

L'acqua di raffreddamento viene pompata per mezzo di opportune pompe di circolazione a tutti gli scambiatori di calore dei singoli macchinari di ogni unità a ciclo combinato. I sistemi di raffreddamento dell'olio sono tutti a circuito chiuso.

5.4.5 Impianti di produzione acqua demineralizzata

Impianto ad osmosi da acqua dolce industriale. L'acqua dolce industriale viene sottoposta ad un trattamento di filtrazione, viene trasmessa al gruppo di osmosi inversa e, in uscita, inviata ad una torre di degasazione al fine di rimuovere l'eventuale CO₂ formatasi.

Dopo l'accumulo in un serbatoio polmone, viene trasferita, a mezzo pompe, ad un impianto a resine a scambio ionico per ottenere un'acqua caratterizzata da un valore di conducibilità idonea agli utilizzi di processo. I letti misti, costituiti da resine cationiche ed anioniche, vengono rigenerati rispettivamente con soluzioni di acido solforico e soda.

In seguito, l'acqua demineralizzata è trasferita tramite rete dedicata alle utilities di stabilimento interessate al suo impiego.

5.4.6 Impianto di acqua demineralizzata per dissalazione termica

L'impianto è di tipo multistage a 42 stadi sotto vuoto. L'acqua demineralizzata così prodotta, dopo ulteriore finissaggio su sistema filtrante a letti misti, viene inviata a vari impianti /servizi utenti tramite una rete di distribuzione dedicata.

Le resine anioniche e cationiche di detti letti misti sono rigenerate rispettivamente con soluzioni di acido solforico e soda.

Oltre all'acqua demineralizzata, il trattamento genera un reflu ad alta concentrazione di sali (salamoia) che viene convogliata nella rete fognaria dello Stabilimento.

5.4.7 Impianto ad osmosi inversa alimentato ad acqua di mare

L'acqua di mare è sottoposta ai seguenti trattamenti:

- Ultrafiltrazione - questo trattamento conferisce all'acqua le caratteristiche fisiche idonee al trattamento successivo di osmosi inversa,
- Primo passo di dissalazione ad osmosi inversa - realizzato con membrane ad alta reiezione salina che, per osmosi inversa, rimuovono i Sali presenti nell'acqua,
- Secondo passo di dissalazione ad osmosi inversa - agisce con lo stesso procedimento del primo passo e garantisce la produzione di acqua a basso contenuto salino,
- Elettrodeionizzazione - trattamento di finissaggio finale da cui deriva acqua demineralizzata.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

I serbatoi P42, P43, P44, P45, P46 e P47 sono adibiti allo stoccaggio di acqua demineralizzata per successivo rilancio nelle utenze.

5.4.8 Sistema antincendio

Il sistema antincendio dello Stabilimento è costituito da:

- gruppi di rilevazione fughe metano (stazione metano, regolatrici metano caldaia, valvole di blocco, stazione decompressione metano, cabinato, filtri, cabinati, valvole di regolazione, cabinati). I rilevatori installati all'interno dei cabinati delle turbine determinano il blocco degli impianti, nel caso entrino in funzione;
- gruppi di rilevazione fumo. I rilevatori presenti nelle sale tecniche attivano sistemi automatici di spegnimento ad argonite;
- gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili che attivano impianti di spegnimento automatico con acqua;
- gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili che attivano impianti di spegnimento automatico a CO₂.

I sensori sono collegati ad un sistema di segnalazione di tipo ottico-acustico, collocato presso la sala controllo, presidiata 24 ore su 24.

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

Sono altresì presenti impianti di spegnimento mobili (estintori) ed idranti collegati alla rete di stabilimento gestiti dai VV.F. della società consortile BSG.

5.4.9 Gruppo elettrogeno di emergenza

Il servizio di emergenza della centrale a ciclo combinato è assicurato da batterie in corrente continua e da un generatore diesel di emergenza da circa 2.000 kWe.

5.4.10 Attività manutentive

L'efficienza e la sicurezza della centrale vengono garantite dalle attività di manutenzione ordinaria, di tipo preventivo e straordinario, svolte con la periodicità definita dal Manuale di Manutenzione degli impianti.

5.5 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime

Il Gestore in merito al consumo di materie prime per l'anno 2017 e alla massima capacità produttiva, riporta le relative informazioni nella scheda B.1.2, successivamente aggiornata con la nota di integrazioni prot. 182 del 4/11/2019, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC/1937 del 5/11/2019.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

5.6 Consumo di combustibile

I combustibili utilizzati dalla centrale per la produzione di energia sono gas naturale (metano) e gas petrolchimico derivante dal processo di Versalis.

Si riportano di seguito i dati forniti dal Gestore in merito al consumo di combustibili relativamente all'anno 2017 e alla massima capacità produttiva.

Combustibile	Unità	% S	2017	MCP
Gas naturale	CC1, CC2, CC3	-	883.235 t	1.411.510 t
Gas petrolchimico	CC2, CC3	-	43.559 t	53.789 t
Gasolio	Gruppi di emergenza	0,0005	0,176 t	10 t

5.7 Stoccaggio di combustibili e altre sostanze

Si riporta di seguito l'elenco dei serbatoi di stoccaggio e le relative caratteristiche, aggiornato dal Gestore con le integrazioni trasmesse con nota prot. 182 del 4/11/2019.

I serbatoi presenti in stabilimento sono tutti a tetto fisso, con bacino di contenimento impermeabilizzato. Non sono dotati di un sistema di recupero VOC in quanto il solo serbatoio 95-S-001 contiene idrocarburi (gasolio per il diesel di emergenza – a basso tenore di composti volatili) e l'olio combustibile non è più utilizzato dal 2006. Gli altri serbatoi contengono acqua o sostanze chimiche in soluzione acquosa, prive di emissioni di VOC.

Progressivo	Sigla	Anno di messa in esercizio	Capacità (m³)	Destinazione d'uso (sostanza contenuta)
1	95-S-001	2006	7,5	Gasolio
2	60-S-005	2006	15	Nalco1393T
3	60-S-006	2006	20	Ipoclorito di Sodio
4	F-210	1964	100	Acido Solforico 98%
5	F-211	1964	100	Idrossido di Sodio 25%
6	D-200	1972	40	Acido Solforico 98%
7	F-107	1972	10	Idrossido di Sodio 25%



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Progressivo	Sigla	Anno di messa in esercizio	Capacità (m ³)	Destinazione d'uso (sostanza contenuta)
8	D-203	2016	1,2	Nalco131S
9	D-210	2000	1,2	Nalco 77420
10	D-212	2016	1,2	Bisolfito di Sodio
11	D-214	2000	1,2	Bisolfito di Sodio
12	D-704	2000	1,5	Nalco PC191
13	D-705	2018	1,5	Nalco 7408
14	D-706	2000	5	Ipoclorito di Sodio
15	D-11.01	2018	20	Ipoclorito di Sodio >10%
16	D-10.01	2018	5	Acido Citrico
17	D-709	2000	2	Soluzione diluita di bisolfito o equivalente (Uso saltuario per flussaggio e conservazione membrane)

La seguente tabella riporta infine il dettaglio delle aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi.

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche	Materiale stoccato	Capacità (m ²)	Modalità di stoccaggio
CH1 ⁽²⁾	AreaCH1	40°37'50,55'' 18°00'03,03''	-	-	-	Materiali tecnici	-	-
CH2	Area CH2	40°38'16,87'' 17°59'48,84''	5 m ³	25 m ²	Area pavimentata, recintata. I bulk sono posizionati all'interno di bacini di contenimento.	Chemicals	-	I chemicals sono stoccati nelle confezioni con cui vengono approvvigionati dai fornitori (es. bulk, fusti,...)
CH3	Area CH3	40°37'51,93'' 18°00'07,18''	20 m ³	100 m ²	Area pavimentata, recintata. I bulk sono posizionati all'interno di bacini di contenimento.	Chemicals	-	I chemicals sono stoccati nelle confezioni con cui vengono approvvigionati dai fornitori (es. bulk, fusti,...)
CH4	Area CH4	40°37'43,58'' 18°00'07,98''	6 m ³	4 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Additivi per caldaia	-	n. 6 bulk da 1 m3



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione	Capacità di stoccaggio (m ³)	Superficie (m ²)	Caratteristiche	Materiale stoccato	Capacità (m ²)	Modalità di stoccaggio
CH5	Area CH5	40°37'45,07'' 18°00'11,42''	6 m ³	4 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Additivi per caldaia	-	n. 6 bulk da 1 m ³
CH6	Area CH6	40°37'46,57'' 18°00'14,85''	6 m ³	4 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Additivi per caldaia	-	n. 6 bulk da 1 m ³
CH7/1	Area CH7/1	40°37'55,73'' 18°00'14,43''	35 m ³	60 m ²	Area coperta, recintata, pavimentata con bacino di contenimento	Chemicals per torri di raffreddamento	-	2 Serbatoi
CH7/2	Area CH7/2	40°37'53,83'' 18°00'20,72''	1 m ³	8 m ²	Bacino di contenimento	Chemicals per torri di raffreddamento	-	Bulk da 1 m ³
CH7/3	Area CH7/3	40°37'50,72'' 18°00'17,11''	1 m ³	4 m ²	Bacino di contenimento	Chemicals per torri di raffreddamento	-	Bulk da 1 m ³
CH8	Area CH8	40°38'25,19'' 17°59'46,86''	250 m ³	370 m ²	Aree pavimentate con bacino di contenimento	Prodotti chimici nuovo impianto DEMI	-	2 serbatoi 100 m ³
								1 serbatoio 20 m ³
								1 serbatoio 5 m ³
								bulk da 1 m ³
CH9	Area CH9	40°37'52,3382'' 18°00'10,639''	7,5 m ³	8 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento e serbatoio adoppia parete	Serbatoio gasolio 95- S-001	-	Serbatoio
CH10	Area CH10	40°38'17,143'' 17°59'49,488''	4,8 m ³	30 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Chemicals per dissalatore	-	4 Serbatoi e fusti
CH11/1	Area CH11/1	40°38'18,145'' 17°59'50,386''	40 m ³	40 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Chemicals per letti misti	-	Serbatoio
CH11/2	Area CH11/2	40°38'18,493'' 17°59'50,882''	12 m ³	25 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Chemicals per letti misti	-	Serbatoio e bulk
CH12/1	Area CH12/1	40°38'18,493'' 17°59'51,99''	5 m ³	9 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Chemicals per osmosi	-	Serbatoio
CH12/2	Area CH12/2	40°38'18,382'' 17°59'52,474''	5 m ³	10 m ²	Area pavimentata con bacino di contenimento	Chemicals per osmosi	-	Serbatoi e bulk



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

5.8 Approvvigionamento idrico

Si riportano di seguito i dati forniti in merito al consumo di risorse idriche.

Approvvigionamento	Utilizzo	Consumo annuo (m ³)		Contatori
		2017	MCP	
Acquedotto a uso potabile	Igienico sanitario	7.275	60.000	Sì
Acqua da bacino Cillarese+TAF+pozzi Gonnella e Torricella+Fiume Grande	Industriale - processo	942.456	2.382.720	Sì
	Industriale - raffreddamento	238.641	350.000	
Acqua di mare	Industriale - processo	13.593.741	7.643.100 ⁽¹⁾	Sì
	Industriale - raffreddamento	313.350.904	524.130.247	

(1) Quantità come definita in "Appendice A – Scheda C" alla modifica non sostanziale presentata da Enipower in data 19.07.2018 che esplicita che sarà eventualmente possibile una riduzione in funzione della quantità e della qualità dell'acqua da TAF resa disponibile da Syndial.

5.9 Bilancio energetico

Produzione di energia

Si riportano di seguito i dati forniti in merito alla produzione di energia.

ENERGIA TERMICA							
Unità	Apparecchiatura	Potenza termica di combustione (MW)	Combustibile	Produzione annua (MWh)		Quota ceduta a terzi (MWh)	
				2017	MCP	2017	MCP
CC1 (CTE 3)	Ciclo combinato 1	683	Gas naturale	30.178	829.000	25.996	829.000
CC2 (CTE 3)	Ciclo combinato 2	683	Gas naturale e gas petrolchimico	81.998	829.000	70.653	829.000
CC3 (CTE 3)	Ciclo combinato 3	683	Gas naturale e gas petrolchimico	228.149	829.000	173.433	829.000
CTE Nord	Turbina a vapore	-	-	437.541	1.711.000	346.988	1.711.000
Totale	-	2.049	-	777.866	4.198.000	617.070	4.198.000



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

ENERGIA ELETTRICA							
Unità	Apparecchiatura	Potenza elettrica nominale (kVA)	Combustibile	Produzione annua (MWh)		Quota ceduta a terzi (MWh)	
				2017	MCP	2017	MCP
CC1 (CTE 3)	Ciclo combinato 1	470	Gas naturale	1.745.875	3.144.000	1.713.160	3.104.000
CC2 (CTE 3)	Ciclo combinato 2	470	Gas naturale e gas petrolchimico	2.219.980	3.144.000	2.178.418	3.104.000
CC3 (CTE 3)	Ciclo combinato 3	470	Gas naturale e gas petrolchimico	2.323.782	3.144.000	2.280.560	3.104.000
CTE Nord	Turbina a vapore	150	-	44.879 (GT2) 56.106 (GT3)	662.485	18.435 (GT2) 27.787 (GT3)	556.597
Totale	-	7.707	-	6.390.622	10.094.485	6.218.360	9.868.597

Il Gestore ha dichiarato che i dati alla MCP sono riferiti ad 8.000 ore di funzionamento/anno.

Consumo di energia

Si riportano di seguito i dati forniti in merito al consumo di energia.

2017					
Unità	Prodotto principale	Energia termica consumata (MWh)	Consumo termico specifico per unità di prodotto (kWh/unità)	Energia elettrica consumata (MWh)	Consumo elettrico specifico per unità di prodotto (kWh/unità)
CTE3 e CTE/NORD – produzione energia elettrica e vapore	Energia elettrica e termica	1.318.769	-	157.966	0.02
CTE3 e CTE/NORD – sistema di raffreddamento	Energia elettrica e termica	0			
Impianto DEMI	Acqua demineralizzata	165.378	93,12	2.522	1,4
TOTALE		1.484.147	-	160.488	-



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

MCP					
Unità	Prodotto principale	Energia termica consumata (MWh)	Consumo termico specifico per unità di prodotto (kWh/unità)	Energia elettrica consumata (MWh)	Consumo elettrico specifico per unità di prodotto (kWh/unità)
CTE3 e CTE/NORD – produzione energia elettrica e vapore	Energia elettrica e termica	2.036.700	-	212.748	0,02
CTE3 e CTE/NORD – sistema di raffreddamento	Energia elettrica e termica	0			
Impianto DEMI	Acqua demineralizzata	19.868	7,09	13.140	4,68
TOTALE		2.056.568	-	225.888	-

Il Gestore ha precisato che il consumo elettrico specifico è calcolato come rapporto fra energia consumata/energia prodotta, l'energia prodotta considerata è l'energia totale prodotta, espressa in energia equivalente (considerando un rendimento exergetico netto pari a 0,51).

5.10 Descrizione dei transitori

Per le fasi di avviamento viene discriminato sia il tipo:

FREDDO - il transitorio viene registrato come Freddo quando alla partenza della fase di avviamento la pressione del corpo cilindrico di alta pressione è inferiore ad 1 barg.

TIEPIDO - il transitorio viene registrato come Tiepido quando alla partenza della fase di avviamento la pressione del corpo cilindrico di alta pressione è compresa tra 1 e 55 barg.

CALDO - il transitorio viene registrato come Caldo quando alla partenza della fase di avviamento la pressione del corpo cilindrico di alta pressione è maggiore di 55 barg.

Sia le durate delle due fasi di avviamento:

FASE1: da inizio avviamento, individuato dallo stato di FIAMMA ON sulla TG.

FASE2: da fiamma non sulla TG a minimo tecnico.

Il transitorio di fermata viene registrato sempre con la logica di un digitale come per l'avviamento, partendo da una condizione di stato "impianto in marcia" per poi entrare nella fase di spegnimento fino alla fase di stato "impianto fermo". Nella tabella seguente sono presentate le durate delle fasi di transitorio:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Tipo di transitorio	Tempo transitorio
freddo	6 ore
tiepido	4 ore
caldo	2,5 ore
fermata	2 ore

5.11 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Nella Centrale di Brindisi sono presenti i seguenti 3 punti di emissione convogliata afferenti alla CTE3, e in particolare:

- un camino da 80 m a servizio del CC1;
- un camino da 80 m a servizio del CC2;
- un camino da 80 m a servizio del CC3.

È inoltre presente il punto di emissione associato al gruppo elettrogeno, denominato DE1, che entra in funzione saltuariamente, in occasione delle prove che vengono annualmente effettuate per verificare il funzionamento del gruppo elettrogeno di emergenza.

L'impianto della Società Enipower S.p.A. è infine dotato di tre ulteriori punti di emissione rappresentati dagli sfiati di pressurizzazione per la linea metano della turbina a gas dei gruppi CC1, CC2, CC3 (rispettivamente 11MBP13 AA501, 12MBP13 AA501 e 13MBP13 AA501).

I fumi che fuoriescono dai camini derivano dalla combustione del gas naturale (CC1) e dalla combustione della miscela gas naturale/gas petrolchimico (CC2, CC3). Il gas petrolchimico è un prodotto del ciclo produttivo della società Versalis ed è costituito essenzialmente da idrogeno (39-78% vol) e idrocarburi leggeri (21-60%vol). L'utilizzo di questo combustibile rappresenta una forma di ottimizzazione e recupero in quanto, se non utilizzato nel processo Enipower, tale gas viene destinato alla combustione nel termo-ossidatore dell'impianto Versalis senza nessun recupero di energia.

Le sostanze presenti nei fumi di combustione risultano pertanto essere essenzialmente NOx e CO.

Al fine di ridurre le emissioni di NOx sulla turbina a gas del gruppo CC1 è stata implementata, dalla società Ansaldo, la tecnologia VeLoNOx, che prevede l'adozione di una fiamma pilota parzialmente premiscelata.

Per i gruppi CC2 e CC3 sono stati installati, attualmente in regime sperimentale, bruciatori con fiamma pilota costituita da due componenti, una parzialmente premiscelata, tipica del bruciatore VeLoNOx, ed una diffusiva, avente l'obiettivo di stabilizzare la fiamma, gestita attraverso un nuovo componente denominato "Lancia Gas". Questo sistema garantisce una maggiore stabilità della combustione.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Per i microinquinanti, invece, il Gestore ha dichiarato che la tecnologia di combustione utilizzata per la produzione di energia elettrica, oltre ad essere la più efficiente energeticamente fra i processi di combustione di combustibile fossile, è anche la più pulita. L'utilizzo di gas leggeri (composti da molecole di idrocarburi aventi pochi atomi di carbonio – da 1 a 5) e privi di zolfo, fluoro e cloro, consente infatti di ottenere emissioni sostanzialmente prive di microinquinanti quali IPA, diossine, metalli e polveri sottili (PM10 e PM2,5).

I valori di concentrazione rilevati in occasione dei monitoraggi periodici sono infatti o inferiori ai limiti di rilevabilità o paragonabili alle concentrazioni che possono essere rilevate nell'aria ambiente.

5.12 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

Presso la centrale sono presenti solo emissioni fuggitive e non sono presenti emissioni diffuse. Le emissioni fuggitive presenti sono correlate unicamente alla fase di produzione dell'energia F1, in quanto relative alle linee di adduzione e trasporto del gas naturale e del gas da petrolchimico.

Si riporta di seguito la tabella relativa alle emissioni fuggitive presenti, aggiornata dal Gestore con le integrazioni trasmesse con nota prot. 182 del 4/11/2019.

Fase	Unità	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti	
				Inquinante	Quantità totale (t/anno)
Fase 1	CC1	FUG	Fine linea	VOC	0,0411
	Linea Gas naturale		Flangia	VOC	2,8313
	CC2 e CC3		Valvola	VOC	0,2993
	Linea gas naturale e Gas petrolchimico		Valvola di sicurezza	VOC	0,0021

5.13 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

La Centrale Enipower non risulta titolare di alcun punto di scarico finale in corpo idrico, ma è dotata esclusivamente di scarichi parziali recapitanti alla rete fognaria di Stabilimento.

In uscita dallo Stabilimento si generano le seguenti tipologie di acque reflue:

- acque di raffreddamento e meteoriche - sono convogliate alla rete fognaria di Stabilimento (rete fognaria di acque bianche di Versalis) e successivamente in mare, dopo passaggio attraverso dei setti di separazione, posti all'interno delle vasche di decantazione terminali dello Stabilimento;
- acque accidentalmente oleose e civili-sanitarie - sono inviate all'impianto di trattamento acque di Versalis.

Gli scarichi vengono convogliati al sistema fognario del sito multisocietario, nel rispetto del "Regolamento Fognario", documento condiviso tra il Gestore della rete fognaria e degli scarichi finali



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

(Versalis) e le aziende utenti operanti all'interno del sito multisocietario. Negli scarichi finali Versalis confluiscono anche i reflui delle altre società coinsediate.

I punti di scarico a mare autorizzati di Versalis, ai quali confluiscono le acque meteoriche di dilavamento delle aree Enipower, sono i seguenti:

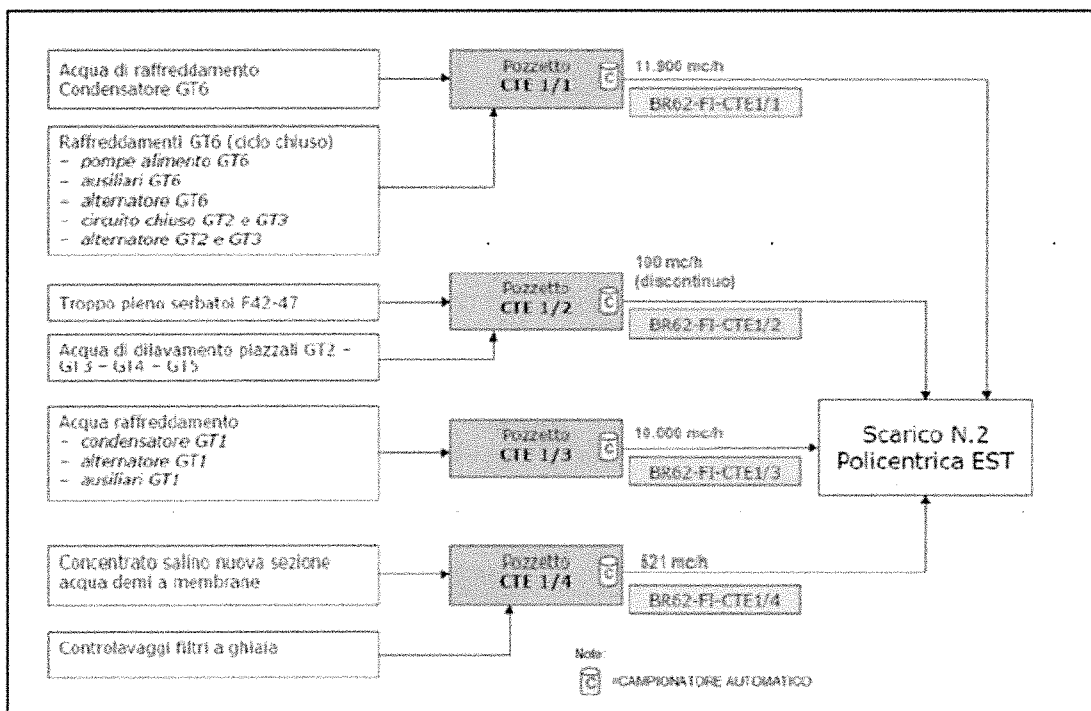
- Scarico n.2 - Policentrica Est - in essa confluiscono le acque in uscita dall'impianto di trattamento biologico (di proprietà e gestione Versalis), le acque di raffreddamento e meteoriche di dilavamento provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà Versalis ed Enipower e le acque saline in uscita dal nuovo impianto DEMI;
- Scarico n.3 - Policentrica Sud - in essa confluiscono le acque di raffreddamento e meteoriche di dilavamento provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà Enipower, Versalis e Syndial.

Su tutti gli scarichi parziali di Enipower sono presenti dei misuratori di portata.

Gli scarichi Enipower relativi alle acque bianche sono individuati al termine della rete interna che si colletta alla rete di Stabilimento attraverso 8 pozzetti fiscali: CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3 e CTE 1/4 che confluiscono alla policentrica EST, e DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3, CTE3/4 che confluiscono alla policentrica SUD.

La Centrale Enipower non risulta quindi titolare di alcun punto di scarico finale in corpo idrico.

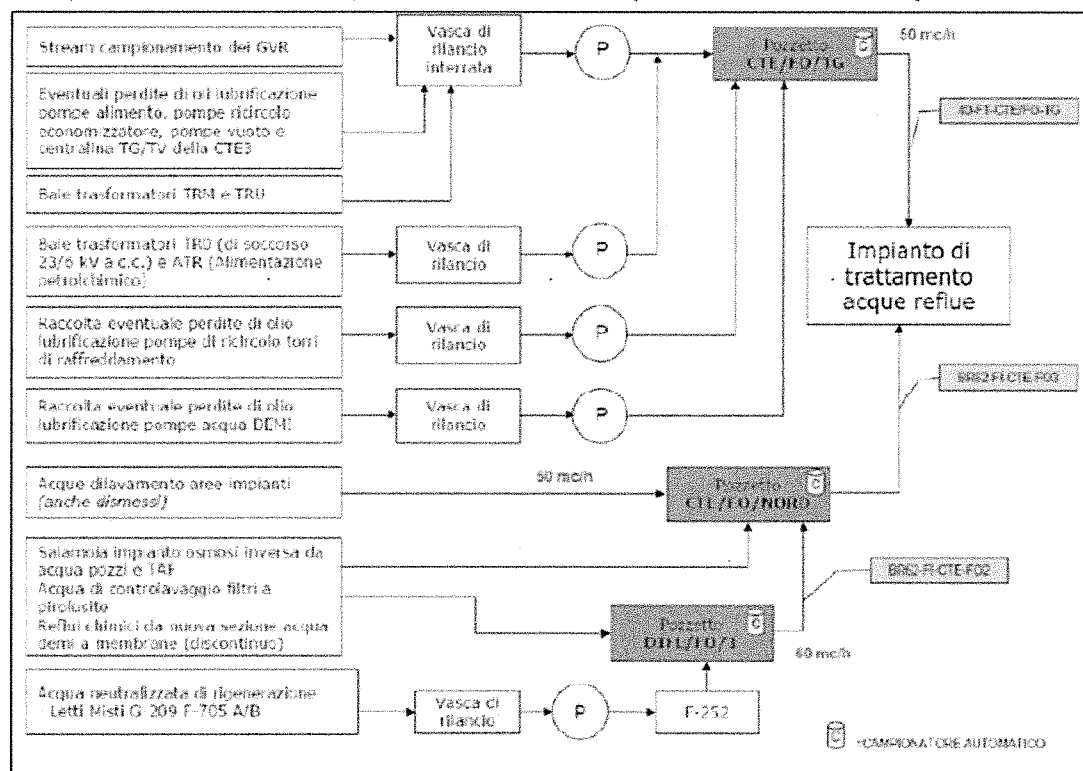
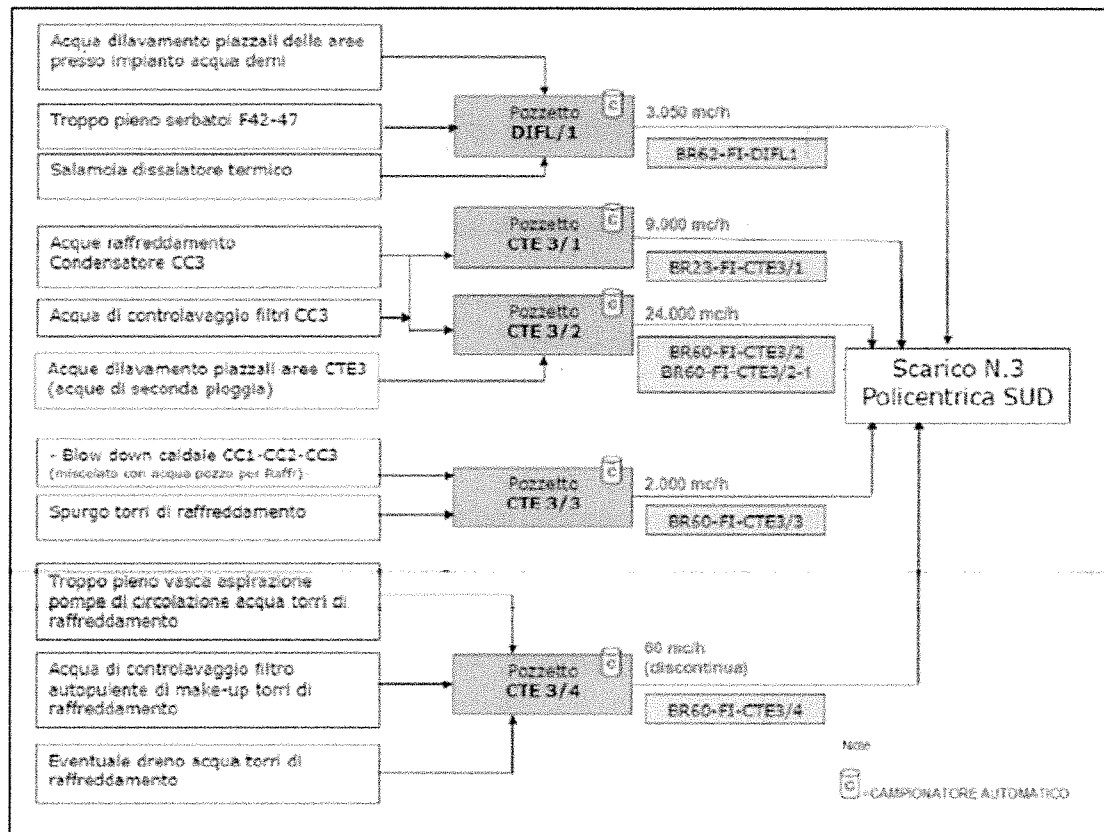
Le seguenti figure mostrano lo schema a blocchi semplificato dei sistemi di raccolta e convogliamento delle acque reflue sopra descritto.





Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi





Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Con particolare riferimento alla gestione delle acque meteoriche di dilavamento, dall'Allegato B.30 emerge che le acque meteoriche di dilavamento dello Stabilimento Enipower di Brindisi vengono convogliate:

- ad un impianto di trattamento e recupero per quanto riguarda la CTE3,
- alla rete di fogna bianca di stabilimento per le altre aree, attraverso i sistemi di captazione, realizzati per mezzo di pozzetti in c.a. e "bocche di lupo" ubicate in corrispondenza dei cordoli in cemento di separazione tra le strade e le aree d'impianto. Le dorsali sono realizzate per mezzo di condotte interrate fino ai pozzetti di scarico della fogna bianca.

La Centrale CTE3 presenta un impianto di raccolta, trattamento e recupero delle acque meteoriche, che, dopo il trattamento, vengono rilanciate all'impianto di raffreddamento.

La Centrale è stata progettata con una linea di scarico delle acque meteoriche separata fino al pozzetto fiscale CTE 3/2 e questo rende l'impianto facilmente adattabile alle esigenze di recupero delle acque di dilavamento. L'impianto di recupero, infatti, intercetta la condotta delle acque meteoriche a partire dal pozzetto CTE 3/2. Le acque recuperate vengono impiegate ad integrazione dei circuiti di raffreddamento, alimentati ad acqua mare.

La Centrale CTE Nord è stata oggetto di lavori civili per la demolizione dei gruppi GT4, GT5, della caldaia B6 e del gruppo GT11. Le attività si sono da poco concluse (fine lavori comunicata il 01/03/2019). È in corso di valutazione la soluzione tecnica per il trattamento e il recupero delle acque meteoriche anche nella Centrale CTE Nord.

La seguente tabella riporta l'elenco degli scarichi parziali afferenti agli impianti in esame e recapitanti al Sistema Fognario di Stabilimento.

Scarico finale	Scarichi parziali	Coordinate WGS84	Tipologia acque	Recettore	Impianto di trattamento	Modalità di scarico	Sistema di monitoraggio in continuo
Polimentica EST	CTE1/1	40°38'23,23'' 17°59'49,14''	Industriali di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE1/2	40°38'20,78'' 17°59'51,46''	Industriali di processo e di dilavamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Discontinuo	No
	CTE1/3	40°38'18,46'' 17°59'56,80''	Industriali di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE/FO/TG	40°38'09,22'' 18°00'05,4''	Industriali di processo	Rete fognaria di Stabilimento	Impianto Versalis S.p.A.	Continuo	No
	CTE/FO/NORD	40°38'22,65'' 17°59'49,72''	Industriali di processo e di dilavamento	Rete fognaria di Stabilimento	Impianto Versalis S.p.A.	Continuo	No



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Scarico finale	Scarichi parziali	Coordinate WGS84	Tipologia acque	Recettore	Impianto di trattamento	Modalità di scarico	Sistema di monitoraggio in continuo
	DIFL/FO /1	40°38'22,68'' 17°59'49,88''	Industriali di processo	Rete fognaria di Stabilimento	Impianto Versalis S.p.A.	Continuo	No
Policen trica SUD	DIFL/1	40°38'19,29'' 17°59'52,37''	Industriali di processo	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/1	40°37'43,97'' 18°00'05,14''	Industriali di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/2	40°37'51,65'' 18°00'18,28''	Industriali di processo e di dilavamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/3	40°37'50,93'' 18°00'18,99''	Industriali di processo e di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/4	40°37'51,93'' 18°00'18,15''	Industriali di processo e di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Discontinuo	No

Il Gestore riporta all'interno della scheda B i dati relativi alle concentrazioni di inquinanti rilevate agli scarichi parziali sopra elencati nell'anno di riferimento 2017, relativamente ai soli inquinanti la cui concentrazione è risultata superiore al limite di rilevabilità analitico



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

5.14 Rifiuti

La produzione dei rifiuti deriva dallo svolgimento delle attività di esercizio e manutenzione dell'impianto.

Le tipologie di rifiuti prodotti nel sito produttivo in esame sono riportate nella seguente tabella, tratta dalla Scheda B11, con riferimento ai quantitativi prodotti nell'anno di riferimento 2017. Relativamente alla produzione alla massima capacità produttiva, il Gestore ha dichiarato che *“le quantità di rifiuti prodotti non derivano direttamente dal processo di produzione di energia elettrica e vapore ma sono legate ad interventi di bonifica, pulizia. Pertanto, la quantità di rifiuti prodotti non è un dato costante con gli anni.”*

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità prodotta (t/anno)	Stoccaggio		
				Anno 2017	N° area	Modalità	Destinazione
080318	toner per stampa esauriti, diversi da quelli di cui alla voce 08 0317	Solido	Tutte le fasi	0,1	D1	In baia di stoccaggio	R13
120101	Limatura e trucioli di materiali ferrosi	Solido	Tutte le fasi	4,56	D1	In baia di stoccaggio	D15
150101	Imballaggi incarta e cartone	Solido	Tutte le fasi	5,76	D1	In baia distoccaggio	R13
150102	Imballaggi in plastica	Solido	Tutte le fasi	0,11	D1	In baia distoccaggio	D15
150103	Imballaggi in legno	Solido	Tutte le fasi	22,07	D1	In baia distoccaggio	R13
150203	assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02	Solido	Tutte le fasi	1,48	D1	In baia di stoccaggio	D15
160214	apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16 02 09 a 16 02 13	Solido	Tutte le fasi	1,87	D1	In baia di stoccaggio	R13
160216	componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16 02 15	Solido	Tutte le fasi	2,08	D1	In baia di stoccaggio	R13
160304	rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 16 03 03	Solido	Tutte le fasi	0,15	D1	In baia di stoccaggio	D15
160509	sostanze chimiche di scarto diverse da quelle di cui alle voci 16 05 06, 16 05 07 e 16 05 08	Solido	Tutte le fasi	0,31	D1	In baia di stoccaggio	D15
160605	altre batterie ed accumulatori	Solido	Tutte le fasi	0,02	D1	In baia distoccaggio	R13
161002	soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 16 1001	Solido	Tutte le fasi	27,72	D1	In baia di stoccaggio	D9
170202	vetro	Solido	Tutte le fasi	0,78	D1	In baia distoccaggio	D15
170203	plastica	Solido	Tutte le fasi	5,23	D1	In baia di stoccaggio	D15
				9,86			R13



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità prodotta (t/anno)	Stoccaggio		
				Anno 2017	N° area	Modalità	Destinazione
170302	miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 17 03 01	Solido	Tutte le fasi	25,07	D1	In baia di stoccaggio	D15
170402	alluminio	Solido	Tutte le fasi	0,88	D1	In baia distoccaggio	R13
170405	ferro e acciaio	Solido	Tutte le fasi	192,71	D1	In baia distoccaggio	R13
170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17 04 10	Solido	Tutte le fasi	10,72	D1	In baia di stoccaggio	R13
170504	terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03	Solido	Tutte le fasi	757,18	D1	In baia di stoccaggio	R13
170604	materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 17 06 01 e 17 06 03	Solido	Tutte le fasi	23,4	D1	In baia di stoccaggio	D15
170904	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 09 02 e 17 09 03	Solido	Tutte le fasi	11,09	D1	In baia di stoccaggio	D15
				1528,54			R13
190901	Rifiuti solidi prodotti dai processi di filtrazione e vaglio primari	Solido	Tutte le fasi	9,94	D1	In baia di stoccaggio	D15
				241,3			R13
190902	fanghi prodotti dai processi di chiarificazione dell'acqua	Solido	Tutte le fasi	25,54	D1	In baia di stoccaggio	D15
190905	resine a scambio ionico saturate o esaurite	Solido	Tutte le fasi	81,56	D1	In baia di stoccaggio	D15
200139	plastica	Solido	Tutte le fasi	0,41	D1	In baia distoccaggio	R13
200301	Rifiuti urbani non differenziati	Solido	Tutte le fasi	2,96	D1	In baia distoccaggio	R13
200304	Fanghi delle fosse settiche	Solido	Tutte le fasi	13,9	D1	In baia distoccaggio	D15
080121*	residui di vernici disverniciatori	Solido	Tutte le fasi	0,01	D1	In baia distoccaggio	D15
100104*	ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Solido	Tutte le fasi	2,48	D1	In baia di stoccaggio	D15
130205*	scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	Liquid o	Tutte le fasi	14,36	DT3	Contentitore metallico	R13
150110*	imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido	Tutte le fasi	2,5	D1	In baia di stoccaggio	D15
				1,19			R13
150111*	imballaggi metallici contenenti matrici solide porose pericolose (ad esempio amianto), compresi i contenitori a pressione vuoti	Solido	Tutte le fasi	0,16	D1	In baia di stoccaggio	R13
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	solido	Tutte le fasi	4,54	D1	In baia di stoccaggio	D15
				14,77			R13
160211*	apparecchiature fuori uso, contenenti clorofluorocarburi, HCFC, HFC	Solido	Tutte le fasi	0,51	D1	In baia di stoccaggio	R13



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità prodotta (t/anno)	Stoccaggio		
				Anno 2017	N° area	Modalità	Destinazione
160213*	apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 16 02 09 e 16 0212	Solido	Tutte le fasi	7,2	D1	In baia di stoccaggio	R13
160303*	rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	71,22	D1	In baia di stoccaggio	D15
160305*	rifiuti organici, contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	2,62	D1	In baia di stoccaggio	D15
160504*	Gas in contenitori a pressione (compresi gli halon),	gas	Tutte le fasi	0,84	D1	In baia di stoccaggio	D15
	contenenti sostanze pericolose						
161001*	soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquid o	Tutte le fasi	25,06	DT3	Contenitore metallico	D9
				53,05			D15
161003*	concentrati acquosi, contenenti sostanze pericolose	liquid o	Tutte le fasi	15,2	DT3	Contenitore metallico	D15
170204*	vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	Solido	Tutte le fasi	0,98	D1	In baia di stoccaggio	D15
				3,06			R13
170301*	miscele bituminose contenenti Catrame di carbone	Solido	Tutte le fasi	3,84	D1	In baia di stoccaggio	D15
				3,83			R13
170409*	rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	4,54	D1	In baia di stoccaggio	D15
				0,33			R13
170503*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	17,72	D1	In baia di stoccaggio	D15
170601*	materiali isolanti contenenti amianto	Solido	Tutte le fasi	0,09	D1	In baia di stoccaggio	D15
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	0,92	D1	In baia di stoccaggio	D15
170903*	Altri rifiuti dell'attività di costruzione ed demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	38,3	D1	In baia di stoccaggio	R13
200121*	tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido	Tutte le fasi	0,2	D1	In baia di stoccaggio	R13
150102	Imballaggi in plastica	Solido	Tutte le fasi	1	D1	In baia di stoccaggio	D15
				1,74			R13
160214	apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16 02 09 a 1602 13	Solido	Tutte le fasi	73,7	D1	In baia di stoccaggio	R13
160306	rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce	Solido	Tutte le fasi	0,14	D1	In baia di stoccaggio	D15
161002	soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 16 1001	Liquido	Tutte le fasi	327,84	DT3	Contenitore metallico	D9
				181,15			D15
170201	legno	Solido	Tutte le fasi	8,17	D1	In baia di distoccaggio	R13
170202	vetro	Solido	Tutte le fasi	1,16	D1	In baia di distoccaggio	R13
170203	plastica	Solido	Tutte le fasi	8,69	D1	In baia di stoccaggio	D15
				2,08			R13
170302	miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 17 03 01	Solido	Tutte le fasi	0,18	D1	In baia di stoccaggio	D15



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità prodotta (t/anno)	Stoccaggio		
				Anno 2017	N° area	Modalità	Destinazione
170401	rame, bronzo,ottone	Solido	Tutte le fasi	1,58	D1	In baia distoccaggio	R13
170402	alluminio	Solido	Tutte le fasi	23,5611,24	D1	In baia di stoccaggio	R13, R4
170405	ferro e acciaio	Solido	Tutte le fasi	2041,96	D1	In baia di stoccaggio	R13
				3130,04			R4
170407	metalli misti	Solido	Tutte le fasi	191,58	D1	In baia di stoccaggio	R13
				47,14			R4
170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17 04 10	Solido	Tutte le fasi	21,26	D1	In baia di stoccaggio	R13
170604	materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 17 0601 e 17 06 03	Solido	Tutte le fasi	2,54	D1	In baia di stoccaggio	D15
170904*	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 0902 e 17 09 03	Solido	Tutte le fasi	340,51	D1	In baia di stoccaggio	D15
				143,46			R13
050103*	morchie depositate sul fondo dei serbatoi	Solido	Tutte le fasi	0,59	D1	In baia di stoccaggio	D15
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	Liquid o	Tutte le fasi	3,32	DT3	Contentitore metallico	R13
130701*	olio combustibile e carburante diesel	Liquid o	Tutte le fasi	148,66	DT3	Contentitore metallico	D15
				8,04			R13
150110*	imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido	Tutte le fasi*	3,73	D1	In baia di stoccaggio	R13
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	solido	Tutte le fasi	0,26	D1	In baia di stoccaggio	D15
				2,26			R13
160303*	rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	214,15	D1	In baia di stoccaggio	D15
161001*	soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquid o	Tutte le fasi	32,26	DT3	Contentitore metallico	D9
				208,78			D15
70409*	rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	0,12	D1	In baia di stoccaggio	R13
170503*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	1,88	D1	In baia di stoccaggio	D15
				4,28			R13
170601*	materiali isolanti contenenti amianto	Solido	Tutte le fasi	135,32	D1	In baia di stoccaggio	D15
170603*	Altri materiali isolanti contenenti costituiti da sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	6	D1	In baia di stoccaggio	D1
				84,62			D15
170605*	materiali da costruzione contenenti amianto	Solido	Tutte le fasi	471,97	D1	In baia di stoccaggio	D15
170903*	Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	Solido	Tutte le fasi	24,63	D1	In baia di stoccaggio	D15



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

5.15 Rumore

Dalla Scheda B.14 risultano le sorgenti di rumore di seguito elencate. Il Gestore ha precisato che, essendo l'impianto a ciclo continuo, la pressione sonora rimane invariata tra giorno e notte.

Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonoramassima (dBA) ad 1 m dalla sorgente	Sistemi di contenimento nella sorgente
		Giorno/Notte	
Cicli combinati	CTE3 -Punto di misura S1	90,1	
	CTE3 - Punto di misura S2	74,7	
	CTE3 - Punto di misura S3	80,9	
	CTE3 - Punto di misura S4	75,8	
	CTE3 - Punto di misura S5	69,6	
Impianti climatizzazione	CTE3- Punto di misura S6	74,1	
Pompe serbatoi acqua demi	CTE 3 -Punto di misura S7	92,3	
Torri di raffreddamento	CTE 3 - Punto di misura S8	80,1	
	CTE 3 – Punto di misura S9	82,7	
	CTE 3 – Punto di misura S10	62,7	
Impianto di pompaggio ciclo chiuso	CTE 3 – Punto di misura S17	82	
Valvola di regolazione acqua di raffreddamento alle torri	CTE 3 – Punto di misura S11	84,8	
Centralina Metano	CTE 3 –Centralina metano	68,8	
Pompe di alimentazione	CTE Nord –Punto di rilievo S12	109,3	
Turbine	CTE Nord –Punto di rilievo S13	92,7	
Pompe impalcato Lenzi	CTE Nord – Punto di rilievo S14	92,9	
Pompe lato sud est (sotto impalcato)	CTE Nord – Punto di rilievo S15	86,4	
Impianto DEMI	CTE Nord	60 ⁽¹⁾	

(1) Dato di progetto

Il Gestore ha presentato in allegato B24 le Valutazione di impatto acustico relativa ai rilievi effettuati nel settembre 2016, rispettivamente, ai recettori e al confine dello Stabilimento.

Dall'Allegato B24 risulta che, il monitoraggio acustico è stato eseguito effettuando misure di rumore ambientale della durata di 24 ore tramite 7 stazioni di monitoraggio acustico in continuo. I punti in cui posizionare le centraline sono stati individuati lungo i confini di proprietà dello stabilimento ed in prossimità dell'oasi protetta "Salina di Punta della Contessa" (Punto P11) che rappresenta l'unico



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

ricettore sensibile presente in prossimità dello stesso. I punti sono stati definiti mediante sopralluogo preliminare svolto alla presenza di ARPA Puglia.

Il piano di zonizzazione colloca l'area di pertinenza di ENIPOWER S.p.A., ivi inclusi i punti di indagine fonometrica all'interno del petrolchimico (Punti P1 a P10), in Classe VI (Aree esclusivamente industriali). Per quanto concerne la classificazione acustica dell'oasi protetta "Salina di Punta della Contessa" (Punto P11), essa risulta collocata parzialmente (zona Nord) in Classe III (Aree di tipo misto) e parzialmente (zona Sud) in Classe I (Aree particolarmente protette).

Sia in tempo di riferimento diurno sia in tempo di riferimento notturno, in fase di analisi delle registrazioni effettuate, non è stata evidenziata la presenza né di componenti tonali nell'intervallo di frequenze compreso tra 20 Hz e 20 kHz, né di componenti impulsive.

La seguente tabella riporta la localizzazione dei punti presso cui sono stati effettuati i rilievi fonometrici documentati nella seguente relazione.

Punto di misura	Localizzazione	Coordinate
P1	Area CTE Nord, Confine Nord, bordo carreggiata viabilità di stabilimento in corrispondenza area verde	N40°38'29.126" E17°59'41.215"
P2	Area CTE Nord, Confine Est, area interna impianti in prossimità tubazioni in uscita verso impianto cracking Versalis	N40°38'22.018" E17°59'50.871"
P3	Area CTE Nord, Confine Sud, bordo carreggiata viabilità interna del polo davanti impianto dissalatore	N40°38'16.567" E17°59'50.620"
P4	Area CTE Nord, Confine Ovest, bordo carreggiata viabilità interna del polo davanti parcheggio automezzi della palazzina principale	N40°38'19.013" E17°59'43.030"
P5	Area Sud, Confine NordEst davanti torre di raffreddamento lungo la recinzione che costituisce il confine di proprietà EniPower	N40°37'59.262" E18°00'21.944"
P6	Area Sud, Confine Nord, limite binari ferroviari in corrispondenza CC3	N40°37'57.914" E18°00'08.348"
P7	Area Sud, sul confine NordOvest di proprietà, lungo viabilità di servizio davanti impianto PE1/2	N40°37'50.245" E18°00'00.334"
P8	Area Sud, Confine Ovest di proprietà, vicinanze torcia Sud Versalis	N40°37'33.332" E18°00'08.483"
P9	Area Sud, Confine Sud di proprietà, vicinanze cancello di accesso (chiuso)	N40°37'25.683" E18°00'07.286"
P10	Area Sud, Confine SudEst di proprietà, bordo carreggiata viabilità di servizio davanti CC3	N40°37'42.866" E18°00'17.676"
P11	Oasi protetta "Salina di Punta della Contessa", lungo Strada Pandi, in prossimità cancello di accesso all'area protetta	N40°37'20.065" E18°00'35.983"

La localizzazione dei punti sopra elencata è mostrata nella seguente figura:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi



Al fine di effettuare la verifica del rispetto dei valori limite previsti dal D.P.C.M. 14/11/1997 e dal Piano di Zonizzazione Acustica del Comune di Brindisi, la Relazione di cui all'Allegato B.24 riporta il calcolo del livello equivalente di rumore sul tempo di riferimento diurno e notturno a partire dagli LAeq orari misurati.

Le seguenti tabelle riportano l'esito delle misure effettuate e la valutazione del rispetto dei limiti di immissione in tempo di riferimento diurno e notturno presso tutti i punti di misura.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Livelli di Rumore Ambientale Misurati Verifica del limite assoluto di immissione in periodo di riferimento DIURNO secondo D.P.C.M. 14/11/1997 ⁽¹⁾				
Recettore	Comune	LA [dBA] ⁽²⁾	Classe di appartenenza	Limite di Immissione Diurno [dBA]
P1	BRINDISI	58.5 ± 2.4	VI	70
P2	BRINDISI	69.0 ± 2.4	VI	70
P3	BRINDISI	71.5 ± 2.4	VI	70
P4	BRINDISI	61.5 ± 2.4	VI	70
P5	BRINDISI	65.5 ± 2.4	VI	70
P6	BRINDISI	61.0 ± 2.4	VI	70
P7	BRINDISI	67.0 ± 2.4	VI	70
P8	BRINDISI	60.0 ± 2.4	VI	70
P9	BRINDISI	56.0 ± 2.4	VI	70
P10	BRINDISI	70.0 ± 2.4	VI	70
P11	BRINDISI	47.0 ± 2.4	I	50

(1) Per ciò che concerne i limiti da verificare, si veda il paragrafo B.5

(2) Livello di rumore ambientale misurato sul tempo di riferimento diurno, vedasi Paragrafo D.4 e relativa incertezza



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Livelli di Rumore Ambientale Misurati Verifica del limite assoluto di Immissione in periodo di riferimento NOTTURNO secondo D.P.C.M. 14/11/1997 ⁽¹⁾				
Recettore	Comune	LA [dBA] ⁽²⁾	Classe di appartenenza	Limite di Immissione Notturno [dBA]
P1	BRINDISI	56.0 ± 2.4	VI	70
P2	BRINDISI	69.0 ± 2.4	VI	70
P3	BRINDISI	72.0 ± 2.4	VI	70
P4	BRINDISI	61.5 ± 2.4	VI	70
P5	BRINDISI	65.5 ± 2.4	VI	70
P6	BRINDISI	59.0 ± 2.4	VI	70
P7	BRINDISI	67.0 ± 2.4	VI	70
P8	BRINDISI	62.0 ± 2.4	VI	70
P9	BRINDISI	60.0 ± 2.4	VI	70
P10	BRINDISI	68.5 ± 2.4	VI	70
P11	BRINDISI	43.0 ± 2.4	I	40

(1) Per ciò che concerne i limiti da verificare, si veda il paragrafo B.5

(2) Livello di rumore ambientale misurato sul tempo di riferimento notturno, vedasi Paragrafo D.4 e relativa incertezza

La valutazione di impatto acustico conclude come di seguito riportato:

“Sulla base dei dati raccolti, dei rilievi e dei calcoli effettuati nonché delle osservazioni formulate, si conclude che la rumorosità prodotta dall'attività industriale di ENIPOWER, Stabilimento di Brindisi, risulta conforme a quanto prescritto dalla normativa vigente, dall'AIA in vigore e dal Piano di Zonizzazione Acustica del Comune di Brindisi per quanto concerne i punti di misura localizzati sul perimetro industriale.

Per quanto concerne l'oasi protetta “Salina di Punta della Contessa”, i limiti previsti risultano rispettati in periodo diurno. Il superamento dei limiti in periodo notturno non risulta univocamente attribuibile all'attività industriale di ENIPOWER, ma è in parte dovuto in misura non quantificabile anche al contributo acustico della fauna locale ed all'estrema variabilità delle condizioni meteorologiche (umidità, velocità e direzione del vento) riscontrate nell'area. Le stesse criticità intrinseche alla ricollocazione dell'oasi protetta suddetta in Classe I (discusse al Capitolo F) prevista dalla variante al Piano di Zonizzazione Acustica, redatta in fase successiva all'installazione degli impianti, non consentono di formulare una conclusione definitiva sul clima acustico presente nell'area.”



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

5.16 Emissioni odorigene

Il Gestore ha dichiarato che nello Stabilimento Enipower di Brindisi non sono presenti fonti di emissione odorigene. Ha altresì sottolineato che il gas naturale impiegato a livello industriale non presenta il tracciante odorigeno caratteristico del metano ad uso domestico.

5.17 Altre tipologie di inquinamento

Il Gestore ha evidenziato la presenza delle seguenti ulteriori tipologie di inquinamento presso il sito in esame.

AMIANTO

Nel sito Enipower di Brindisi, è attualmente presente un quantitativo residuale di amianto, situato in apparecchiature al momento ancora in esercizio e che potrà essere definitivamente rimosso solo a seguito della dismissione delle stesse. La presenza di amianto è oggetto di periodico censimento.

RADIAZIONI ELETTROMAGNETICHE

La produzione di energia elettrica e la relativa trasformazione e distribuzione comportano la generazione di radiazioni non ionizzanti sotto forma di campi elettromagnetici. La valutazione effettuata in ambito salute e sicurezza, ai sensi del D.Lgs 81/08, della presenza di tali campi elettromagnetici e le specifiche costruttive della centrale a ciclo combinato provano che essi sono trascurabili in zone presidiate dal personale addetto alla Centrale.

6 DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO DA AUTORIZZARE

Dalla relazione riportata in Allegato C.6 risulta che Enipower, in collaborazione con il costruttore dei bruciatori Ansaldo Energia, ha sviluppato un progetto, denominato “*Progetto di modifica della gestione dell'alimentazione ai Gruppi CC2 e CC3*”, avente lo scopo di:

1. ottemperare alla seguente prescrizione dell'AIA DM n.233/2014 (cfr. paragrafo 8.3.1 “*Emissioni convogliate*”, punto 11 del Parere Istruttorio Conclusivo) che indica: “*In relazione ai sistemi di combustione installati sui gruppi CC2 e CC3, il Gestore dovrà garantire l'adeguamento dell'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico, utilizzando tempestivamente le migliori tecnologie che si renderanno via via disponibili, specificatamente per l'alimentazione con gas petrolchimico. A tal scopo, il Gestore, con cadenza biennale dalla vigenza della presente AIA, dovrà presentare ai Ministero delle Attività Produttive, dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e della Salute, nonché alla Regione Puglia, una proposta tecnico-economica di possibile adeguamento dell'impianto alle migliori tecnologie che si siano rese disponibili, al fine di ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x e CO*”,
2. superare le seguenti prescrizioni in merito all'utilizzo del gas petrolchimico nei cicli combinati CC2 e CC3 incluse nello stesso DM n.233/2014 (cfr. sezione 8.3 “*Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime*”), relative all'utilizzo della miscela di gas naturale e gas petrolchimico nella Centrale con le seguenti limitazioni operative:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

- *il controllo e la registrazione in continuo della composizione della miscela di gas utilizzato in ogni singolo impianto sia assicurato da un sistema automatico che non consenta l'invio in camera di combustione di miscele con contenuto di H₂ superiore al 15% [...]*
- *l'avviamento di ciascuna turbina a gas dei tre gruppi CC1, CC 2 e CC3 sia realizzato solamente con gas naturale fino a quando il gruppo non raggiunge il carico minimo del 60%*
- *l'eventuale impiego di miscele di gas metano e gas petrolchimico aventi contenuto di idrogeno superiore al 15%, deve essere sottoposto a nuova verifica ai sensi della normativa sulla Valutazione di Impatto Ambientale.*

La realizzazione del progetto è consistita nell'installazione sulle turbine a gas del CC2 e del CC3 di una nuova tecnologia di bruciatori denominati "VeLoNOxTM + Lancia gas" e nell'esecuzione di un lungo ciclo di prove di funzionamento e test.

A seguito delle verifiche sulla nuova tecnologia applicata e delle evidenze emerse nel corso delle prove condotte, Enipower ha ottemperato alla prescrizione di cui alla sezione 8.3.1 del DM n.233/2014 e, ritenendo superate le limitazioni relative all'utilizzo della miscela di gas naturale e gas petrolchimico indicate nelle prescrizioni del DM n.233/2014, ha sottoposto nel Febbraio 2019 a Verifica di assoggettabilità alla VIA (ai sensi dell'art.19 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) la richiesta di:

- alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con miscele di gas naturale/gas petrolchimico con un contenuto di idrogeno superiore al 15%
- alimentare le turbine a gas dei CC2 e CC3 con miscele di gas naturale/gas petrolchimico anche a carichi inferiori al 60% con minori emissioni in tutto il range di carico della macchina proposto (dal minimo tecnico, anche inferiore al 60%, al 100%) e con concentrazione di H₂ nella miscela combustibile superiori al 15%, ovvero garantendo:
 - 40 mg/Nm³ di NO_x invece di 50 mg/Nm³ (come media oraria)
 - 35 mg/Nm³ di NO_x invece di 40 mg/Nm³ (come media giornaliera, così come autorizzato dal DM n.164/2015), obiettivo, questo, da raggiungere nei 18 mesi successivi all'autorizzazione a causa della necessità di eseguire le adeguate ottimizzazioni dei parametri di combustione nelle varie condizioni ambientali.

Tale nuovo assetto è stato quindi inserito nell'ambito della presente istanza di riesame di AIA al fine di poter alimentare le turbine a gas dei Gruppi CC2 e CC3 con gas petrolchimico con carichi di macchina inferiori al 60% e con un contenuto di H₂ nella miscela combustibile superiore al 15%.

Viene di seguito riportata la descrizione del ciclo produttivo in progetto, che differisce da quanto riportato nei precedenti paragrafi per i seguenti aspetti:

- descrizione del Ciclo Produttivo (parzialmente),
- descrizione delle Interazioni con l'Ambiente (in particolare per la parte relativa alle Emissioni in atmosfera) (parzialmente).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

6.1 Nuovo ciclo produttivo della CTE3

In riferimento al progetto “*Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3*”, la sezione di interesse è la Centrale Termoelettrica CTE3, costituita da tre cicli combinati CC1, CC2 e CC3, per la produzione di energia elettrica e vapore tecnologico.

La centrale termoelettrica CTE3, costituita da tre cicli combinati e con una potenza complessiva di circa 1179 MWe, fornisce allo stabilimento petrolchimico multisocietario di Brindisi sia energia elettrica (la parte eccedente della produzione di energia elettrica viene ceduta alla Rete Nazionale) sia vapore tecnologico a MP e BP.

Ognuno dei tre cicli combinati (denominati CC1, CC2 e CC3) è costituito da un turbolternatore a gas con caldaia a recupero e un turboalternatore a vapore ed ha una potenzialità totale pari a 393 MWe.

Riguardo l'alimentazione delle turbine a gas dei cicli combinati, la situazione è la seguente:

il gruppo CC1 utilizza come combustibile esclusivamente il gas naturale;

i gruppi CC2 e CC3 possono utilizzare come combustibile il gas naturale oppure una miscela di gas naturale e gas petrolchimico.

Il gas petrolchimico (contenente principalmente metano e idrogeno) che alimenta, in miscela con il gas naturale, i gruppi CC2 e CC3, è prodotto in continuo dall'impianto steam cracking di Versalis.

Ciascun gruppo della centrale CTE3 risulta costituito dalle seguenti unità principali:

- una turbina a gas Ansaldo, modello V94.3A, della potenza di 258 MWe, accoppiata ad un alternatore;
- una caldaia a recupero a tre livelli di pressione (alta, media e bassa), di potenzialità pari a 683 MWt, dotata di surriscaldatore,
- una turbina a vapore a condensazione della potenza di 135 MWe, con estrazione di vapore a media e bassa pressione, accoppiata ad un alternatore;
- un condensatore raffreddato ad acqua mare (in ciclo chiuso proveniente da dodici torri di raffreddamento ibride per i gruppi CC1 e CC2 ed a ciclo aperto per il gruppo CC3);
- dodici torri di raffreddamento a tiraggio forzato del tipo umido/secco a controcorrente, comuni ai due gruppi CC1 e CC2;
- un trasformatore elevatore.

Allo scopo di contenere le emissioni di NOx, la turbina a gas del CC1 è equipaggiata con bruciatore di tipo VeLoNOx, mentre le turbine a gas dei gruppi CC2 e CC3 sono state recentemente equipaggiate con bruciatori di tipo “VeLoNOx + Lancia gas” di nuova tecnologia, a cui si riferisce il progetto “*Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3*”.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

6.2 Impatti ambientali

Dall'Allegato C.6 risulta che, in virtù della natura della modifica progettuale sottoposta ad istanza di riesame dell'AIA, cioè la modifica delle modalità gestionali di alimentazione delle turbine a gas dei gruppi CC2 e CC3, gli unici impatti determinati sull'ambiente sono relativi alle emissioni in atmosfera.

6.2.1 Emissioni in atmosfera

Le sorgenti di emissioni convogliate dello stabilimento Enipower di Brindisi sono costituite dai seguenti tre camini della CTE3:

- camino CC1, attraverso il quale vengono immessi in atmosfera i fumi di scarico del gruppo turbogas + caldaia a recupero senza postcombustore CC1, alimentato con gas naturale;
- camino CC2, attraverso il quale vengono immessi in atmosfera i fumi di scarico del gruppo turbogas + caldaia a recupero senza postcombustore CC2, alimentato con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico;
- camino CC3, attraverso il quale vengono immessi in atmosfera i fumi di scarico del gruppo turbogas + caldaia a recupero senza postcombustore CC3, alimentato con una miscela di gas naturale e gas petrolchimico.

La seguente tabella riporta le caratteristiche emissive delle sorgenti attuali come descritte nell'istanza di Valutazione di Assoggettabilità a VIA del progetto "Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3".

Il Gestore ha evidenziato che, rispetto alla precedente autorizzazione (AIA DM n.233/2014), grazie all'installazione dei nuovi bruciatori "VeLoNOxTM + Lancia gas" sui gruppi CC2 e CC3, da questi due camini si ha la possibilità di raggiungere una diminuzione dei limiti di emissione in termini di concentrazione di NOx nei fumi: da 50 mg/Nm³ a 40 mg/Nm³ come media oraria, da 40 mg/Nm³ a 35 mg/Nm³ come media giornaliera (quest'ultimo limite traggurabile entro i 18 mesi successivi all'autorizzazione).

camino	descrizione	funzionamento (h/anno)	H (m)	area stack (m ²)	portata secca (Nm ³ /h)	inquinante	concentrazione (nota 1) (mg/Nm ³)	% O ₂
CC1 (2)	Turbogas 683 MWt	8760	80	31,7	2.051.695	NOx (come NO ₂)	30 media giornaliera	15
						CO	30 media oraria	
CC2 (2)	Turbogas 683 MWt	8760	80	31,7	2.040.163	NOx (come NO ₂)	40 media oraria	15
							35 media giornaliera	
						CO	30 media oraria	
CC3 (2)	Turbogas 683 MWt	8760	80	31,7	2.040.163	NOx (come NO ₂)	40 media oraria	15
							35 media giornaliera	
						CO	30 media oraria	
Note:								
1. I limiti di emissione vanno rispettati per le condizioni di esercizio a regime (condizioni di carico superiore al minimo tecnico), escluse quindi le fasi di avviamento ed arresto, o i periodi di guasto.								
2. L'utilizzo nella combustione di gas naturale e gas petrolchimico, è ritenuta condizione sufficiente per ottenere il rispetto dei limiti per le polveri ed SO ₂ , secondo quanto previsto dalla BAT 4 per gli impianti di combustione (Decisione UE 2017/1442 del 31/07/2017 pubblicata in G.U. UE il 17/08/2017).								



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

7 ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI

7.1 Aria

In Allegato D.6 il Gestore ha riportato lo studio degli effetti delle emissioni in aria della centrale termoelettrica Enipower di Brindisi, confrontandoli con gli standard di qualità ambientale (SQA).

Lo studio è stato effettuato con il modello matematico di simulazione utilizzato è CALMET/CALPUFF 5.8 (EPA approved version) attraverso il software CALPUFF View Version 3 (Lakes Environmental) ed i dati meteorologici sono riferiti all'anno 2017. Gli inquinanti considerati nelle simulazioni sono: NO_x, CO.

Il soddisfacimento del criterio CA_{sito} << SQA è stato valutato direttamente esaminando i risultati delle simulazioni. Per ogni parametro di qualità dell'aria il confronto è svolto utilizzando i valori di riferimento degli SQA concentrazione calcolati dal modello nel reticolo di calcolo.

Sulla base delle valutazioni condotte, il Gestore conclude che, dal complesso di indagini disponibili e dalle simulazioni condotte per le emissioni in atmosfera alla massima capacità produttiva, non risultano indicatori di qualità ambientale (SQA) che siano significativamente influenzati dalle emissioni di stabilimento.

Come risulta dalla Scheda D.4, il Gestore ritiene soddisfatti i criteri per la valutazione di assenza di fenomeni di inquinamento significativi.

7.2 Acqua

In Allegato D.7 il Gestore ha riportato la valutazione degli effetti delle emissioni in acqua della Centrale Termoelettrica Enipower di Brindisi, confrontandoli con gli standard di qualità ambientale (SQA) elencati nella Tabella 1/A, Allegato 1 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06, al fine di pervenire ad un giudizio di rilevanza.

Da tale documento risulta che la Centrale Enipower non risulta titolare di alcun punto di scarico finale in corpo idrico. Le acque reflue prodotte da Enipower confluiscono nella rete di Stabilimento gestita da Versalis; le acque bianche dopo esser state recapitate nella fognatura di Stabilimento vengono scaricate in mare; le acque oleose vengono inviate al trattamento presso l'impianto di depurazione gestito da Versalis.

Enipower si è dotata di una procedura interna per la gestione delle acque di scarico (BRIN.hseq.opi-10_ep_r01), allo scopo di individuare compiti e responsabilità per il controllo dei punti di scarico ed il monitoraggio e l'analisi della qualità dei reflui, in accordo con quanto previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale e dal Regolamento fognario di Stabilimento.

Enipower partecipa, in collaborazione con le altre Società presenti nel polo industriale di Brindisi, ad un programma di monitoraggio delle acque marine del tratto costiero compreso tra il porto di Brindisi e la centrale termoelettrica di Cerano, condotto dalla Provincia di Brindisi. Dai risultati delle indagini sino ad ora condotte, non emergono situazioni di particolare criticità.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Come risulta dalla Scheda D.4, il Gestore ritiene soddisfatti i criteri per la valutazione di assenza di fenomeni di inquinamento significativi.

7.3 Rifiuti

Il Gestore ha presentato in allegato B.9 la descrizione delle modalità di gestione dei rifiuti adottate presso lo Stabilimento in esame, al fine della corretta gestione degli stessi.

Da tale documento risulta che i rifiuti prodotti non derivano direttamente dal processo produttivo, ma sono principalmente legati alle seguenti attività:

- pulizia e manutenzione;
- ufficio.

Il Gestore ha dichiarato che qualunque operazione che comporti la produzione di rifiuti viene preventivamente comunicata allo scopo di valutare preliminarmente la tipologia e la quantità dei rifiuti stessi, per consentire fin da subito l'individuazione del corretto percorso di smaltimento/recupero.

La Centrale Enipower di Brindisi, coerentemente con le politiche e procedure Enipower, ha istituito e applica un sistema di gestione ambientale, comprendente un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, come descritto al capitolo precedente e come riportato in risposta ai requisiti delle MTD. Enipower dispone di una serie di procedure per la gestione delle attività con impatti ambientali in condizioni di normale operatività e in condizioni di emergenza. In particolare, la procedura RIS.HSE.pro-09_ep (Gestione rifiuti) definisce le modalità operative, i compiti e le responsabilità per la gestione dei rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi prodotti all'interno dello stabilimento Enipower di Brindisi.

Tutte le fasi della gestione dei rifiuti, dalla selezione fino allo smaltimento vengono effettuate in conformità con la normativa vigente e le responsabilità delle diverse figure professionali presenti nello Stabilimento sono definite dalle procedure sopra citate. La modalità di gestione dei rifiuti prevede di seguire un ordine dettato dal livello di priorità e sostenibilità ambientale (così come definito dall'art. 179 al comma 1 del D.lgs. 152/2006), compatibilmente con le caratteristiche chimico-fisiche dei rifiuti stessi. In particolare per la gestione degli oli esausti il riferimento normativo è l'art. 216 bis del D.Lgs. 152/2006.

La società in conformità a quanto in essere all'interno del Gruppo Eni, si è dotata di un software gestionale (ECOS) per la gestione informatizzata del proprio ciclo dei rifiuti.

La procedura per la gestione dei rifiuti prodotti in centrale prevede che:

- la gestione di tutte le attività siano svolte in modo da minimizzare la produzione di rifiuti;
- ogni rifiuto prodotto venga identificato, caratterizzato, descritto e classificato con l'attribuzione di un codice CER;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

- lo stoccaggio temporaneo dei rifiuti prodotti avvenga in un'area dedicata. Il raggruppamento dei rifiuti nel deposito temporaneo avviene rispettando la delimitazione delle aree previste, mantenendo la separazione tra rifiuti pericolosi e non pericolosi e tra categorie omogenee di rifiuti;
- la scadenza di avvio alle operazioni di recupero o smaltimento è 90 giorni, indipendentemente dalla quantità in deposito;
- il trasporto a destino dei rifiuti pericolosi avvenga secondo le vigenti prescrizioni ADR, dove applicabile.

Come risulta dalla Scheda D.4, il Gestore ritiene soddisfatti i criteri per la valutazione di assenza di fenomeni di inquinamento significativi.

7.4 Rumore

Il Gestore ha presentato in allegato B.24 la Valutazione di impatto acustico redatta sulla base delle misurazioni effettuate a Settembre 2015. Gli esiti di tali monitoraggi sono già stati descritti all'interno del paragrafo 5.2 dalla normativa vigente.

Come risulta dalla Scheda D.4, il Gestore ritiene soddisfatti i criteri per la valutazione di assenza di fenomeni di inquinamento significativi.

7.5 Utilizzo efficiente dell'energia

Il Gestore ha fornito, in Allegato D.10, l'Analisi energetica riferita all'anno di esercizio 2018, redatta in accordo alla norma ISO 50001, da cui emerge che, all'interno degli impianti termoelettrici di Enipower, nei processi e nelle Unità Produttive, l'energia "primaria" viene utilizzata sia come materia prima da trasformare in energia elettrica ed energia termica, secondo rendimenti associati ad una definita tecnologia di trasformazione, sia come materia di consumo per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e per la produzione e distribuzione di utilities necessarie al funzionamento dello stabilimento.

L'analisi effettuata ha pertanto distinto tra usi energetici significativi associati ai processi di trasformazione della risorsa energetica in energia elettrica o termica, da quelli invece funzionali al processo di trasformazione (autoconsumi e produzione utilities, servizi comuni di stabilimento).

Rispetto al flusso di energia primaria in ingresso (input termico associato al combustibile), le perdite più consistenti sono attribuibili:

- a) al calore scaricato in atmosfera attraverso i fumi esausti (a valle del recupero di calore);
- b) al calore sottratto nei sistemi di condensazione del vapore (ciclo Rankine);
- c) alle dispersioni termiche per irraggiamento, convezione e trafilamento (tenute) delle macchine e della caldaia;
- d) ai sistemi di trasmissione della potenza meccanica (Turbine – Alternatori);
- e) alle perdite negli alternatori e nei trasformatori;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

f) all'alimentazione dei sistemi ausiliari (energia elettrica e/o calore).

Sulle voci a) ÷ e) è possibile, entro limiti comunque fissati dalla tecnologia di generazione utilizzata e dalla termodinamica, lavorare per ridurre le perdite termiche, ma i risultati migliori si ottengono operando gli impianti a carichi prossimi a quelli di progetto (massimo rendimento).

Per ottimizzare la voce f) invece, che impatta in misura variabile tra l'1 ed il 2% della potenza elettrica lorda prodotta, possono essere adottate tecniche comuni ad altri impianti industriali o civili (es. motori ad alta efficienza, controllo di velocità motori con inverter, sistemi di illuminazione ad alta efficienza, pompe di calore etc.).

L'analisi energetica effettuata ha individuato le aree di miglioramento per il processo termoelettrico e i Servizi ausiliari di generazione, produzione utilities, reti di distribuzione di stabilimento.

L'analisi energetica iniziale verrà rivista periodicamente (almeno ogni tre anni) e lo scenario energetico sarà costantemente monitorato, in modo da recepire l'aggiornamento di nuovi riferimenti tecnici (rendimenti di riferimento, fattori di conversione energetica, composizione mix energetici nazionali), i risultati di studi tecnico/scientifici di settore (es. valutazioni perdite energetiche di rete, nuove applicazioni di tecnologie esistenti) oppure cambiamenti apprezzabili nella composizione e/o dimensione del gruppo di competitor coi quali dovranno essere raffrontate le performance energetiche.

Il gruppo di Gestione dell'Energia valuterà, con cadenza temporale opportuna (minimo trimestrale), la significatività dei cambiamenti intervenuti per gli aspetti citati e, se necessario, coordinerà la revisione del documento coinvolgendo le unità tecniche aziendali competenti per raccogliere gli elementi utili ad apportare le necessarie modifiche alla baseline energetica.

Come risulta dalla Scheda D.4, il Gestore ritiene soddisfatti i criteri per la valutazione di assenza di fenomeni di inquinamento significativi.

8 VALUTAZIONE DI CONFORMITÀ ALLE BAT

Il confronto viene fatto rispetto a quanto indicato dalla *“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”*.

8.1 BAT Generali e per singolo processo

Si riportano di seguito le tabelle relative all'adozione delle BAT generali e per singolo processo, predisposte con le informazioni fornite dal Gestore all'interno della domanda di riesame dell'AIA (Allegato D.22).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT generali			
Comparto / Matrice ambientale	Tecnica	LCP BATC 2017	
1- SGA	Istituire e applicare un sistema di gestione ambientale (SGA) avente tutte le caratteristiche indicate.	BAT 1	La BAT 1 risulta applicata dalla centrale in esame.
1.2- Monitoraggio	Determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta.	BAT 2	La BAT 2 risulta applicata dalla centrale in esame.
1.2- Monitoraggio	Monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua.	BAT 3	La BAT 3 risulta applicata dalla centrale in esame.
1.2 Monitoraggio	Monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata nella Tabella di riferimento e in conformità con le norme EN.	BAT 4	La BAT 4 risulta applicata.
1.2 Monitoraggio	Monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata Tabella di riferimento e in conformità con le norme EN.	BAT 5	La BAT 5 non è applicabile alla centrale in esame poiché non sono effettuati trattamenti degli effluenti gassosi che producano reflui.
1.3 Prestazioni 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.	BAT 6	La BAT 6 risulta applicata.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO _x , la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR.	BAT 7	Non sono installati sistemi SCR, per cui la BAT 7 non è applicabile alla centrale in esame.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	Assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	BAT 8	La BAT 8 risulta applicata alla centrale in esame.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT generali			
Comparto / Matrice ambientale	Tecnica	LCP BATC 2017	
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	<p>Includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1):</p> <ul style="list-style-type: none">i) caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati in appresso e in conformità alle norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente;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).	BAT 9	La BAT 9 risulta applicata alla centrale in esame.
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	<p>Elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:</p> <ul style="list-style-type: none">• adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto);	BAT 10	La BAT 10 risulta applicata alla centrale in esame.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT generali			
Comparto / Matrice ambientale	Tecnica	LCP BATC 2017	
	<ul style="list-style-type: none">• 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.		
1.3 Prestazioni ambientali generali e di combustione	Monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.	BAT 11	La BAT 11 risulta applicata alla centrale in esame.
1.4 Efficienza energetica	Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione $\geq 1\ 500$ ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate.	BAT 12	La BAT 12 risulta applicata alla centrale in esame.
1.5 Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	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.	BAT 13	La BAT 13 risulta applicata nella centrale in esame.
1.5 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.	BAT 14	La BAT 14 risulta applicata dalla centrale in esame.
1.5 Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.	BAT 15	La BAT 15 risulta non applicabile alla centrale in esame poiché non sono applicati trattamenti degli effluenti gassosi che producano acque reflue.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT generali			
Comparto / Matrice ambientale	Tecnica	LCP BATC 2017	
	I BAT-AEL si riferiscono agli scarichi diretti in un corpo idrico ricevente nel punto d'uscita dall'installazione.		
1.6 Gestione dei rifiuti	<p>Al fine di ridurre la quantità dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita:</p> <ul style="list-style-type: none">a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;c) il riciclaggio dei rifiuti;d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate opportunamente combinate.	BAT 16	Non vengono prodotti rifiuti risultanti dalla combustione, né dalle tecniche di abbattimento, pertanto la BAT non è applicabile.
1.7 Emissioni sonore	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate.	BAT 17	La BAT 17 risulta applicata nella centrale in esame.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT applicate al singolo processo					
Comparto/matrice ambientale	Processo / unità	Tecnica	LCP BATC 2017	Inquinante	Dichiarato raggiungimento BAT AEL
4.1.1 Efficienza energetica	Tutte	Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate e di quelle della BAT 12.	BAT 40	-	La BAT 40 risulta applicata alla centrale in esame.
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH ₄	-	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate.	BAT 41	NOx	La BAT 41 non è applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas naturale e/o gas petrolchimico non avviene in caldaie.
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH ₄	CC1, CC2, CC3	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.	BAT 42	NOx	La BAT 42 risulta applicata alla centrale in esame.
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH ₄	-	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate.	BAT 43	NOx	La BAT 43 non è applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas naturale e/o gas petrolchimico non avviene in motori.
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH ₄	CC1, CC2, CC3	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.	BAT 44	CO	La BAT 44 risulta applicata alla centrale in esame.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT applicate al singolo processo				
Comparto/matrice ambientale	Processo / unità	Tecnica	LCP BATC 2017	Inquinante
4.1.2 Emissioni in atmosfera di NOx, CO, NMVOC e CH4	-	Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili non metanici (COVNM) e di metano (CH4) in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale in motori a gas ad accensione comandata e combustione magra, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.	BAT 45	COVNM e CH4
5.1.1. Prestazione ambientale generale	-	Al fine di migliorare la prestazione ambientale generale della combustione dei combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate e della BAT 6.	BAT 55	-
5.1.3. Emissioni di NOx e CO in atmosfera	-	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOx in atmosfera limitando le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate.	BAT 56	NOx, CO
5.1.4. Emissioni di SOx, HCl e HF in atmosfera	-	Al fine di ridurre le emissioni di SOx, HCl e HF in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate.	BAT 57	SOx, HCl, HF
				Dichiarato raggiungimento BAT AEL
				La BAT 45 non è applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas naturale e/o gas petrolchimico non avviene in motori.
				La BAT 55 non è applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas di processo da industria chimica non avviene in caldaia.
				La BAT 56 risulta non applicabile.
				La BAT 57 risulta non applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas di processo da industria chimica non avviene in caldaia.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

BAT applicate al singolo processo					
Comparto/matrice ambientale	Processo / unità	Tecnica	LCP BATC 2017	Inquinante	Dichiarato raggiungimento BAT AEL
5.1.5. Emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato	-	Al fine di ridurre le emissioni di polveri, metalli inglobati nel particolato e sostanze presenti in tracce in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate.	BAT 58	Polveri, metalli	La BAT 58 risulta non applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas di processo da industria chimica non avviene in caldaia.
5.1.6. Emissioni di composti organici volatili e di policloro-dibenzio-diossine e policloro-dibenzofurani in atmosfera	-	Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili e di policloro-dibenzio-diossine e policloro-dibenzofurani in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 6 e nella tabella della BAT 59.	BAT 59	PCDD/F, TVOC	La BAT 59 risulta non applicabile alla centrale in esame poiché la combustione del gas di processo da industria chimica non avviene in caldaia.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

9 OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

10 PRESCRIZIONI

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

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

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

Il presente parere si basa sulle informazioni trasmesse a seguito del decreto direttoriale n. 430 del 22/11/2018 di avviso del riesame delle Autorizzazioni Integrate Ambientali, per l'adeguamento dell'esercizio degli impianti con quanto previsto dalle *BATConclusions* di cui alla Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017 relative ai grandi impianti di combustione.

Il presente parere nella formulazione del quadro prescrittivo tiene inoltre in considerazione le determinazioni del decreto di esclusione dalla VIA n. 13 del 14/02/2020 e del relativo parere della CT VIA n. 3203 del 22/11/2019 in merito al progetto "Upgrading tecnologico dei sistemi di combustione dei gruppi CC2 e CC3 della centrale termoelettrica di Brindisi".

Si riportano di seguito per gli ultimi 4 anni, le ore di normale funzionamento dei 3 gruppi in esercizio della centrale:

Ore di funzionamento	2015	2016	2017	2018
CC1	4.991	6.283	6.456	7.320
CC2	7.879	8.204	7.833	7.526
CC3	6.940	8.033	8.424	7.577

Alla luce di quanto sopra riportato, il GI nominato per l'istruttoria di cui trattasi, ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo effettivo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente di riferimento, dovrà avvenire nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione (VLE) per gli inquinanti di seguito riportati, fermo restando che il Gestore è tenuto comunque al rispetto di quanto previsto dalle pertinenti *BATConclusions* di cui alla Decisione di esecuzione 2017/1442/UE del 31 luglio 2017 e dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. per gli aspetti non espressamente contemplati nelle relative *BATConclusions*.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

10.1 Sistema di gestione

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

10.2 Capacità produttiva

- 5) La Centrale dovrà essere esercita nel rispetto dell'assetto impiantistico e della capacità produttiva dichiarati nella domanda di AIA, vale a dire una potenza complessiva di 2.049 MWt suddivisa per 3 unità ognuna di potenza pari a 683 MWt. Il ciclo combinato CC1 è alimentato con gas naturale, i cicli combinati CC2 e CC3 alimentati con un mix di gas naturale e gas petrolchimico.
- 6) Tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolanti ai sensi di questa autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a implementarle. Ogni modifica dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente, come disciplinato dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

10.3 Approvvigionamento e stoccaggio di combustibili e materie prime

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

Gas naturale	per alimentare i gruppi di produzione CC1, CC2 e CC3
Gas petrolchimico	per alimentare i gruppi di produzione CC2 e CC3 in miscela con il gas naturale
Gasolio	per alimentare i gruppi di emergenza



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

- 8) Il Gestore dovrà eseguire con cadenza mensile la caratterizzazione merceologica della miscela di gas in ingresso. La relativa documentazione dovrà essere comunicata con cadenza semestrale all'Autorità di Controllo.
- 9) Il Gestore è autorizzato a utilizzare, oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime riportate in sede di domanda di AIA e necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto. L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA, suscettibili di produrre effetti sull'ambiente, è subordinata a comunicazione all'Autorità Competente e di Controllo, nella quale siano definite le motivazioni alla base della decisione e siano evidenziate le caratteristiche chimico - fisiche delle nuove materie prime utilizzate corredate di schede di sicurezza.
- 10) Tutte le forniture devono essere opportunamente identificate e quantificate, archiviando i relativi documenti di trasporto e i documenti di sicurezza e compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentano la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.
- 11) Il Gestore deve adottare tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi non possano pervenire al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto.
- 12) Il Gestore deve garantire l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente (ad esempio sostanze pericolose ecc.) mantenendo un programma di manutenzione da comunicare con le modalità di cui al PMC.
- 13) Per i medesimi serbatoi il Gestore deve anche garantire l'integrità e la funzionalità del contenimento secondario, ossia degli apprestamenti che garantiscono, anche in caso di perdita dal serbatoio, il rilascio delle sostanze nell'ambiente (bacini di contenimento, volumi di riserva, aree cordolate, fognatura segregata).

10.4 Efficienza energetica

- 14) Il Gestore, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, deve porre tra l'altro adeguata attenzione agli aspetti di "efficienza energetica", riportando la combinazione di tecniche utilizzate (Paragrafo 8.1 e 8.2. delle BATConclusions), nell'ambito di specifici "audit energetici", condotti secondo le modalità previste nel PMC, con frequenza biennale.
- 15) Il Gestore deve garantire il mantenimento, per i gruppi di combustione, di quanto previsto dalle BAT 12 e 40 della D.E. 2017/1442/UE, ed in particolare ciascun gruppo dovrà mantenere un rendimento elettrico netto di riferimento come previsto dal *range* riportato nelle BATC (50% - 60%), tenuto conto che la centrale opera come impianto di cogenerazione, il gestore potrà utilizzare il rendimento exergetico quale parametro di valutazione dell'efficienza di ciascun gruppo.

Il Gestore per i gruppi CC1, CC2, CC3, dichiara un rendimento elettrico netto effettivo su base annua per gli anni 2015-2018 come di seguito indicato:



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

2015			
	CC1	CC2	CC3
Ore di funzionamento	4.991	7.879	6.940
Rendimento Elettrico	51,2%	48,4%	51,7%
Rendimento Exergetico	51,2%	52,6%	53,4%
Rendimento 1° Principio	51,4%	63,6%	51,2%
2016			
	CC1	CC2	CC3
Ore di funzionamento	6.283	8.204	8.033
Rendimento Elettrico	51,1%	49,6%	52,5%
Rendimento Exergetico	51,1%	52,7%	53,1%
Rendimento 1° Principio	51,4%	60,9%	55,9%
2017			
	CC1	CC2	CC3
Ore di funzionamento	6.456	7.833	8.424
Rendimento Elettrico	51,0%	52,4%	50,8%
Rendimento Exergetico	51,5%	53,4%	53,4%
Rendimento 1° Principio	52,5%	55,9%	60,6%
2018			
	CC1	CC2	CC3
Ore di funzionamento	7.320	7.526	7.577
Rendimento Elettrico	51,6%	50,2%	51,2%
Rendimento Exergetico	51,8%	52,8%	53,1%
Rendimento 1° Principio	53,3%	59,3%	58,2%



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

10.5 Emissioni in atmosfera

10.5.1 Emissioni convogliate

- 16) Per quanto attiene le emissioni di macroinquinanti generate dai gruppi di produzione, 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 cui in tabella. I valori limite in concentrazione imposti si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico indicato dal Gestore (il Gestore in sede di riesame ha dichiarato un'altezza dei camini pari a 80 metri per ciascun gruppo e un **minimo tecnico per il gruppo CC1 di 105 MWe, per il gruppo CC2 di 135 MWe e per il gruppo CC3 di 135 MWe**; eventuali variazioni al minimo tecnico dovranno essere tempestivamente comunicate all'Autorità di Controllo), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

Punto emissivo	Potenza [MWt]	Portata alla max capacità [Nm³/h]	Parametro	Conc. limite D.Lgs. 152/06 [mg/Nm³]	Prestazioni BAT Conclusions per impianti esistenti [mg/Nm³]	Dati 2017 [mg/Nm³]	VLE AIA decreto n. 233 del 30/09/2014 e n. 164 del 4/08/2015 (validi fino al 17/08/2021)		O ₂
							Limiti AIA	VLE AIA (validi dal 18/08/2021)	
CC1	683	2.051.695	NOx	50 (lett. A-bis, sez. 4, parte II dell'All. II alla parte V)	18 ÷ 50 (giorno) 10 ÷ 40 (anno) Tab. 24	24,97 valore medio delle m. g.	30 (media giornaliera) 30 (media giornaliera)	30 (media giornaliera) 25 (media annua)	15
						29,70 valore massimo delle m. g.			
			CO	100 (lett. A-bis, sez. 4, parte II dell'All. II alla parte V)	valore indicativo < 5 ÷ 30 (anno) Par. 4.1.2	0,52 valore medio delle m. o.	30 (media oraria)	20 (media oraria)	15
						7,66 valore massimo delle m. o.			
CC2 CC3	683 ognuno	2.040.163 ognuno	NOx	120 (lett. A-bis, sez. 4, parte II dell'All. II alla parte V)	18 ÷ 50 (giorno) 10 ÷ 40 (anno) Tab. 24	19,52 CC2 e 23,04 CC3 valore medio delle m. g.	50 (media oraria) 40 (media giornaliera)	40 (media oraria) 35 (media giornaliera) 25 (media annua)	15
						29,93 CC2 e 29,27 CC3 valore massimo delle m. g.			
			CO	-	valore indicativo < 5 ÷ 30 (anno) Par. 4.1.2	19,52 CC2 e 23,04 CC3 valore medio delle m. o.	30 (media oraria)	20 (media oraria)	15
						34 CC2 e 37,16 CC3 valore massimo delle m. o.			
						0,42 CC2 e 0,96 CC3 valore medio delle m. o.			
						6,12 CC2 e 2,5 CC3 valore massimo delle m. o.			



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

- 17) Per i gruppi CC1, CC2 e CC3 i parametri NO_x, CO dovranno essere misurati in continuo analogamente ai seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione, umidità fumi e portata volumetrica dell'effluente gassoso.
- 18) Tenuto conto di quanto riportato nelle BAT *Conclusions* e preso atto dei dati forniti dal Gestore con comunicazione prot. 182 del 4/11/2019, sia in merito alla composizione del fuel gas che dei monitoraggi del parametro polveri, per i gruppi CC2 e CC3 tale parametro dovrà essere misurato in discontinuo con frequenza semestrale ai fini del reporting.
- 19) Relativamente ai gruppi CC2 e CC3 si prescrive di effettuare per i parametri PCDD/PCDF (in tossicità equivalente) e IPA (in mg/Nm³) un monitoraggio conoscitivo semestrale i cui esiti andranno riportati nel report annuale.
- 20) Per i parametri inquinanti monitorati in discontinuo: si definisce media del periodo di campionamento il valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna (cfr. D.E. 2017/1442/UE, pag 11). Tale media deve essere rappresentativa del funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose. Le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se la concentrazione, calcolata come media con le modalità sopra indicate, non supera il valore limite di emissione (rif. p.to 5.2, della parte dell'allegato II-alla Parte quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).
- 21) Relativamente all'insieme dei tre gruppi a ciclo combinato CC1, CC2 e CC3 si prescrive un limite massico annuale per l'inquinante NO_x comprensivo delle fasi di avviamento e spegnimento:

	fino al 17/08/2021	dal 18/08/2021	Riduzione
NO_x	1.600 t/anno	1.300 t/anno	19 %

- 22) Relativamente ai periodi transitori, le quantità emesse per eventuale evento di avvio/spegnimento devono essere in ogni caso misurate tramite SME e costituiranno elemento del reporting. I quantitativi emessi di NO_x e CO saranno riportati sia come quantità emesse per evento di avvio/spegnimento (in kg/evento), sia come quantità complessiva annua e in quest'ultimo caso per NO_x andranno inclusi nel conteggio delle quantità annuali (in t/anno).
- 23) I limiti emissivi e le prescrizioni discendenti dalla D.E. 2017/1442/UE, dovranno essere rispettati a partire dal **18 agosto 2021**, prima di tale data dovranno essere rispettate le disposizioni della previgente Autorizzazione Integrata Ambientale (D.M. 233 del 30/09/2014 e s.m.i.), ovvero il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Per l'anno 2021, considerando i diversi limiti imposti, la verifica di conformità delle medie annuali dovrà essere normalizzata sulla base delle pertinenti porzioni di anno.
- 24) Devono essere disponibili e trasmessi in continuo all'ARPA territorialmente competente le elaborazioni dei dati relativi alle concentrazioni rilevate mediante SME così come previsto per il confronto con i Valori Limite prescritti, in base alle indicazioni della stessa ARPA.
- 25) Il Gestore deve compilare e aggiornare il catasto informatizzato delle emissioni territoriali (CET) ai sensi della DGR 2613 del 28/12/2009 e DGR 180 del 19/02/2014.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

- 26) L'invio del fuel gas all'ossidatore termico W9501, di proprietà della società Versalis S.p.A., deve avvenire nel rispetto di quanto previsto dal regolamento di gestione dell'interscambio di fuel gas tra le società Versalis e Enipower. Il Gestore è tenuto a registrare tali eventi e riportarli nel Report annuale.
- 27) Sono inoltre presenti le seguenti emissioni convogliate in atmosfera di cui all'art. 272, comma 5 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.:

Fase e/o attività connessa (AC)	Punti di emissione
11MBP13 AA501	Sfiato di pressurizzazione per la linea metano della turbina a gas – gruppo CC1
12MBP13 AA501	Sfiato di pressurizzazione per la linea metano della turbina a gas – gruppo CC2
13MBP13 AA501	Sfiato di pressurizzazione per la linea metano della turbina a gas – gruppo CC3
DE1	Gruppo elettrogeno di emergenza

10.5.2 Emissioni non convogliate

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

10.6 Emissioni in corpo idrico

La centrale Enipower non è titolare di alcun punto di scarico finale in corpo idrico, ma solo di scarichi parziali che sono conferiti nella rete fognaria di stabilimento.

Le acque reflue che si generano dalle attività della centrale sono le seguenti:

- acque di raffreddamento e meteoriche (inviate alla rete fognaria di acque bianche di Versalis);
- acque accidentalmente oleose (inviate all'impianto di trattamento acque di Versalis).

In particolare allo **Scarico n. 2 - Policentrica EST**, di proprietà della Società Versalis, sono convogliate le acque di raffreddamento, le acque meteoriche di dilavamento e le acque saline in uscita dal nuovo impianto DEMI attraverso i pozzetti fiscali CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3, CTE1/4; allo **Scarico n. 3 - Policentrica SUD**, di proprietà della Società Versalis, sono convogliate le acque di raffreddamento e le acque meteoriche di dilavamento attraverso i pozzetti fiscali DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3, CTE3/4.

Le acque meteoriche inquinate, le acque oleose e dei reflui civili, sono inviate all'impianto di trattamento fisico-chimico della Società Versalis, attraverso i pozzetti fiscali CTE/FO/TG e CTE/FO/NORD (in quest'ultimo convogliano anche le acque che passano dal pozzetto DIFL/FO/1),



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

e dopo il trattamento finiscono allo Scarico n. 3 - Policentrica SUD.

- 29) Per i punti di scarico parziale CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3, CTE1/4, DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3 e CTE3/4 devono essere verificati e rispettati i limiti indicati nella Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come di seguito riportata.

Numero parametro	PARAMETRI	unità di misura	Scarico in acque superficiali
1	pH	---	5,5 – 9,5
2	Temperatura	°C	[1]
6	Solidi sospesi totali [2]	mg/L	≤ 80
7	BOD ₅ (come O ₂) [2]	mg/L	≤ 40
8	COD (come O ₂) [2]	mg/L	≤ 160
9	Alluminio	mg/L	≤ 1
10	Arsenico	mg/L	≤ 0,5
11	Bario	mg/L	≤ 20
14	Cromo Totale	mg/L	≤ 2
15	Cromo VI	mg/L	≤ 0,2
16	Ferro	mg/L	≤ 2
17	Manganese	mg/L	≤ 2
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
26	Cloro attivo libero	mg/L	≤ 0,2
31	Fluoruri	mg/L	≤ 6
32	Fosforo totale (come P) [2]	mg/L	≤ 10
42	Tensioattivi totali	mg/L	≤ 2
50	Escherichia coli [4]	UFC/100mL	Nota



Commissione Istruttoria AIA - IPPC

Enipower S.p.A. di Brindisi

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

[1] Poiché la società Enipower gestisce soltanto scarichi parziali, il controllo del parametro temperatura sarà relativo alla sola verifica che il valore, in corrispondenza del punto di scarico parziale, non superi i 35 °C.

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

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

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

- 30) Relativamente al parametro boro il Gestore deve effettuare il monitoraggio con frequenza annuale nei punti di controllo degli scarichi parziali: **CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3, CTE1/4, DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3 e CTE3/4**. I risultati di tali monitoraggi devono essere confrontati con un analogo monitoraggio su un campione prelevato all'ingresso, secondo le modalità indicate dal Piano di Monitoraggio e Controllo, riportando gli esiti nel Report annuale.
- 31) I punti di scarico parziale **CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3, CTE1/4, DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3 e CTE3/4** sono soggetti ai seguenti monitoraggi, secondo le frequenze di seguito riportate:

Scarico parziale	Parametri da monitorare	Frequenza dei controlli
CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3, CTE1/4 DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3, CTE3/4	Portata	continua
	pH, temperatura, solidi sospesi totali, COD, cloro attivo libero	trimestrale
	Parametri di cui alla Tab. 3, All. 5, D.Lgs. 152/06 e smi come indicata alla prescrizione n. 29	annuale



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

- 32) I punti di scarico parziale **CTE/FO/TG** e **CTE/FO/NORD** recapitanti all'impianto di trattamento della Società Versalis sono soggetti ai monitoraggi, e con le frequenze di seguito riportate, fermo restando il rispetto dei valori limite indicati nel regolamento fognario "*Gestione della rete fognaria dell'insediamento petrolchimico multisocietario di Brindisi – regolamento*". Gli esiti di tali monitoraggi devono essere riportati nel Report annuale.

Scarico parziale	Parametri da monitorare	Frequenza dei controlli
CTE/FO/TG e CTE/FO/NORD	Portata	continua
	COD, idrocarburi totali, solidi sospesi totali, solfuri, pH, caratteri organolettici, eventuali altri parametri previsti nel regolamento fognario	trimestrale

- 33) Preso atto che il Gestore ha comunicato che a partire dal gennaio 2019 è stato trapiantato l'obiettivo dell'azzeramento dell'utilizzo dell'acqua di pozzo per la produzione di acqua demineralizzata, si autorizza la possibilità di utilizzare l'acqua di pozzo per l'alimentazione all'impianto a membrane a osmosi inversa ad acqua dolce, fino al 31/12/2023, solo in situazioni di emergenza, al fine di garantire la continuità di marcia del petrolchimico. Tali eventi devono essere registrati da Gestore e riportati nel Report annuale.
- 34) Si prescrive al Gestore di collaborare al mantenimento del monitoraggio marino attivato a partire dal 2008 per il controllo dello stato di qualità ambientale. Il Piano di monitoraggio dovrà essere aggiornato sia nelle attività che nelle previsioni di spesa che, comunque, dovranno rimanere a carico del Gestore nella sola misura definita dalla Convenzione sottoscritta con la Provincia di Brindisi e le altre aziende dell'area industriale di Brindisi.

10.7 Rifiuti

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



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

Area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati (CER)
DT1	2.600 m ³	2.800 mq	Area attrezzata: cementata, suddivisa in n. 13 box ciascuno dei quali dotati di copertura metallica, sistema di raccolta delle acque che collette le stesse in una vasca dalla quale vengono estratte e smaltite come rifiuto	050103*, 080121*, 080318, 100104*, 120101, 120116*, 120117, 150101, 150102, 150103, 150110*, 150111, 150202*, 150203, 160103, 160211*, 160212*, 160213*, 160214, 160215*, 160216, 160303*, 160304, 160305*, 160306, 160504*, 160506*, 160509, 160601*, 160650, 160708*, 160709*, 161001*, 161002, 161003*, 161106, 170101, 170201, 170202, 170203, 170204*, 170301*, 170302, 170401, 170402, 170405, 170407, 170409*, 170410*, 170411, 170503*, 170504, 170601*, 170603*, 170640, 170605*, 170903*, 170904, 190901, 190902, 190905, 200121*, 200139, 200301, 200304
DT3	14 m ³	-	Serbatoio posto all'interno di un bacino di contenimento recintato	130205*, 130208*, 130701*, 130802*

- 36) Nell'avvalersi del deposito temporaneo, il Gestore dovrà comunque rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti:
- a) Tenuta del registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui all'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per cinque anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Autorità di Controllo qualora ne faccia richiesta.
 - b) Divieto di miscelazione ai sensi dell'art. 187 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., in base al quale è vietato miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi di cui all'allegato G alla parte quarta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ovvero rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi.
- 37) Ai sensi dell'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il trasporto dovrà essere effettuato da imprese in possesso di regolare autorizzazione e dovranno essere accompagnati da un formulario di



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

identificazione redatto in quattro esemplari, compilato, datato e firmato dal produttore/detentore (Gestore) in cui dovranno essere indicati: nome ed indirizzo del produttore/detentore; origine, tipologia e quantità del rifiuto; impianto di destinazione; data e percorso dell'istradamento; nome ed indirizzo del destinatario. Una copia del formulario dovrà rimanere presso il Gestore e le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore, che provvede a trasmetterne copia al Gestore. Durante la raccolta ed il trasporto i rifiuti pericolosi dovranno essere imballati ed etichettati in conformità alle normative vigenti in materia. Per quanto non espressamente prescritto, valgono comunque le pertinenti disposizioni di cui all'art. 193 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Valgono inoltre le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".

- 38) Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti secondo le tempistiche di norma identificandoli con il relativo codice europeo dei rifiuti (CER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- 39) Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- 40) Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata preventivamente all'Autorità di controllo nonché riportata nel rapporto annuale.
- 41) Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte quarta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto delle seguenti prescrizioni tecniche:
 - a) le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
 - b) lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
 - c) ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
 - d) la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

- e) i rifiuti devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
- f) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti devono essere gestite coerentemente con le prescrizioni di cui al precedente paragrafo. Ove la disciplina di settore non preveda espressamente obblighi differenti, tali acque devono essere collettate ed inviate ad impianto di trattamento reflui, purché non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. In particolare, le acque di dilavamento di zone suscettibili di contaminazione di oli, dovranno essere trattate come rifiuto liquido e, pertanto, non dovranno essere lasciate confluire in alcun caso nella sezione di trattamento delle acque inquinabili da oli;
- g) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- h) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al meno al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati;
- j) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi:
 - i serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
 - i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
 - il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e secondo le caratteristiche tecniche avendo a riferimento



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

l'allegato C al D.M. 392/1996;

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

10.8 Rumore

- 48) Il Gestore è tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di immissione di cui alla normativa vigente e dalla zonizzazione acustica comunale, in funzione della classe acustica di appartenenza.
- 49) Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Autorità di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

- 50) Il Gestore deve effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente, anche effettuando una misura dei limiti emissivi, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni, per verificare non solamente il rispetto dei limiti, ma anche il raggiungimento degli obiettivi di qualità del rumore di cui alla vigente pianificazione territoriale in materia.
- 51) Le misure e le successive elaborazioni dovranno essere effettuate da un tecnico competente in acustica, specificando le caratteristiche della strumentazione impiegata, i parametri oggetto di monitoraggio, le frequenze e le modalità di campionamento e analisi. Tali analisi dovranno inoltre ricomprendere le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto. Tutte le misurazioni dovranno essere eseguite secondo le prescrizioni contenute nel DM 16/03/1998 e s.m.i. nonché nel rispetto della normativa regionale.
- 52) Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati e mantenuti tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al DPCM 14/11/1997 e s.m.i.
- 53) Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.

10.9 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

- 54) Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio della propria Centrale, possa essere compromessa la qualità delle acque di falda profonda, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e Comune.
- 55) Ai fini di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e delle acque ad opera di sversamenti oleosi o sversamenti di materie prime, dovranno essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:
- a) le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi pozzetti di raccolta per l'invio del prodotto oleoso all'impianto di trattamento;
 - b) i bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio.
 - c) annotazione su apposito registro delle anomalie riscontrate su impianti, dispositivi,



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

serbatoi e bacini di contenimento nonché annotazione dei relativi interventi eseguiti, rendendo disponibile lo stesso all'Autorità di Controllo.

- 56) Il Gestore dovrà rispettare gli obblighi ricollegabili all'ubicazione dell'impianto all'interno del SIN di Brindisi, nonché di quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione. Il Gestore dichiara che i pozzi barriera presenti in aree Enipower sono 6: **BAR29, BAR30, BAR32, BAR33, BAR63, BAR 64**, per i quali i relativi monitoraggi con frequenza trimestrale sono affidati alla Società Syndial. I parametri da monitorare sono quelli previsti dal documento "Piano di monitoraggio per la verifica dell'efficacia idraulica e idrochimica della barriera idraulica attiva nel petrolchimico di Brindisi". Gli esiti di tali monitoraggi devono essere riportati nel Report annuale.

10.10 Odori

- 57) Il Gestore è tenuto a mantenere in efficienza tutte le procedure tecnico-operative necessarie a limitare le emissioni odorigene.
- 58) Per tutti i processi di lavorazione che comportino emissioni odorigene (derivanti da vasche, serbatoi aperti, stoccaggi in cumuli o da altre fonti di emissioni diffuse) si applicano i disposti della legislazione vigente.

10.11 Altre forme di inquinamento

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

10.12 Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

- 60) 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.
- 61) Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine i bacini di contenimento dei serbatoi di combustibili liquidi devono poter contenere tutto o in parte il volume del serbatoio stesso (dal 50 al 75%



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

della massima capacità di tutti i serbatoi o per lo meno il volume massimo del più grande dei serbatoi).

- 62) Inoltre il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.
- 63) 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;
- 64) 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.
- 65) 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.
- 66) 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, al Comune e ad ARPA. Fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

10.13 Dismissione e ripristino dei luoghi

- 67) Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione totale o parziale, dovrà presentare all'Autorità Competente, per la successiva valutazione, un piano di dismissione, dettagliando il programma di fermata definitiva, pulizia,



Commissione Istruttoria AIA - IPPC Enipower S.p.A. di Brindisi

protezione passiva e messa in sicurezza degli impianti. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse.

11 PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

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

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

- Id. 950: Parere CIPPC n. 308 del 10/03/2017, relativo al riesame dell'AIA per l'ottemperanza alla prescrizione di cui all'art. 1, comma 4 del Decreto AIA n. 233 del 30/09/2014 in merito al piano di messa in sicurezza e fuori servizio degli impianti da attuare in caso di dismissione totale o parziale degli impianti stessi.

12 ATTI SOSTITUITI

Il presente parere sostituisce, nei modi e nei tempi ivi indicati, quello allegato al Decreto di autorizzazione integrata ambientale D.M. n. 233 del 30/09/2014 rilasciato alla società Enipower S.p.A., per l'esercizio della centrale termoelettrica di Brindisi, e i relativi successivi atti di modifica ed aggiornamento, ovvero:

- Id. 899: Parere CIPPC n. 72 del 20/01/2016, relativo al riesame dell'AIA per l'ottemperanza alla prescrizione di cui all'art. 1, comma 3 del Decreto AIA n. 233 del 30/09/2014 sulla possibilità tecnica di ricevere ed utilizzare nella centrale termoelettrica, oltre al gas petrolchimico già fornito da Versalis, anche gli altri gas che sono inviati nel sistema torce;
- Id. 904: decreto n. 164 del 4/08/2015, relativo al riesame dell'AIA per riconsiderare la prescrizione che prevede per i gruppi CC2 e CC3 un limite di emissione per gli NO_x pari a 30 mg/Nm³ da conseguire entro 9 mesi dal rilascio dell'AIA;
- Id. 1101: Parere CIPPC n. 776 del 23/05/2017, relativo al riesame dell'AIA per la realizzazione di un nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata;
- Id. 180/9628: Parere CIPPC n. 665 del 12/04/2019, relativo alla modifica dell'AIA relativa all'utilizzo acqua da TAF presso il nuovo impianto demineralizzazione a membrane.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

13 DURATA, RINNOVO E RIESAME

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

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

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

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

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

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

- a giudizio dell'autorità competente ovvero, in caso di installazioni di competenza statale, a giudizio dell'amministrazione competente in materia di qualità della specifica matrice ambientale interessata, l'inquinamento provocato dall'installazione è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite, in particolare quando è accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dagli strumenti di pianificazione e programmazione di settore;
- le migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentono una notevole riduzione delle emissioni;
- a giudizio di una amministrazione competente in materia di igiene e sicurezza del lavoro,



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Enipower S.p.A. di Brindisi

ovvero in materia di sicurezza o di tutela dal rischio di incidente rilevante, la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;

- d) sviluppi delle norme di qualità ambientali o nuove disposizioni legislative comunitarie, nazionali o regionali lo esigono;
- e) una verifica di cui all'articolo 29-*sexies*, comma 4-*bis*, lettera b), ha dato esito negativo senza evidenziare violazioni delle prescrizioni autorizzative, indicando conseguentemente la necessità di aggiornare l'autorizzazione per garantire che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni corrispondano ai "livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili".



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

PEC: CRESS@PEC.minambiente.it

PEC: CIPPC@pec.minambiente.it

OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_Rev2 Post CdS del 25/11/2020) della domanda di AIA presentata da Enipower S.p.A CTE di Brindisi ID 10121

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo (CIPPC.Registro Ufficiale.U.936 del 21/09/2020 nota acquisita da ISPRA con prot. n. 42635 del 21/09/2020) relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.

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

Il Responsabile

Ing. Fabio Ferranti

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

All.c.s



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

Art. 29-sexies, comma 6

GESTORE	ENIPOWER S.P.A.
LOCALITA'	Brindisi (BR)
DATA DI EMISSIONE	25/11/2020
NUMERO TOTALE DI PAGINE	81
Referenti ISPRA	Ing. Federica Bonaiuti
Coordinatore	Ing. Roberto Borghesi, responsabile della sezione analisi integrata dei cicli produttivi industriali

INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA	5
PREMESSA	6
TERMINI E DEFINIZIONI.....	7
CONTENUTO E FINALITA' DEL PMC	10
STRUTTURA DEL PMC	10
PRESCRIZIONI GENERALI DEL PMC	10
<i>SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI</i>	15
1. GENERALITA' DELL'INSTALLAZIONE IPPC E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.....	15
1.1. Generalità dello Stabilimento.....	15
1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie	15
1.3. Consumo di combustibili	16
1.4. Caratteristiche dei combustibili	17
1.4.1. Stoccaggi e linee di distribuzione dei combustibili e materie prime	18
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI.....	19
2.1. Consumi idrici.....	19
2.2. Produzione e consumi energetici	20
3. EMISSIONI IN ATMOSFERA	21
3.1. Emissioni convogliate.....	21
3.1.1. Punti di emissione convogliata.....	21
3.1.2. Controllo delle emissioni convogliate in aria	22
3.2. Monitoraggi sui transitori degli impianti di combustione.....	23
3.3. Emissioni non convogliate	24
4. EMISSIONI IN ACQUA	29
5. RIFIUTI.....	31
6. EMISSIONI ACUSTICHE	33
7. EMISSIONI ODORIGENE.....	34
8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO	34
9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE	35
<i>SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI</i>	38
10. ATTIVITÀ DI QA/QC	38
10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)	38



10.2. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici	42
10.3. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	43
11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI	43
11.1. Combustibili.....	46
11.2. Emissioni in atmosfera.....	47
11.3. Scarichi idrici	51
11.4. Livelli sonori.....	59
11.5. Emissioni odorigene (ove prescritto)	59
14.1. Rifiuti	59
14.2. Misure di laboratorio.....	60
14.3. Controllo di apparecchiature.....	61
<i>SEZIONE 3 – REPORTING</i>	62
15. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC	62
15.1. Definizioni	62
15.2. Formule di calcolo	63
15.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità.....	64
15.4. Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	65
15.5. Violazione delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale	65
15.6. Comunicazioni in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente	66
15.7. Comunicazioni in caso di manutenzione straordinaria e arresto, dell'installazione per manutenzione	68
15.8. Valutazione e gestione del rischio di eventi esterni	68
15.9. Obbligo di comunicazione annuale (Reporting)	69
15.10. Conservazione dei dati provenienti dallo SME.....	79
15.11. Gestione e presentazione dei dati.....	80
QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO.....	81

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 D.M. n. 233 del 30/09/2014 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. Istanza di **riesame dell'AIA**, di cui alla nota DVA_MATTM di avvio del procedimento istruttorio acquisita con n. prot. 26173 del 27/10/2016 (**ID 180/1101**) inerente la realizzazione di una nuova sezione di produzione di acqua demi mediante un sistema di trattamento a membrana alimentato con acqua di mare.
2. **Riunione del Gruppo Istruttore (GI)** della Commissione Istruttoria AIA-IPPC, nominato per l'istruttoria "Enipower Stabilimento di Brindisi", tenuta in data 18/04/2017 per l'audizione del Gestore in merito a chiarimenti chiesti dalla Provincia di Brindisi (ex nota suo prot. n. 11896 del 11/04/2017) sulla documentazione di riesame presentata.
3. Istanza di **modifica dell'AIA**, di cui alla comunicazione di avvio del procedimento istruttorio trasmessa con prot. m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0019531.30-08-2018 (**ID 180/9628**), per il progetto di utilizzo Acqua da TAF presso il nuovo impianto a membrana.
4. Istanza di **riesame dell'AIA**, di cui alla comunicazione di avvio del procedimento istruttorio trasmessa con prot. m_amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0011960.13-05-2019 (**ID 180/10121**), per verifica del posizionamento dell'impianto rispetto a quanto indicato nelle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 Luglio 2017).

N° aggior name nto	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
1	ID 180- CTE Enipower di Brindisi – PMC del 04/05/2017	04/05/2017	ID 180/1101 Riesame dell'AIA: aggiornamento del PMC per la parte relativa al § 5 "Monitoraggi delle emissioni in acqua", in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo di cui al prot. m_amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000776.23-05-2017
2	ID 180- CTE Enipower di Brindisi – PMC del 12/04/2017 (prot. ISPRA n. 24576)	12/04/2019	ID 180/9628 Modifica dell'AIA: aggiornamento del PMC per la parte relativa alla registrazione dei consumi di acqua di TAF, in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo di cui al prot. m_amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000665.12-04-2019

N° aggior name nto	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
3	ID_180_10121_CTE- G_EniPower_Brindisi_BR_ RIE_PMC_07_05_2020	07/05/2020	ID 180/10121 Riesame complessivo dell'AIA: aggiornamento dell'intero Piano di Monitoraggio e Controllo in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo di cui al prot. m_ amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000221726.26-02-2020
4	ID_180_10121_CTE- G_EniPower_Brindisi_BR_ RIE_PMC_Rev01_22_09_ 2020	22/09/2020	ID 180/10121 Riesame complessivo dell'AIA: aggiornamento in coerenza con il Parere istruttorio Conclusivo di cui al prot. m_ amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000936.21-09-2020, emesso a valle delle osservazioni a PIC e PMC presentate dal Gestore per la Conferenza dei Servizi

PREMESSA

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

TERMINI E DEFINIZIONI

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

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

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



Commissione 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 MATTM in materia di AIA, si avvale del supporto tecnico-scientifico dell'ISPRA e degli elementi tecnici che ISPRA fornisce con la Relazione Istruttoria.

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

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

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

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

Parere 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 D.Lgs. 152/06 (Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti AIA).

Il PIC riporta, in accordo a quanto riportato all'art 2 del DM del 16/12/2015 n. 274, il quadro prescrittivo e tiene conto della domanda presentata dal Gestore e delle Osservazioni presentate dal



pubblico, nonché dagli esiti emersi dalle riunioni del GI (con o senza il Gestore), dagli eventuali sopralluoghi presso gli impianti e dalla Conferenza dei Servizi.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) def. contenuta nel PIC: I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione ambientale integrata, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione 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 ambientale), comma 6 del D.Lgs. n. 152/06, stabilisce che: *“Nell'ambito della Conferenza dei servizi di cui al comma 5, vengono acquisite le prescrizioni del sindaco di cui agli articoli 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265, nonché la proposta dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, per le installazioni di competenza statale, o il parere delle Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente, per le altre installazioni, per quanto riguarda le modalità di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente.*

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

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

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

CONTENUTO E FINALITA' DEL PMC

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

- i requisiti di controllo delle emissioni basandosi sulle conclusioni delle BAT applicabili;
- la metodologia, la frequenza di misurazione;
- le condizioni per valutare la conformità e la procedura di valutazione;
- l'obbligo di comunicare all'autorità competente periodicamente, ed almeno una volta all'anno, i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione.

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

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

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

STRUTTURA DEL PMC

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

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

PRESCRIZIONI 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 EN 17025:2018.

Relativamente ai rifiuti tale piano di campionamento dovrà essere redatto in base alla norma UNI EN 14899:2006.

3. La misura dei parametri inquinanti autorizzati, dovrà avvenire generalmente nelle condizioni più gravose dal punto di vista ambientale; per le emissioni in atmosfera, in riferimento all'art. 1, c.2, punto c) del D.Lgs. 30/7/2020 dovrà essere effettuata nelle *condizioni più rappresentative* di esercizio.
4. Il gestore dovrà predisporre l'accesso ai seguenti punti di campionamento e monitoraggio:
 - punti di campionamento delle emissioni in atmosfera;
 - aree di stoccaggio dei rifiuti nel sito;
 - pozzetti di campionamento fiscali per le acque reflue;
 - pozzi utilizzati nel sito.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, nel rispetto delle norme vigenti in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

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

A. DIVIETO DI MISCELAZIONE

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

B. VALUTAZIONE DEGLI ESITI DEGLI AUTOCONTROLLI

Il Gestore dovrà prevedere una procedura di valutazione degli esiti degli autocontrolli e dovrà prevedere l'analisi delle eventuali non conformità alle prescrizioni AIA ed anomalie/guasti e delle misure messe in atto al fine di ripristinare le condizioni normali e di impedire che le non conformità ed anomalie/guasti si ripetano, oltre che una valutazione dell'efficacia delle misure adottate. Tale procedura potrà essere già attuata anche nell'ambito del Sistema di gestione Ambientale.

C. SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

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

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

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

D. GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI

1. Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l’esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all’Autorità Competente e ad ISPRA ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti da ISPRA.

2. Tutti i rapporti che dovranno essere trasmessi ad 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.

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.



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 ad ISPRA nel mese di aprile, agosto e dicembre di ciascun anno.
4. Al fine di avere un quadro completo degli adempimenti di legge a cui è soggetta l'installazione in riferimento al TUA e smi, il gestore dovrà mantenere aggiornato il Registro degli Adempimenti di Legge in riferimento a quando già previsto e predisposto per i sistemi di gestione ambientale (certificati ISO 14001 e/o EMAS o meno). Tale Registro, analogamente al DAP, dovrà essere trasmesso con frequenza quadrimestrale ad ISPRA nel mese di aprile, agosto e dicembre di ciascun anno.

E. DECOMMISSIONING

1. PIANO DI MASSIMA: il Gestore deve predisporre un Piano di cessazione/dismissione di massima con annesso crono programma/GANTT di attuazione al fine di individuare:
 - a. le aree del sito oggetto di intervento, con indicazione 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;
 - e. le attività di ripristino del sito ai sensi della normativa vigente.
2. Il Piano di massima deve contenere una descrizione delle procedure da mettere in atto e dei sistemi da operare al fine di mitigare gli eventuali impatti ambientali durante le fasi di dismissione, con relativa definizione e quantificazione (anche su base stima) delle interazioni con le varie matrici ambientali.
3. Il Piano di massima deve prevedere inoltre una proposta di pianificazione delle misure di monitoraggio da attuarsi durante le fasi di decommissioning dell'impianto, che riguardino in particolar modo il monitoraggio degli effetti sull'ambiente durante le fasi di smantellamento dell'impianto e dei presidi ambientali eventualmente mantenuti operativi.
4. Tale Piano di massima dovrà essere trasmesso ad ISPRA nell'ambito del reporting annuale non oltre i 18 mesi dal rilascio dell'AIA.

5. PIANO DEFINITIVO: Qualora il Gestore decidesse di effettuare la dismissione, il Piano di cessazione/dismissione di massima già presentato, con il relativo crono programma/GANTT di attuazione, dovrà essere opportunamente integrato, con il grado di dettaglio di un Piano Definitivo relativamente a tutti gli aspetti ambientali e in particolare:
- le aree del sito oggetto di intervento, con indicazione dettagliata delle parti di impianto che si intende dismettere e/o smantellare;
 - 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;
 - 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;
 - 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:
- 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);
 - le attività di ripristino ambientale del sito alle condizioni della Relazione di Riferimento (nel caso di installazioni soggette alla presentazione della Relazione di Riferimento);
 - 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);
 - le attività di rilevazione di un'eventuale grave contaminazione del suolo, al fine dell'eventuale attivazione degli obblighi di bonifica.
6. Il Suddetto piano e dovrà essere trasmesso all'Autorità Competente e ad ISPRA almeno 1 anno prima dell'avvio previsto per i lavori (o in un tempo ritenuto congruo con l'attuazione del cronoprogramma previsto dal Gestore).
7. Il gestore dovrà infine comunicare con anticipo di almeno 30 giorni lavorativi le date di inizio e fine dei lavori.

SEZIONE 1 – AUTOCONTROLLI

1. GENERALITA' DELL'INSTALLAZIONE IPPC E APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

1. Le forniture di combustibili, di oli lubrificanti e materie prime ed ausiliarie, in sede di prima fornitura per specifica tipologia, devono essere opportunamente caratterizzate.

La caratterizzazione dei combustibili e materie prime può essere effettuata anche con la disponibilità in sito delle "Schede Informative di Sicurezza".

2. Le quantità di combustibile, di oli e di tutte le materie prime e ausiliarie utilizzate nei processi operativi devono, ad ogni fornitura, essere registrate su appositi registri in forma elettronica.
3. Il rapporto sugli approvvigionamenti di combustibili e materie prime ed ausiliarie deve essere compilato e trasmesso all'Autorità Competente e ad ISPRA con cadenza annuale.

1.1. Generalità dello Stabilimento.

Lo Stabilimento presenta le seguenti caratteristiche produttive, come da AIA indicate nelle tabelle seguenti.

1. Deve essere registrata la produzione dalle varie attività, come precisato nella seguente tabella.

Produzione dalle attività IPPC e non IPPC			
Codice IPPC: 1.1. Combustione di combustibili in installazione con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MWt			
Prodotto	Unità di Misura	Metodo di rilevazione	Frequenza autocontrollo
Energia Elettrica	MWh	contatore	Mensile

1.2. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

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

Principali materie prime e ausiliarie					
Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Vapore	F1: produzione di energia elettrica e vapore	quantità consumata in ciascun gruppo e in totale	tonnellate	giornaliera	compilazione file

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Materie prime ausiliarie (elencare le materie utilizzate e la fase di utilizzo)	F2: Sistema di trattamento a circuito chiuso dei gruppi CC1 e CC2 della CTE/3 F3: sistema di raffreddamento a circuito aperto per i condensatori dei gruppi GT1 e GT6 e al ciclo CC3 F4: Produzione di acqua demineralizzata	quantità totale consumata	tonnellate	mensile	compilazione <i>file</i>
Oli lubrificanti / isolanti	Tutte le fasi	quantità totale consumata	tonnellate	mensile	compilazione <i>file</i>

- 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 ad ISPRA.
- Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi delle materie prime e ausiliarie utilizzati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

1.3. Consumo di combustibili

- Deve essere registrato, su apposito registro, il consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella seguente tabella.

Consumo di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	F1: produzione di energia elettrica e vapore	quantità consumata in ciascun gruppo e in totale	kSm ³	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Gas petrolchimico	F1: produzione di energia elettrica e vapore	quantità consumata in ciascun gruppo e in totale	kSm ³	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Gasolio	Gruppo elettrogeno di emergenza	quantità totale consumata	tonnellate	semestrale	compilazione <i>file</i>

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

1.4. *Caratteristiche dei combustibili*

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

Metano e gas naturale

Per il Metano deve essere prodotta con cadenza mensile una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v
Altri inquinanti	%v

Gasolio

Per il gasolio² deve essere prodotta mensilmente (o in alternativa a lotti) una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nelle tabelle seguenti.

Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 40°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/mc
PCB/PCT	mg/kg
Nichel + Vanadio	mg/kg

Gas Petrolchimico

Parametri caratteristici del gas petrolchimico

Parametro	Unità di misura
CO	% vol
H ₂	% vol

² Per il gasolio per autotrazione, qualora acquistato nella distribuzione, la scheda tecnica dovrà essere prodotta annualmente.

Parametro	Unità di misura
C1	% vol
C2	% vol
C3	% vol
C4	% vol
C5 e superiori	% vol
N ₂	% vol
P.C.I.	kcal/Nm ³
P.M. medio	kcal/kmol

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 deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportati nelle seguenti tabelle.

Aree di stoccaggio e serbatoi dei combustibili e materie prime e ausiliarie liquide

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Ispezione visiva per la verifica dello stato di integrità: <ul style="list-style-type: none"> dei serbatoi per lo stoccaggio dei combustibili allo stato di liquido; dei serbatoi per lo stoccaggio delle materie ausiliarie allo stato di liquido; degli organi tecnici utili alla gestione delle operazioni di riempimento e di prelievo delle materie prime dai serbatoi; dei bacini di contenimento 	Mensile	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di esecuzioni di manutenzioni registrare la descrizione del lavoro effettuato.

Controllo funzionalità linee di distribuzione gasolio e oli minerali

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Eseguire manutenzione procedurata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).
Effettuare manutenzioni procedurate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	Annuale	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.

Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Annuale	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito (con la descrizione del lavoro effettuato).

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file”.

2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

2.1. Consumi idrici

1. Deve essere registrato, su apposito registro, il consumo di acqua, come precisato nella tabella di seguito riportata.

Consumi Idrici

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua da acquedotto ad uso potabile (uso igienico-sanitario)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua di pozzo (acqua prelevata dal Bacino Cillarese + acqua da pozzi contrade La Gonnella e Torricella + TAF) (uso industriale - processo)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua dal Bacino Fiume Grande (uso industriale - raffreddamento)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua di mare (uso industriale – processo)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua di mare (uso industriale – raffreddamento)	quantità consumata	m ³	mensile (calcolo da curva caratteristica pompa e consumi energia elettrica)	cartacea e informatizzata

Concentrazione di Boro

Tipologia	Oggetto della misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua di pozzo (acqua prelevata dal Bacino Cillarese + acqua da pozzi contrade La Gonnella e Torricella + TAF) (uso industriale - processo)	Concentrazione di Boro (da confrontare con le analoghe emissioni agli scarichi parziali)	Annuale	Cartacea e informatizzata
Acqua dal Bacino Fiume Grande (uso industriale - raffreddamento)			



Acqua di mare (uso industriale – processo)			
Acqua di mare (uso industriale – raffreddamento)			

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di acqua consumata nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

2.2. Produzione e consumi energetici

1. Deve essere registrato, su apposito registro, i consumi di energia, come precisato nella tabella seguente, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Produzione e Consumi energetici

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo
Produzione di energia		
Energia termica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera
Energia elettrica prodotta	quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)
Ore di funzionamento	h	Giornaliera
Consumo di energia		
Energia termica consumata	quantità (MWh)	Giornaliera
Energia elettrica consumata	quantità (MWh)	Giornaliera (lettura contatore)

2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente i quantitativi di energia termica e elettrica prodotti e consumati nonché, annualmente, il relativo consumo annuo.

Efficienza energetica

3. Il Gestore deve condurre, con frequenza biennale, specifici “audit energetici”.
4. Pertanto, il Gestore, in attuazione del Decreto Legislativo 102/2014, è tenuto alla effettuazione della diagnosi energetica nel rispetto di quanto definito nelle seguenti norme:
- UNI CEI EN 16247-1:2012 che definisce i requisiti generali comuni a tutte le diagnosi energetiche.
 - UNI CEI EN 16247-3:2014 che si applica ai luoghi in cui l’uso di energia è dovuto al processo. Essa deve essere usata congiuntamente alla EN 16247-1 “Diagnosi energetiche – Parte 1: Requisiti generali”, che integra e rispetto alla quale fornisce ulteriori requisiti.
5. L’audit energetico deve avvenire secondo la norma UNI CEI EN 16247-5:2015 che riguarda le competenze dell’auditor energetico.

6. In alternativa, il Gestore, nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, deve porre adeguata attenzione agli aspetti di efficienza energetica, mediante specifici "audit energetici interni" condotti con frequenza almeno annuale.

3. EMISSIONI IN ATMOSFERA

3.1. Emissioni convogliate

1. Nel rapporto annuale deve essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti punti di emissione convogliata e relativa georeferenziazione.

3.1.1. Punti di emissione convogliata

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

Identificazione dei punti di emissione convogliata autorizzati

Punto di emissione	Unità di provenienza	Caratteristiche		Sistema abbattimento inquinanti	Monitoraggio in continuo	Coordinate Gauss Boaga (E,N)	
		Altezza (m)	Sezione (m ²)				
CC1	Generazione energia elettrica gruppo 1	80	31,7	nessuno	Sì	2.774.078,74	4.502.024,76
CC2	Generazione energia elettrica gruppo 2	80	31,7	nessuno	Sì	2.774.002,88	4.501.977,98
CC3	Generazione energia elettrica gruppo 3	80	31,7	nessuno	Sì	2.773.927,02	4.501.931,26

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

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

Punti di emissione	Sigla Sorgenti	Qualità dell'emissione	Modalità di emissione
Sfiato di pressurizzazione per la linea metano della Turbina a gas – gruppo CC1	11MBP13A A501	Metano	Emergenza
Sfiato di pressurizzazione per la linea metano della Turbina a gas – gruppo CC2	12MBP13A A501	Metano	Emergenza

Punti di emissione	Sigla Sorgenti	Qualità dell'emissione	Modalità di emissione
Sfiato di pressurizzazione per la linea metano della Turbina a gas – gruppo CC3	13MBP13A A501	Metano	Emergenza
Gruppo elettrogeno di emergenza	DE1	Gas combustione gasolio	Emergenza

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

1. Il Gestore deve effettuare gli autocontrolli sulle emissioni convogliate in aria secondo le modalità riportate nelle tabelle seguenti.
2. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della “Registrazione su file” concernente gli autocontrolli effettuati sui punti di emissione in atmosfera.

Emissioni dai camini principali

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
CC1	Temperatura, Portata, % O ₂ , H ₂ O (umidità fumi), Pressione	Controllo	In continuo	Misura
	NO _x , CO	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	In continuo	Misura
CC2	Temperatura, Portata, % O ₂ , H ₂ O (umidità fumi), Pressione	Controllo	In continuo	Misura
	NO _x , CO	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	In continuo	Misura
	Polveri	Controllo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	IPA, PCDD/PCDE	Monitoraggio conoscitivo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Frequenza autocontrollo	Rilevazione dati
CC3	Temperatura, Portata, % O ₂ , H ₂ O (umidità fumi), Pressione	Controllo	In continuo	Misura
	NO _x , CO	Concentrazione e flussi di massa limite come da autorizzazione	In continuo	Misura
	Polveri	Controllo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)
	IPA, PCDD/PCDE	Monitoraggio conoscitivo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)

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

3.2. Monitoraggi sui transitori degli impianti di combustione

- Il Gestore deve dare attuazione ad un piano di monitoraggio dei transitori degli impianti di combustione al fine di registrare e inserire nelle relazioni annuali, da trasmettere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti pertinenti, i volumi dei fumi, le rispettive emissioni in massa, il numero e tipo degli avviamenti con i relativi tempi di durata, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.
- Il Gestore deve compilare, per ogni tipologia di avviamento eventualmente eseguito (a freddo, a tiepido, a caldo) la tabella seguente con le informazioni da inserire all'interno del report annuale.

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e tempo di avviamento per ciascuna tipologia di avviamento	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando ogni tipologia di avviamento	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

Non costituiscono fasi di avviamento e arresto le normali oscillazioni del carico produttivo. Ai fini della determinazione dello stato dell'impianto si ritiene valido l'algoritmo concordato con ARPA Puglia che definisce, in base ai dati validi ed allo stato prevalente, se l'ora deve essere considerata di transitorio o di normale funzionamento.

3. Il Gestore deve effettuare, tramite SME installati, il monitoraggio dei transitori con il quale accertare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nel presente PMC.
4. Nel caso di misura discontinua i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.
5. Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione di avviamento, dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.
6. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzandone i risultati per la stima annuale.

3.3. Emissioni non convogliate

Emissioni fuggitive:

1. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA il Gestore deve mantenere operativo un programma LDAR (*Leak Detection and Repair*) e relativo protocollo di ispezione, i risultati dei quali devono essere trasmessi all'Autorità di controllo con cadenza annuale ed andranno aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.
2. Il programma LDAR deve riportare in particolare:
 - le metodologie che il Gestore adotta per lo *screening* delle sorgenti di emissioni fuggitive;
 - i risultati dello *screening* di tutti i componenti dello Stabilimento che possano dar luogo a rilasci (valvole e flange di processo, pompe, compressori, stoccaggi, trattamenti acque, apparecchiature utilizzate nelle fasi di caricamento, etc.);
 - l'individuazione delle possibili cause di rilascio (usura, malfunzionamenti, rotture o difetti di fabbricazione) dai dispositivi coinvolti;
 - le stime delle emissioni;
 - le azioni intraprese a seguito dell'individuazione di componentistica che dà luogo a emissioni;
 - la programmazione delle azioni di monitoraggio successive.

3. I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al rapporto annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Autorità di controllo.

La Banca Dati predisposta deve contenere:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori, pompe, scambiatori e connettori che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni); per le componenti che convogliano miscele di fluidi con tensioni di vapore differenti, devono essere identificate quelle con le seguenti caratteristiche: la somma dei costituenti con tensione di vapore maggiore di 13,0 millibar a 20°C sia superiore al 20% in peso del totale della corrente di processo;
 - b) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
 - c) identificazione di tutti gli “*emettitori significativi*”³;
 - d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come “*emettitori cronici*”⁴;
 - e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
 - f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
 - g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
 - h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
 - i) le procedure di QA/QC.
4. Il Gestore deve utilizzare un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Autorità di Controllo) che sia compatibile con lo standard “Open Office – MS Access”.

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,

³ Emettitore significativo: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come Metano. Un tale componente deve essere riparato secondo quanto indicato nella tabella “riparazione e tempi di intervento”.

⁴ Emettitore cronico: elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10000 ppmv come Metano per due volte su quattro trimestri consecutivi. Un tale componente deve essere sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

- numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
- calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
- numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
- qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma.

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

5. La sintesi dei risultati del programma riportata nel rapporto annuale dovrà indicare:

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia [vedi "*Definizione di perdita*"] rispetto al totale ispezionato;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione;
- la modifica delle frequenze stabilite nel cronoprogramma sulla base degli esiti delle misure effettuate.

Definizione di perdita con il Metodo US EPA 21

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Soglie	Soglie per fluidi classificati H350
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi, ecc.),

indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

6. In occasione di manutenzione ordinaria, variazioni programmate delle condizioni operative e produttive, malfunzionamenti, fermate non programmate, manutenzione straordinaria, emergenza il Gestore deve registrare le informazioni contenute nelle seguenti tabelle:

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili⁵

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

Emissioni eccezionali in condizioni imprevedibili⁶

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità

Monitoraggio e tempi di intervento

7. Al fine del raggiungimento degli obiettivi del programma LDAR, nella tabella successiva sono indicate le frequenze con le quali deve essere eseguito il monitoraggio ed i tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione.

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Registrazione su file elettronico e registri cartacei ⁷
Valvole/Flange	<u>Trimestrale</u> (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% del totale valutato ed annuale dopo 5 periodi componenti in perdita inferiori al 2% del totale valutato) <u>Annuale</u> se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi cancerogeni l'intervento deve iniziare	Registrazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate. Registrazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	<u>Trimestrale</u> se		

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

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

⁷ Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Registrazione su file elettronico e registri cartacei ⁷
Tenute dei compressori	intercettano “stream” con sostanze cancerogene	<u>immediatamente</u> <u>dopo l’individuazione della perdita.</u>	
Valvole di sicurezza	<u>Annuale</u> se intercettano “stream” con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza dopo rilasci	<u>Immediatamente</u> dopo il ripristino della funzionalità della valvola		
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro	-	Registrazione della data e dall’apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

8. Con riferimento agli “emettitori significativi” e agli “emettitori cronici”, qualora gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore deve procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.
9. La sostituzione “degli emettitori cronici” soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore deve valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all’Autorità Competente e all’Autorità di controllo.
10. Il Gestore può proporre all’Autorità di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte. In particolare, il Gestore che ha avuto la prescrizione in autorizzazione di eseguire un programma LDAR, può scegliere se adempiere alla prescrizione utilizzando il metodo US EPA 21 o, in alternativa, un sistema ottico per l’individuazione delle perdite nelle apparecchiature (Smart LDAR). In tal caso il sistema ottico deve rispondere ai requisiti minimi di cui alla LG ISPRA – SECONDA EMANAZIONE, lettera H - prot. 18712 del 01/06/2011

Stima delle perdite da connessioni, valvole, pompe e compressori.

Nella quantificazione delle emissioni fuggitive, per tutti i componenti ispezionati con il Metodo US EPA 21, il Gestore potrà utilizzare in particolare i seguenti metodi:

- *Approach 2: Screening Ranges Approach*
- *Approach 3: EPA Correlation Approach;*

riportati all'interno del Capitolo 2 (*Development of equipment leak emission estimates*) del protocollo EPA 453/R-95-017 "*Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*"

In caso di primo anno di screening LDAR, sui componenti non ispezionati con il metodo US EPA 21, la stima dovrà essere effettuata utilizzando i fattori di emissione indicati dal metodo *Average Emission Factor Approach* riportato all'interno del succitato Capitolo 2 del protocollo EPA 453/R-95-017 (Approach 1).

Nelle Appendici da A ad E del protocollo EPA 453/R-95-017, sono riportati tutti i riferimenti necessari alle procedure di stima e gli esempi di calcolo, per tipologia di componente, riferiti all'industria petrolifera.

4. EMISSIONI IN ACQUA

La seguente tabella riporta la specifica dei punti di scarico finali dagli impianti dello Stabilimento. Nel rapporto annuale deve essere trasmessa una planimetria, eventualmente aggiornata a seguito di modifiche dell'AIA, riportante l'elenco aggiornato di tutti gli scarichi finali, parziali e dei pozzetti di controllo e relativa georeferenziazione.

Identificazione degli scarichi inviati a trattamento esterno

Scarico finale	Scarichi parziali	Coordinate WGS84	Tipologia acque	Recettore	Impianto di trattamento	Modalità di scarico	Sistema di monitoraggio in continuo
S2 Polimerica EST	CTE1/1	40°38'23,23'' 17°59'49,14''	Industriali di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE1/2	40°38'20,78'' 17°59'51,46''	Industriali di processo e di dilavamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Discontinuo	No
	CTE1/3	40°38'18,46'' 17°59'56,80''	Industriali di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE/FO/TG	40°38'09,22'' 18°00'05,4''	Industriali di processo	Rete fognaria di Stabilimento	Impianto Versalis S.p.A.	Continuo	No
	CTE/FO/NORD	40°38'22,65'' 17°59'49,72''	Industriali di processo e di dilavamento	Rete fognaria di Stabilimento	Impianto Versalis S.p.A.	Continuo	No
	DIFL/FO/1	40°38'22,68'' 17°59'49,88''	Industriali di processo	Rete fognaria di Stabilimento	Impianto Versalis S.p.A.	Continuo	No
S3 Polimerica	DIFL/1	40°38'19,29'' 17°59'52,37''	Industriali di processo	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No

Scarico finale	Scarichi parziali	Coordinate WGS84	Tipologia acque	Recettore	Impianto di trattamento	Modalità di scarico	Sistema di monitoraggio in continuo
SUD	CTE3/1	40°37'43,97'' 18°00'05,14''	Industriali di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/2	40°37'51,65'' 18°00'18,28''	Industriali di processo e di dilavamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/3	40°37'50,93'' 18°00'18,99''	Industriali di processo e di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Continuo	No
	CTE3/4	40°37'51,93'' 18°00'18,15''	Industriali di processo e di raffreddamento	Rete fognaria di Stabilimento	Nessuno	Discontinuo	No

1. I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili dall'Autorità di Controllo ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque da scaricare.
2. Il Gestore deve predisporre e registrare gli esiti di un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee.
3. Deve essere garantita la conduzione di un monitoraggio costante per il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse che devono, inoltre, essere dotate dei migliori sistemi ai fini della garanzia di sicurezza.
4. Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni presenti nell'AIA, relative ai limiti agli scarichi, devono essere effettuati i controlli previsti nelle seguenti tabelle.
5. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati sugli scarichi idrici.

Scarichi S2 e S3 – monitoraggio degli scarichi parziali ad essi afferenti

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3, CTE1/4, DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2,	Industriali di processo, di dilavamento e di dilavamento	pozzetti di campionamento afferenti agli scarichi parziali	Portata	In continuo	Controllo
			pH, temperatura, solidi sospesi totali, COD, cloro attivo libero	Trimestrale	Come da autorizzazione
			BOD5, Alluminio, Arsenico, Bario,	Annuale	

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
CTE3/3 e CTE3/4			Cromo Totale, Piombo, Cromo VI, Selenio, Stagno, Ferro, Manganese, Nichel, Rame, Zinco, Fluoruri, Fosforo totale (come P), Tensioattivi totali, Escherichia Coli		
			Boro	Annuale	Conoscitivo, da confrontare con un campione di acque in ingresso

Scarichi CTE/FO/TG e CTE/FO/NORD

Denominazione scarico	Tipologie acque	Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Prescrizioni
CTE/FO/TG, CTE/FO/NORD	Acque accidentalmente oleose e civili-sanitarie	Pozzetti di campionamento afferenti agli scarichi parziali	Portata	In continuo	Come da <i>Regolamento fognario</i>
			COD, idrocarburi totali, solidi sospesi totali, solfuri, pH, caratteri organolettici, altri parametri previsti nel " <i>Regolamento fognario</i> "	Trimestrale	

5. RIFIUTI

1. Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti a norma di legge e secondo quanto prescritto nell'AIA e dovrà prevedere la redazione dai piani di campionamento ed in riferimento alla norma UNI 10802. I certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato, devono riportare la o le metodiche utilizzate e devono essere a disposizione dell'Autorità competente e dell'Autorità di controllo.
2. Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR formulario di identificazione e rientro della 4 copia firmata dal destinatario per accettazione.
3. Il Gestore deve archiviare e conservare tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal Responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate, questo al fine di renderli disponibili all'Autorità Controllo.

4. Il Gestore deve comunicare nel rapporto Annuale trasmesso, entro il 30 Aprile, all'Autorità competente, all'Autorità di controllo, alla Regione, alla Provincia, al Comune, all'ARPA e alla ASL territorialmente competente le quantità di rifiuti prodotti per ogni codice CER, l'attività di provenienza, il destino finale con le eventuali quantità recuperate e le relative finalità di recupero. Per i rifiuti non recuperati devono essere specificate le modalità di smaltimento.
5. In ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA, relative alle condizioni di esercizio dei depositi di rifiuti, il Gestore deve verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.
6. Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione: qualora il Gestore riterrà in futuro di variare l'attuale modalità di gestione dei rifiuti (vedi ad es. 'deposito quantitativo'), deve chiedere all'Autorità Competente la necessaria comunicazione prima di procedere.
7. 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.
8. Il Gestore deve compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Monitoraggio delle aree di Deposito Temporaneo

Area e modalità di stoccaggio	Coordinate Gauss-Boaga		Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m³)	Quantità presente (t)	Produzione specifica di rifiuti ⁸	Indice di recupero rifiuti annuo (%) ⁹	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	E	N							

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

Tipologia di intervento	Parametri	Frequenza	Modalità di registrazione
Analisi chimica di classificazione per i rifiuti non pericolosi identificati da codici a specchio	I parametri da ricercarsi devono essere correlati al processo produttivo che genera il rifiuto e alle sostanze pericolose utilizzate.	Annuale e ad ogni modifica del ciclo produttivo o delle sostanze utilizzate che potrebbero influire sulla pericolosità del rifiuto prodotto	Archiviazione certificati analitici e inserimento in relazione annuale di una valutazione su accertamenti effettuati sui rifiuti prodotti per cui si rimanda alle tabelle di cui al capitolo 4 del presente Piano
Analisi chimica per verifica conformità impianti di destino	D.M. 27/09/10 o comunque quelli richiesti dall'impianto di smaltimento	Almeno annuale o con la frequenza richiesta dal destinatario	

⁸ kg annui rifiuti prodotti/MWh generati e Kg annui rifiuti prodotti/t combustibile utilizzato;

⁹ kg annui rifiuti inviati a recupero/ kg annui rifiuti prodotti



10. Il Gestore, per ogni operazione di conferimento dalle aree di deposito, deve registrare le quantità di rifiuti inviati:
 - in discarica;
 - a recupero interno;
 - a recupero esterno.
11. Nel caso in cui la tipologia di rifiuti prodotti subisca delle variazioni rispetto a quanto riportato dichiarato in sede di riesame/rilascio dell'AIA sarà cura dell'azienda evidenziarlo nel report annuale e durante i controlli dell'organo competente.
12. Il Gestore dovrà provvedere alla registrazione su file dei controlli effettuati e dovrà provvedere a fornire, su richiesta, copia della "Registrazione su file" concernente gli autocontrolli effettuati.

6. EMISSIONI ACUSTICHE

1. Il Gestore (nel rispetto di quanto prescritto in AIA) dovrà effettuare con frequenza quadriennale un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno, per la verifica del rispetto dei limiti posti dalla classificazione acustica comunale e comunque di quelli normativi.
2. Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà:
 - effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico;
 - verificare con le misure, le valutazioni a valle della messa in esercizio delle modifiche apportate.
3. La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, la descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dallo stabilimento.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica devono essere comunicati all'Autorità di controllo almeno quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura.
4. Qualora si registrino superamenti dei limiti di legge che assumano connotazione assimilabile a livello persistente, in relazione ai quali sia stato accertato che l'origine della fonte sia riconducibile agli impianti di stabilimento, il Gestore dovrà redigere un piano di interventi di mitigazione dell'impatto acustico da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.
5. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nella seguente tabella e riportati nel rapporto annuale.

Postazione di misura	Descrittore	Modalità di controllo	Frequenza della misurazione	Modalità di registrazione dei controlli effettuati
Indirizzo recettore/i	L_{Aeq}	<p>Verifica limite differenziale diurno/notturno e/o</p> <p>Verifica limiti di immissione assoluti e di emissione</p> <p>Oppure</p> <p>Test-point: Campionamento per verifica di mantenimento del rispetto dei limiti</p> <p>D.M. 16.03.1998 UNI 10885</p>	<p>Annuale e a seguito di modifiche impiantistiche rilevanti o successivamente ad interventi di mitigazione, acustica</p>	<p>Archiviazione esiti fonometrie e rapporto rilevamento acustico – Inserimento degli esiti (breve relazione tecnica con annessa scheda di rilevazione di cui al DD.le 13/01/2000 n 18) nella relazione annuale quando coincidente con l'effettuazione delle misure</p>

7. EMISSIONI ODORIGENE

1. Il Gestore (nel rispetto di quanto prescritto in AIA) deve implementare un programma di monitoraggio del mantenimento in efficienza di tutte le procedure tecnico-operative necessarie a limitare le emissioni odorigene, mediante verifica dei presidi in funzione, attraverso registrazione delle verifiche visive, strumentali e delle manutenzioni presso le potenziali sorgenti (es. vasche, stoccaggio combustibili, linee di distribuzione ecc.).
2. Il monitoraggio olfattometrico deve essere eseguito in conformità con il documento “Metodologie per la valutazione delle emissioni odorigene - Documento di sintesi” adottato con Delibera 38/2018 dal Consiglio nazionale del Sistema Nazionale per la Protezione dell’Ambiente (SNPA).
3. Il Gestore deve altresì trasmettere all’Autorità di controllo un *Rapporto Annuale* in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori (tenute stoccaggi, copertura trattamento reflui, sostituzione sostanze, convogliamento, abbattimento).
4. Il Gestore deve predisporre un registro delle segnalazioni effettuate dalla popolazione in merito ad episodi riconducibili alle emissioni odorigene di area, corredato di commento sull’origine emissiva della stessa segnalazione

8. ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

1. In coerenza con le prescrizioni dell’AIA, il Gestore deve fornire in fase di reporting i risultati delle campagne di monitoraggio della falda, nell’anno precedente corredati da una valutazione su

eventuali differenze significative nei parametri monitorati ai piezometri individuati a monte ed a valle dello stabilimento¹⁰.

2. Il Gestore presso i pozzi barriera denominati BAR29, BAR30, BAR32, BAR33, BAR63 e BAR64, deve effettuare il monitoraggio delle acque di falda, secondo quanto riportato nella seguente tabella.
3. A seguito di evento incidentale, la verifica, potrà essere condotta, se necessario su ulteriori o diversi piezometri, in relazione all'evento stesso.

Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
Parametri previsti nel “ <i>Piano di monitoraggio per la verifica dell’efficacia idraulica e idrochimica della barriera idraulica attiva nel petrolchimico di Brindisi</i> ”	Verifica trimestrale e a seguito di ogni evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall’Autorità di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Modalità previste nel “ <i>Piano di monitoraggio per la verifica dell’efficacia idraulica e idrochimica della barriera idraulica attiva nel petrolchimico di Brindisi</i> ”

9. IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE

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

1. **l’elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi, della strumentazione e delle parti di impianto** ritenuti critici/rilevanti dal punto di vista ambientale; si precisa che tale elenco dovrà comprendere, ma non in via esaustiva, le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del DM 28.02.2006 e s.m.i. integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, nonché dei sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche; l’elenco delle apparecchiature deve essere corredato da un’analisi di rischio che motivi la scelta effettuata con i relativi criteri; l’elenco dovrà comunque includere tutta la strumentazione necessaria al controllo delle fasi critiche per l’ambiente (pHmetri, misuratori di portata, termometri, analizzatori in continuo, ecc).
2. **gli esiti dell’attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni** avente ad oggetto i componenti di cui al punto precedente, che dovranno essere integrati da una valutazione di quanto deducibile in ordine al richiesto stato di conservazione delle dette parti rilevanti ed inoltre, ove occorrente e/o ritenuto, dall’indicazione delle azioni correttive previste

¹⁰ La scelta dei piezometri deve 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.

e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle esperite verifiche.

3. le attività di manutenzione di cui al punto precedente dovranno essere eseguite secondo le modalità e le frequenze dettate dalle ditte fornitrici dei macchinari/apparecchiature/impianti o, qualora non reperibili, dalle istruzioni elaborate internamente. Il Gestore dovrà altresì, valutare la frequenza di manutenzione in relazione all'invecchiamento dei macchinari/apparecchiature/impianti. Tali attività dovranno essere registrate sul registro di conduzione dell'impianto, dove dovranno essere annotati, oltre alla data e alla descrizione dell'intervento, anche il riferimento alla documentazione interna ovvero al certificato rilasciato dalla ditta che effettua la manutenzione.
4. Una sintesi degli esiti di tale manutenzione e le valutazioni conseguenti dovranno essere inserite nella relazione annuale.
5. Il Gestore deve inoltre compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Sistemi di controllo delle fasi di processo critiche da un punto di vista ambientale

Attività /Fase di lavorazio ne	Macchinario	Parametri e frequenze				Modalità di registrazione e trasmissione
		Parametri	Frequenza dei controlli	Modalità di controllo	Tipo di intervento	
						Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto (Vedi paragrafo Gestione e presentazione dei dati)

Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo individuate)

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

Con particolare riferimento ai serbatoi, inoltre, il Gestore deve:

6. presentare all'Autorità di controllo un programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi, aggiornato con cedenza annuale.
7. Tale programma deve prevedere, per ciascun serbatoio, almeno un controllo/verifica dell'integrità dello stesso (ad es: magnetoscopia, ultrasuoni, ecc.) almeno ogni 5 anni.
8. Il programma dovrà prevedere le tempistiche dei controlli, il numero ed il tipo di serbatoi da verificare dando priorità a quelli contenenti le sostanze ritenute maggiormente critiche per l'ambiente ed i metodi con i quali si intendere effettuare le verifiche e deve essere corredato da un'analisi di rischio al fine di motivare le scelte effettuate.



9. Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro 6 mesi dal rilascio del provvedimento di Riesame Complessivo di AIA.
10. Le modalità dovranno essere ricomprese e avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) adottato dallo Stabilimento.
11. Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'AIA purché non più vecchie di 5 anni.
12. Il Gestore deve compilare la seguente tabella da allegare al report annuale

Struttura contenim.	Contenitore		Bacino di contenimento		Accessori (pompe, valvole, ...)		Documentazione di riferimento
Sigla di riferimento	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	Freq.	Tipo di controllo	Freq.	
							I.O., Procedure tecniche, Schede, registri

13. Gli esiti di tale attività devono essere archiviati su supporto informatico e cartaceo (secondo quanto definito nel paragrafo *Gestione e presentazione dei dati* ed inseriti nel rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

10. ATTIVITÀ DI QA/QC

1. Il Gestore dovrà garantire che:

- a) tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale qualificato
- b) il laboratorio incaricato utilizzi per le specifiche attività procedure, piani operativi e metodiche di campionamento e analisi documentate e codificate conformemente all'assicurazione di qualità e basate su metodiche riconosciute a livello europeo, nazionale od internazionale. Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite in strutture accreditate secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025 e i relativi metodi di prova per i parametri da monitorare.

2. Il Gestore potrà affidarsi a strutture interne od esterne accreditate che rispondano a requisiti di qualità ed imparzialità. Il laboratorio dovrà operare secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

- a) campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
- b) documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionale (UNI, metodi proposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
- c) determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
- d) piani di formazione del personale;
- e) procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile da ISPRA.

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

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

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

In particolare, i requisiti del sistema di misurazione in continuo sono i seguenti (ove applicabile):

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

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

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

4. 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).
5. 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.
6. 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

Parametro	Metodo	Descrizione
	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	$< \pm 2\%$
Sensibilità a interferenze	$< \pm 4\%$
Shift dello zero dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 3\%$
Shift dello span dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 3\%$
Tempo di risposta (secondi)	$< 10\text{ s}$
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 deve 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; la comunicazione dell'evento all'ISPRA dovrà avvenire tempestivamente e comunque non oltre le 24 ore;
 - 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;
 - 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 (utilizzare le metodiche per l'assicurazione di qualità SME qui dettagliate);
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).

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

- 1. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.
- 2. Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e

l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

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

10.3. 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'Ente di controllo.
4. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

1. Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.
2. È ammesso l'utilizzo di metodi diversi da quelli di riferimento riportati nel presente documento (ad eccezione dei metodi di riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME) purché dotati di apposita certificazione di equivalenza secondo la norma UNI EN 14793:2017. Il metodo



proposto può essere una norma tecnica italiana o estera o un metodo interno redatto secondo la norma UNI CEN/TS 15674:2008.

3. In questo caso il Gestore, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'ISPRA trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due.
4. I laboratori per i campionamenti e le analisi degli inquinanti, dovranno utilizzare metodi accreditati almeno per le seguenti tipologie:
 - gli inquinanti indicati dalle BAT Conclusions;
 - gli inquinanti pertinenti il processo produttivo (si intendono pertinenti gli inquinanti che sono stati dichiarati dal Gestore nella domanda di AIA, valutati nell'ambito del procedimento istruttorio e prescritti con Valori Limite di Emissione dall'Autorità Competente).
5. I dati relativi ai controlli analitici discontinui effettuati alle emissioni in atmosfera devono essere riportati dal Gestore su appositi registri in formato editabile (es. foglio di calcolo excel), ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.
6. Il Gestore dovrà inoltre conservare tutta la documentazione relativa alle attività analitiche effettuate sulle altre matrici per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (di norma 10 anni). Tutta la documentazione dovrà essere a disposizione degli Enti di Controllo.
7. In caso di misure discontinue (eseguite con metodi che prevedono rilevazioni con strumentazione in continuo o con prelievo in campo e successiva analisi in laboratorio), le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media dei valori analitici di almeno tre campioni consecutivi che siano effettuati secondo le prescrizioni dei metodi di campionamento individuati nel presente documento e che siano rappresentativi di almeno 90 minuti di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui i metodi di campionamento individuati nell'autorizzazione prevedano, per specifiche sostanze, un periodo minimo di campionamento superiore o uguale alle 6 ore, è possibile utilizzare un unico campione ai fini della valutazione della conformità delle emissioni ai valori limite.
8. In generale per i parametri per i quali è previsto un monitoraggio secondo le BAT Conclusions, i campionamenti devono avvenire secondo quanto indicato nella seguente tabella suddivisa per tipologia di produzione:

Modalità di campionamento per la verifica del valore limite di emissione come da documenti sulle conclusioni sulle BAT per le misurazioni in discontinuo		
Documento BATC	Emissioni in atmosfera	Emissioni in acqua
DECISIONE 2014/738/UE del	Valore medio di tre	Media su un periodo di

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
09/10/2014 - Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas	campionamenti spot ciascuno della durata di almeno 30 minuti	campionamento di 24 ore, con prelevamento di un campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale nel tempo.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2016/902 DELLA COMMISSIONE del 30 maggio 2016 - Conclusioni sulle BAT sui sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica	-	Media ponderata rispetto alla portata di campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore, alla frequenza minima prevista per il parametro in questione e in condizioni operative normali. Si può ricorrere al campionamento proporzionale al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità della portata
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 - Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	Campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore. Si possono utilizzare campioni composti proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/2117 DELLA COMMISSIONE del 21 novembre 2017 - Conclusioni sulle BAT per la fabbricazione di prodotti chimici organici in grandi volumi	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna. Per i parametri che, a causa di limitazioni di campionamento o di analisi, non si prestano a misurazioni di 30 minuti, si ricorre a un periodo di campionamento adeguato. Per le PCDD e i PCDF si applica un periodo di campionamento compreso tra 6 e 8 ore.	Valore medio ponderato rispetto alla portata di campioni composti proporzionali al flusso prelevati su 24 ore in condizioni di esercizio normali. Si possono utilizzare campioni composti proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.
DECISIONE DI ESECUZIONE DEL 09.12.2013 N. 2013/732/UE - Conclusioni sulle BAT concernenti la produzione di Cloro-Alcali	EMISSIONI DI CLORO E BLOSSIDO DI CLORO - BAT 8: valore medio di almeno 3 misurazioni consecutive della durata di 1 ora	EMISSIONI DI MERCURIO IN FASE DI DECOMMISSIONING CELLE – BAT 3: campioni composti di flusso proporzionale raccolti in un periodo di 24 ore, prelevati giornalmente.

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) 2016/1032 DELLA COMMISSIONE DEL 13 GIUGNO 2016 - Conclusioni sulle BAT per le industrie dei metalli non ferrosi	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna, salvo altrimenti stabilito. Per i processi discontinui, si può utilizzare la media di un numero rappresentativo di misurazioni effettuate nel corso dell'intero processo o il risultato di una misurazione effettuata nel corso dell'intero processo.	Media su un periodo di campionamento di 24 ore, di un campione composito proporzionale al flusso (o un campione proporzionale al tempo, a condizione di dimostrare la sufficiente stabilità del flusso). Per i flussi discontinui, può essere utilizzata una procedura di campionamento diverso (per esempio campionamento puntuale) che produca risultati rappresentativi.

9. Per lo scarico di acque meteoriche di dilavamento si effettua almeno un campionamento istantaneo e, ove consentito dalla durata dell'evento stesso, si raccoglie un campione medio ponderato riferibile alle sole acque di prima pioggia come definite dalla normativa vigente (tipicamente la quantità precipitata nei primi 15 minuti dell'evento meteorico, ossia 5 mm in tutta la superficie interessata). Il campionamento deve essere accompagnato da una descrizione dettagliata dell'evento meteorico che comprenda almeno intensità, durata, tempo trascorso dall'ultimo evento meteorico che ha generato acque di dilavamento. Il campionamento deve essere effettuato al pozzetto di scarico delle sole acque meteoriche di dilavamento (acque di prima pioggia), a monte dell'eventuale convogliamento in altre rete fognarie.
10. Nella definizione delle regole decisionali per la conformità dei risultati ai limiti di legge si faccia riferimento alla Linea Guida ISPRA 52/2009.

11.1. Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (olio combustibile, gasolio, carbone). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e smi; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

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

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

11.2. Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo. Qualora per alcuni inquinanti non sia disponibile il metodo di riferimento dovranno essere utilizzati metodi aggiornati, non ritirati (in ordine di priorità) CEN, UNI, ISO, US EPA, APAT/IRSA-CNR, ISS, ecc.

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa. Inoltre, ove previsto, devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi.

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Portata/Velocità	UNI EN 16911-1:2013	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2017	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2017	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
NO _x	UNI EN 14792:2017	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO ₂	UNI EN 14791:2017	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2017	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2017	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come COT)	UNI EN 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) ⁽¹⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte 1 descrive tre differenti metodi)
Hg totale	UNI EN 13211:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio 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

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Diossine-Furani	UNI EN 1948-1,2,3:2006	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
PCB dioxins like	UNI EN 1948-4:2007	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
HCl,	UNI EN 1911: 2010	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Cl ₂	M.U. 607:83	Flussi gassosi convogliati - Determinazione del cloro e dell'acido cloridrico - Metodo colorimetrico
HF	ISO 15713: 2006	Determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo previa estrazione mediante assorbitore per gorgogliamento con soluzione alcalina
H ₂ SO ₄	NIOSH 7908	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Benzene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
MCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCB, p-DCB	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
DCT	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
Toluene	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Metanolo	UNI CEN/TS 13649:2015	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo per adsorbimento seguito da estrazione con solventi o desorbimento termico
CO ₂	ISO 12039 :2001 EPA 3A :2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico.
Acetone	UNI CEN/TS 13649:2015	Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente
HCN	NIOSH 6010:1994	Determinazione mediante spettrofotometria e assorbimento visibile
	ASTM D7295 :2011	Standard Practice for Sampling and Determination of Hydrogen Cyanide (HCN) in Combustion Effluents and Other Stationary Sources
NH ₃	EPA CTM 027/97	Determinazione mediante cromatografia ionica dello ione ammonio
Solfato ammonico	NIOSH 7907 (acidi inorganici volatili) NIOSH 7908 (acidi inorganici non volatili)	Determinazione mediante cromatografia ionica
Aldeidi	CARB Method 430 (EPA CALIFORNIA)	Determinazione mediante HPLC
	NIOSH 2016 :2003	Le metodiche NIOSH, sono metodiche utilizzate nelle determinazioni di aria ambiente. Per questo motivo a volte sono previsti delle membrane filtranti che non tollerano le temperature delle emissioni gassose in atmosfera. In questo caso è possibile utilizzare delle membrane resistenti alle alte temperature (es. filtri in fibra di quarzo)
Antimonio, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Manganese, Nichel, Piombo, Rame, Tallio, Vanadio	UNI EN 14385:2004	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde

Parametro	Metodo	Principio del metodo
Alluminio, Argento, Berillio, Oro, Palladio, Platino, Rodio, Selenio, Tellurio, Zinco, Stagno	UNI EN 13284-1:2017 + M.U. 723:86 + UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Parte 1: Metodo manuale gravimetrico + determinazione dei metalli mediante tecniche di spettrometria (EM/22)
H ₂ S	M.U. 634:84	Determinazione del solfuro di idrogeno - Metodo volumetrico (EM/18)
PM ₁₀ PM _{2,5}	UNI EN ISO 23210:2009	Determinazione della concentrazione in massa di 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 (N ₂ O)
CH ₄	UNI EN ISO 25140: 2010	Emissioni da sorgente fissa. Metodo automatico per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando un rilevatore a ionizzazione di fiamma
	UNI EN ISO 25139:2011	Emissioni da sorgente fissa - Metodo manuale per la determinazione della concentrazione di metano utilizzando gascromatografia.

- (1) Non esiste un metodo analitico riconosciuto a livello europeo per la determinazione degli IPA, pertanto è stato riportato il metodo riconosciuto a livello nazionale e indicato nel D.M. 25/08/2000 per la determinazione degli IPA ritenuti cancerogeni. Il metodo è applicabile, in particolare, alla determinazione degli IPA classificati dalla IARC (1987) come "probabilmente" o "possibilmente cancerogeni" per l'uomo (Tabella 1; nota 1). Tra tali IPA sono inclusi quelli la cui determinazione è richiesta - quali "sostanze ritenute cancerogene" - dalla normativa per le emissioni degli impianti industriali (Gazzetta Ufficiale, 1990) (Tabella 1; nota 2). Le "sostanze ritenute cancerogene" sono elencate, nel citato decreto, in allegato 1, Tabella A1, classe I. In tale elenco, è riportato il 'dibenzo[a]pirene': con questa nomenclatura - impropria - non è possibile identificare un singolo composto; esso va inteso quindi come l'insieme dei quattro dibenzo[a]pireni - cioè i composti ottenuti dalla condensazione del pirene con due anelli benzenici, di cui uno sul lato a del pirene - classificati dalla IARC (1987) come "possibili cancerogeni per l'uomo".
- (2) Qualora il Gestore intenda utilizzare l'EPA Method8 del 1999 per la determinazione del parametro H₂SO₄, tale richiesta deve essere approvata dall'ISPRA previa presentazione, da parte del Gestore, di opportuna documentazione comprovante l'equivalenza dei metodi.

11.3. Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono riportati i metodi analitici che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti.

Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico e sotterranee

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; UNI EN ISO 10523 :2012	Determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
temperatura	APAT-IRSA 2100	Determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
conducibilità	APAT-IRSA 2030 UNI EN 27888:1995	-
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	Determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 μm di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	Determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD ₅	APAT -IRSA 5120	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD ₅
	UNI EN 1899-1:2001	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BOD _n) - Metodo con diluizione e inoculo con aggiunta di alliltiurea
	UNI EN 1899-2:2000	Determinazione della domanda biochimica di ossigeno dopo n giorni (BOD _n) - Metodo per campioni non diluiti
COD	APAT-IRSA 5130	Ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)
	ISPRA Man 117/2014 ISO 15705:2002	Procedura di determinazione della Richiesta Chimica di Ossigeno mediante test in cuvetta
Azoto totale ⁽¹⁾	APAT-IRSA 4060	Determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido borico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	Distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
	UNI 11669:2017	Determinazione dell'Azoto ammoniacale (N-NH ₄) in acque di diversa natura mediante prova (test) in cuvetta
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020;	Determinazione mediante cromatografia ionica.
	UNI EN ISO 10304-1 :2009	Determinazione di anioni disciolti mediante cromatografia ionica in fase liquida - Parte 1: Determinazione di bromuri, cloruri, fluoruri, nitrati, nitriti, fosfati e solfati
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020;	determinazione mediante cromatografia ionica.
	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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	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 di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3010 + 3120 B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
	APAT -IRSA 3150C	Determinazione del cromo esavalente per via spettrofotometrica previa reazione con 1,5 difenilcarbazide
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)
Mercurio	APAT-IRSA 3200 A1	Determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boridruro
	UNI EN ISO 12846 :2013	Determinazione del mercurio - Metodo mediante spettrometria di assorbimento atomico (AAS) con e senza arricchimento
	UNI EN ISO 17294-2:2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Nichel	UNI EN ISO 17294-2: 2016	Digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT –IRSA 3020 UNI EN ISO 11885:2009	Determinazione mediante spettroscopia di emissione atomica (ICP-OES)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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
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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	Determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCl_2 , HOCl e $\text{Cl}_2(\text{aq})$) 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

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
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 tetracloruro di carbonio
	UNI EN ISO 9377-2:2002	Determinazione dell'indice di idrocarburi, metodo mediante estrazione con solvente e gascromatografia
IPA ⁽⁶⁾	APAT IRSA 5080A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	Determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani ⁽⁷⁾	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
	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, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

Per l'esecuzione delle analisi dei fanghi si seguono le metodiche analitiche previste dal Quaderno IRSA-CNR n. 64 del 1983-1985 e relativi aggiornamenti (Metodi analitici per i fanghi: Parametri

biochimici e biologici, Parametri tecnologici, Parametri chimico-fisici, Appendice I: Campionamento, Appendice II: Test di cessione, Appendice III: Metodi Analitici per rifiuti).

11.4. Livelli sonori

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere effettuate da tecnico competente in acustica ambientale, iscritto all'albo nazionale, fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Per impianti a ciclo continuo, ubicati in aree diverse dalle "esclusivamente industriali" va valutato il criterio differenziale, come indicato nelle vigenti normative.

11.5. Emissioni odorogene (ove prescritto)

12. Il monitoraggio olfattometrico deve essere eseguito in conformità con il documento "Metodologie per la valutazione delle emissioni odorogene - Documento di sintesi" adottato con Delibera 38/2018 dal Consiglio nazionale del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA).
13. Il Gestore dovrà utilizzare l'analisi olfattometrica in conformità con la norma UNI EN 13725:2004 per la determinazione della concentrazione di odori e la VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection" per la valutazione delle ricadute.
14. Il monitoraggio deve essere eseguito utilizzando una procedura di monitoraggio della qualità dell'aria ambiente per il parametro odore, da implementare all'interno del Sistema di Gestione Ambientale una volta acquisito.

14.1. 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 eluati¹¹

¹¹ 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.

- 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 EN ISO/IEC 17025.
3. Per le analisi dovranno essere adottate metodiche analitiche ufficiali riconosciute a livello nazionale ed internazionale, con particolare riferimento a:
- Metodi APAT/IRSA;
 - Metodi UNI EN ISO;
 - Metodi elaborati dall'Environmental Protection Agency statunitense (USEPA);
 - Metodi interni validati.

14.2. 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.

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".



14.3. Controllo di apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore alla durata dell'AIA (e comunque non meno di dieci anni).

SEZIONE 3 – REPORTING

15. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC

15.1. Definizioni

Limite di quantificazione - concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione - nel caso di misure puntuali, per il calcolo dei valori medi i dati di monitoraggio che risulteranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ stesso (condizione conservativa). I medesimi dati saranno, invece, posti uguale a zero nel caso di calcolo di medie di misure continue.

Media oraria - valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 70% delle letture continue.

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

Media mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno l'80% valori medi orari. Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

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

Flusso medio giornaliero - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 17 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio di 3 misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di 3 misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno l'80% valori medi orari. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Carico termico giornaliero dei forni e caldaie è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

Megawattora generato mese - ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo - rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente e l'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di combustibile

combusto nel mese, moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, quindi attraverso **calcolo** o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative - il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopracitate, 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.

15.2. Formule di calcolo

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera le quantità annue di inquinante emesso dovranno essere calcolate a partire dai valori di concentrazione di inquinante e di flusso dei fumi misurati ai camini.

La formula per il calcolo è la seguente:

$$Q = \sum_{i=1}^H (\bar{C}_{\text{mese}} \times \bar{F}_{\text{mese}}) \times 10^{-9}$$

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

\bar{C}_{mese} = concentrazione media mensile espressa in mg/Nm³

\bar{F}_{mese} = flusso medio mensile espresso in Nm³/mese

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

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 medio annuo espresso in l/anno.

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, spiegare il perché è stata fatta la variazione e valutare la rappresentatività del valore ottenuto.

15.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nel caso in cui l'AIA stabilisca limiti di emissione espressi in quantità totale rispetto ad una determinata base temporale (ad esempio mese o anno), devono essere adottati i seguenti criteri:

1. deve essere installato un sistema di misura o calcolo con acquisizione in continuo delle quantità emesse, con le stesse modalità di gestione seguite per gli SME;
2. deve essere implementato un sistema di registrazione, elaborazione e conservazione dei dati, misurati o calcolati, e devono essere stabilite delle procedure scritte di gestione e manutenzione dei dispositivi (sia di misura sia di calcolo); i criteri di conservazione sono quelli già rappresentati per gli SME;
3. deve essere codificato un metodo per la sostituzione dei dati mancanti (dovuti ad esempio, ma non solo, a manutenzioni, guasti, prove di taratura, transitori ecc) dei sistemi continui di misura o calcolo, nei casi in cui tali mancanze siano significative al fine del calcolo delle masse emesse; tale metodo non deve in alcun caso comportare la modifica dei dati SME ma deve essere in grado di sostituire i dati mancanti solo nell'algoritmo di elaborazione dei dati in continuo, ovvero dei dati stimati, ai fini del calcolo delle masse emesse, in modo da non pregiudicare l'elaborazione dei valori orari, giornalieri, settimanali, mensili e annuali; la sostituzione effettuata deve essere riconoscibile e tracciabile;
4. devono essere generati e registrati in automatico report giornalieri, mensili e annuali delle quantità emesse.

I sistemi di monitoraggio (misura o calcolo) devono garantire un'incertezza estesa nella determinazione delle masse emesse, in ogni condizione di esercizio, inferiore al 12% per anidride solforosa, monossido di carbonio e ossidi di azoto (espressi come 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.

15.4. 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 deve 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.

15.5. 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 deve essere inviata, immediatamente e comunque entro otto ore, per mezzo PEC, all'Autorità Competente, ai comuni interessati, nonché all'ISPRA e all'ARPA territorialmente competente.

Tale comunicazione deve 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 dell'evento incidentale, 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 dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si ripeta

- i) la verifica dell'efficacia delle suddette misure (ove possibile)
2. Inoltre deve 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 deve 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.

15.6. Comunicazioni in caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente

(rif. articolo 29-undecies (Incidenti o imprevisti))

1. In caso di incidenti o eventi imprevisti che incidano in modo significativo sull'ambiente, il Gestore deve informarne immediatamente (per mezzo PEC e non oltre 1 ora dal verificarsi dell'evento), l'Autorità Competente, il Comune, ISPRA ed ARPA e deve 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 deve 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 deve 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 s.m.i, a seguito di:

- a) Superamenti dei limiti per le matrici ambientali;

- b) malfunzionamenti dei presidi ambientali (ad esempio degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e/o impianti di depurazione ecc.)
 - c) danneggiamenti o rotture di apparecchiature/attrezzature (serbatoi, tubazioni, ecc.) e degli impianti produttivi;
 - d) incendio;
 - e) esplosione;
 - f) gestione non adeguata degli impianti di produzione e dei presidi ambientali, da parte del personale preposto e che comportano un rilascio incontrollato di sostanze inquinanti;
 - g) interruzioni elettriche nel caso di impossibilità a gestire il processo produttivo con sistemi alternativi (es. gruppi elettrogeni) o in generale interruzioni della fornitura di utilities (es. vapore, 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 deve redigere e trasmettere, per mezzo 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 dei sistemi di gestione ambientale certificati UNI EN ISO 14001:2015 o registrati EMAS nell'ambito dei quali potrebbero essere stati individuati ulteriori criteri e scenari di incidenti ambientali.

5. Il Gestore, qualora soggetto, dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del D.Lgs. 105/2005 e smi, e in particolare agli obblighi relativi all'accadimento di incidente rilevante.
6. Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere sintetizzate in una tabella e trasmesse in appendice nel Rapporto annuale.

15.7. Comunicazioni in caso di manutenzione straordinaria e arresto, dell'installazione per manutenzione

1. Il Gestore registra e comunica (a mezzo 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 deve 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, deve darne comunicazione (a mezzo 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 deve 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.

15.8. Valutazione e gestione del rischio di eventi esterni

Nell'ambito del proprio Sistema di Gestione Ambientale, ed in particolare nell'analisi del contesto territoriale e della gestione del relativo rischio, il Gestore dovrà:

1. individuare tutti gli scenari di emergenza dovuti ad eventi esterni, quali ad esempio eventi meteorologici (precipitazioni e venti) di intensità superiore alla media stagionale, eventi sismici ed eventi idrogeologici (frane e alluvioni), ed identificare tutte le misure di previsione e prevenzione strutturale e non strutturale e di manutenzione delle relative infrastrutture atte a prevenire e gestire il rischio;

2. predisporre un registro in formato digitale nel quale riportare gli eventi di cui sopra con le seguenti informazioni:
- una descrizione dell'evento con informazioni quali data e orario, intensità, durata, ecc.;
 - le procedure di controllo ed allerta attivate nell'installazione in occasione dell'evento;
 - gli impatti provocati da tale evento su apparecchiature ed impianti dell'installazione. Tra gli impatti si cita a scopo di esempio il blocco delle apparecchiature per alte vibrazioni, l'interruzione degli approvvigionamenti e della fornitura delle utilities (quali energia elettrica, aria strumenti, sistemi di polmonazione/inertizzazione), la tenuta dei serbatoi, il corretto funzionamento dei sistemi di contenimento, raccolta e trattamento delle acque meteoriche, il corretto funzionamento delle torce;
 - le conseguenze sulle matrici ambientali, quali rilasci in atmosfera, sversamenti di acque, anche qualora queste conseguenze non siano significative;
 - le misure di previsione e prevenzione strutturale e non strutturale e di manutenzione da adottare alla luce degli eventi occorsi e delle relative conseguenze ambientali;
 - in caso di conseguenze significative sulle matrici ambientali, il Gestore è tenuto a darne pronta comunicazione come descritto al precedente §11.6.

15.9. 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 deve 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'Autorità di Controllo nel corso della fase di attuazione del presente PMC.

A titolo di esempio, ogni tabella dovrà essere relativa ai singoli aspetti secondo il punto elenco successivo (contenuti minimo del rapporto, punti 1 – 3 - 4 – 5 – 7 – 10 - 11) e dovrà essere organizzata secondo il format seguente:

COLONNA 1	COLONNA 2	COLONNA 3		COLONNA 4	COLONNA 5..n	ULTIMA COLONNA
Codice_ impianto	Denominazione_ installazione	Lat_ N	Long_ E	Singoli item	Informazione richiesta dal PMC per singolo item	Indicatore di prestazione



								correlato

Ogni intestazione non deve contenere spazi o simboli fra le parole. Al posto degli spazi va inserito il simbolo “underscore”.

Il formato delle celle deve essere “numero” per i numeri e “testo” per i testi.

Ogni singolo foglio del file excel dovrà riportare il contenuto di riferimento (es. informazioni generali, produzione, consumi idrici, consumi di combustibili, emissioni in atmosfera, ecc...) e dovrà essere rinominato di conseguenza

Pertanto, ogni singolo foglio di lavoro dovrà riportare una tabella così costruita:

- Nella COLONNA1: il codice identificativo assegnato dal MATTM per l’installazione IPPC in oggetto, riportandolo per ogni riga della tabella¹²;
- Nella COLONNA2: la denominazione dell’installazione IPPC, riportandola per ogni riga della tabella¹³;
- Nella COLONNA3: le coordinate geografiche baricentriche dell’installazione IPPC, riportandole per ogni riga della tabella¹⁴;
- 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...);
- 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.
- Nell’ULTIMA COLONNA: il corrispettivo indicatore di prestazione.

¹² Le corrispondenze devono essere univoche e quindi, in una stessa tabella ad ogni informazione richiesta deve corrispondere uno (ed unico) codice impianto, un’unica denominazione installazione ed un’unica coppia di coordinate geografiche.

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.

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

I **contenuti minimi del rapporto** (da riportare nelle tabelle di cui sopra) sono i seguenti:

1. Informazioni generali:

- ◆ Nome dell'impianto
- ◆ Nome del gestore e della società che controlla l'impianto
- ◆ N° ore di effettivo funzionamento dei reparti produttivi
- ◆ N° di avvii e spegnimenti anno dei reparti produttivi
- ◆ Principali prodotti e relative quantità mensili e annuali
- ◆ Per gli impianti di produzione di energia elettrica e termica
 - N° di ore di normale funzionamento delle singole unità
 - N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità
 - Durata (numero di ore) di ciascun transitorio per tipologia (caldo/tiepido/freddo) per ciascuna unità;
 - Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ciascuna unità;
 - Consumo totale netto su base temporale mensile di combustibile¹⁵ per ciascuna unità di combustione;
- ◆ Tabella riassuntiva dei dati di impianto nell'attuale assetto autorizzato (a seguito della prima AIA e successivi Riesami/modifiche/adempimenti)

TABELLA RIASSUNTIVA DEI DATI DI IMPIANTO (Dati alla Massima Capacità Produttiva)

<i>Società</i>		
<i>Capacità produttiva autorizzata</i>	Prodotto	Quantità (t/a)
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/Nm ³ – media temporale) – (t/a)

¹⁵ Rapporto tra l'energia netta prodotta (meno l'energia elettrica e/o termica importata) e l'energia fornita dal combustibile (sotto forma del potere calorifico inferiore del combustibile) entro i confini dell'impianto di combustione in un determinato periodo di tempo.

<i>Numero SME – parametri per ogni SME</i>				
<i>Numero/Sigla Torce di emergenza</i>				
<i>Applicazione programma LDAR</i>				
<i>Applicazione metodo di stima emissioni diffuse</i>				
EMISSIONI IN ACQUA				
<i>Scarichi idrici finali/parziali autorizzati (sigla – fase di provenienza – corpo idrico recettore)</i>				
<i>Valori limite AIA per ogni scarico idrico (finale/parziale)</i>	Inquinante	Valore limite di emissione (mg/l – media temporale)		
<i>Impianto di trattamento interno</i>				
<i>Invio a impianto di trattamento esterno (specificare denominazione e estremi dell'autorizzazione all'esercizio in possesso dell'impianto esterno)</i>				
CONSUMI				
Item	Tipologia	Quantità		
<i>Materie prime (t/anno)</i>				
<i>Consumi idrici (m³/anno)</i>				
<i>Consumi energia (MWh)</i>	Energia elettrica			
	Energia termica			
<i>Consumo Combustibili (Sm³)</i>				
PRODUZIONE ENERGIA				
Item	Tipologia	Quantità		
<i>Produzione di energia (MWh)</i>	Energia elettrica			
	Energia termica			
<i>% energia prodotta da combustibili solidi (MWh/MWh TOTALI)</i>				
<i>% energia prodotta da combustibili liquidi (MWh/MWh TOTALI)</i>				
<i>% energia prodotta da combustibili gassosi (MWh/MWh TOTALI)</i>				
PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI				
Modalità di gestione	Tipologia	Quantità	% smaltimento/recupero	
<i>Deposito temporaneo (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
<i>Deposito preliminare (t/a)</i>	Rifiuti pericolosi			
	Rifiuti non pericolosi			
SERBATOI				
<i>Serbatoi contenenti idrocarburi</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)



<i>Serbatoi contenenti sostanze liquide pericolose</i>	n. totale	n. totale bacini di contenimento/doppio fondo	n. totale serbatoi a tetto fisso/collegati a sistema di recupero vapori (SI-NO)	n. totale serbatoi a tetto galleggiante/ Sistema di tenuta ad elevata efficienza (SI-NO)
INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE				
<i>Ubicazione in perimetrazione SIN</i>				
<i>Sito sottoposto a procedura di bonifica</i>				

2. Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- ♦ il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
- ♦ il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e ISPRA, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- ♦ il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione ad Autorità Competente e ISPRA, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

3. Produzione dalle varie attività:

- ♦ quantità di prodotti nell'anno;
- ♦ produzione di energia elettrica e termica nell'anno;

4. Consumi:

- ♦ consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
- ♦ consumo di combustibili nell'anno;
- ♦ caratteristiche dei combustibili;
- ♦ consumo di risorse idriche nell'anno;
- ♦ consumo di energia nell'anno.

5. Emissioni - ARIA:

- ♦ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante e ulteriore parametro monitorato per ciascun punto di emissione;
- ♦ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo previste dal PMC, di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, secondo i seguenti schemi:

Emissioni in atmosfera per punti di emissione

Mese	Concentrazioni misurate in emissione						
Punto di emissione	Parametro	Misure in continuo (indicare % O ₂ rif.)		Misure non in continuo (indicare % O ₂ rif.)			BAT AEL associato
		Valore medio mensile (mg/Nm ³)	Valore limite AIA (mg/Nm ³)	Valori misurati (indicare frequenza e date dei prelievi effettuati)		Valore limite AIA ove prescritto (mg/Nm ³)	
				Frequenza/ Date dei prelievi effettuati	Valore misurato (mg/Nm ³)		

- ♦ quantità emessa nell'anno di inquinante (espresso come tonnellate/anno) ai camini autorizzati;
- ♦ quantità specifica di inquinante emessa ai camini autorizzati (espresso come kg/quantità di prodotto principale dell'unità di riferimento del camino);
- ♦ concentrazione media annuale, valore minimo, valore massimo ed 95° percentile e in mg/Nm³ di tutte le sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria;
- ♦ controlli da eseguire presso i sistemi di trattamento dei fumi;
- ♦ risultati del programma LDAR come previsto dal presente PMC che riporti anche:
 - risultati del monitoraggio delle emissioni fuggitive (espresso in t/a o kg/a e m³/a) compreso il confronto con gli anni precedenti.
 - il piano di riduzione delle emissioni fuggitive che s'intende raggiungere nell'anno successivo specificando le relative azioni tecniche e/o gestionali che consentono il raggiungimento del target
- ♦ risultati del monitoraggio delle emissioni diffuse (ove effettuato).

6. Immissioni – ARIA:

- ♦ acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie mensili ed annuali delle centraline/a di monitoraggio della qualità dell'aria più rappresentative e/o eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

7. Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:

- ♦ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- ♦ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutti gli scarichi, come previsto dal PMC, secondo i seguenti schemi:

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA													
Scarico:													
Mese		Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)			Parametro / VLE (mg/l)		
		medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min	medio	max	min
Gennaio	mg/l												
Febbraio	mg/l												
Marzo	mg/l												
Aprile	mg/l												
Maggio	mg/l												
Giugno	mg/l												
Luglio	mg/l												
Agosto	mg/l												
Settembre	mg/l												
Ottobre	mg/l												
Novembre	mg/l												
Dicembre	mg/l												

Parametri di cui alle prescrizioni dell'AIA					
Mese:	Concentrazioni misurate in emissione				BAT AEL associato
Scarico	Parametro	Frequenza	Valori misurati (mg/l)	Valore limite AIA (mg/l)	

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

8. Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:

- ◆ codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti (pericolosi e non pericolosi) prodotti nell'anno, loro destino ed attività di origine;
- ◆ produzione specifica di rifiuti: kg annui di rifiuti di processo prodotti / tonnellate annue di prodotto principale (**nel caso delle centrali kg/MWht generato – nel caso delle raffinerie kg/t greggio lavorato**);
- ◆ indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti;
- ◆ % di rifiuti inviati a discarica/recupero interno/recupero esterno sul totale prodotto;
- ◆ conferma del criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso (temporale o quantitativo).

- ♦ piano di riduzione dei rifiuti speciali di processo con quantificazione degli indicatori eventualmente definiti dal gestore.
- ♦ risultati (in formato excel) delle analisi di controllo secondo il seguente schema:

Tabella 32 – Risultati analisi controllo rifiuti

	CER	Tipologia rifiuto	Quantità annua prodotta (kg)	Avviati a recupero		Avviati a smaltimento		% a recupero	% a smaltimento
				Quantità (kg)	Operazione R	Quantità (kg)	Operazione D		
Processo 1									
Processo 2									
.....									
Processo n									
Totale rifiuti di processo									
Altri rifiuti (non di processo)									
Totale rifiuti (non di processo)									
Totale complessivo rifiuti, di cui:									
Non pericolosi									
Pericolosi									

9. Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

- ♦ risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne;
- ♦ risultanze delle campagne di misura presso eventuali ricettori (misure o simulazioni) diurne e notturne;
- ♦ Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura e/o simulazione con gli obiettivi di qualità nelle aree limitrofe e/o presso eventuali ricettori, e il 90° percentile (L90), in foglio di calcolo ed es. excel editabile.

Tabella di confronto delle risultanze delle campagne di misura

	Valori limite di emissione in dB(A)		Valori limite assoluti di immissione in dB(A)		Valori di qualità in dB(A)
	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Al perimetro aziendale	Aree limitrofe o c/o ricettori	Aree limitrofe o c/o ricettori
Periodo diurno (ore 6.00 - 22.00)					
Periodo notturno (ore 22.00 - 6.00)					

10. Emissioni per l'intero impianto - ODORI:

- ♦ risultati del monitoraggio previsto dal PMC.

11. Indicatori di prestazione

- ♦ Vanno indicati gli indicatori di *performance* (consumi e/o le emissioni riferiti all'unità di produzione annua o all'unità di materia prima, o altri indicatori individuati).
In particolare è opportuno che ciascun indicatore prenda a riferimento al numeratore il consumo di risorsa/inquinante emesso/rifiuto generato mentre al denominatore la quantità di prodotto principale dell'Attività IPPC dell'impianto.

Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Consumi di energia non autoprodotta	Energia termica	MWh/t.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		
Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni punto di emissione	t/q.tà di prodotto		
Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	Quantità per ogni singolo inquinante (differenziando tra emissioni diffuse e emissioni fuggitive)	t/q.tà di prodotto		
Emissioni in acqua	Quantità per ogni singolo inquinante per ogni scarico	t/q.tà di prodotto		
Produzione di rifiuti pericolosi	-	t/q.tà di prodotto		
Rifiuti pericolosi inviati a recupero/smaltimento	-	t/q.tà di prodotto		

Indicatore di performance	Descrizione	UM	Modalità di calcolo (specificare se M, S o C)*	Frequenza autocontrollo
Altri indicatori				

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

** 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 un dato giorno (rappresentativo del funzionamento ordinario 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"

12. Effetti ambientali per manutenzioni o malfunzionamenti:

- ♦ quanto previsto al Capitolo 9 e al § 12.7 del presente PMC.
- ♦ Tabella di riepilogo delle risultanze delle attività di controllo, in foglio excel editabile, delle fasi critiche di processo

Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo 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. Informazioni PRTR

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

- ♦ nel caso il complesso sia escluso dall'obbligo di presentazione della dichiarazione PRTR il Gestore dovrà indicare in allegato al report:
 - a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR 157/2011);
 - b. motivo di esclusione dalla dichiarazione¹⁶;
- ♦ nel caso il Gestore abbia effettuato la dichiarazione PRTR:
 - a. codice PRTR attività principale (cfr. tabella 1, Appendice 1 del DPR 157/2011);
 - b. esplicitazione dei calcoli effettuati per l'inserimento dei dati¹⁷ contenuti nella dichiarazione trasmessa ad ISPRA entro il 30 aprile.

15. Eventuali problemi di gestione del piano:

- ♦ indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

15.10. 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

¹⁶ L'obbligo di dichiarazione sussiste se:

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

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



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.

15.11. Gestione e presentazione dei dati

Vedi § *Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano.*

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su **supporto informatico editabile**. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per le parti testo e "Open Office – **Foglio di Calcolo**" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO

Quadro sinottico degli autocontrolli

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Prodotti					
Prodotti	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumi					
Materie prime e combustibili	Mensile Trimestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Consumo combustibili	Giornaliero	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Trimestrale Semestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni fuggitive	Programma LDAR	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Scarichi idrici	Semestrale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Annuale A seguito di ogni evento incidentale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Mensile Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					
Verifiche periodiche	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Integrità dei serbatoi e bacini di contenimento.					
Verifiche periodiche	A rotazione almeno ogni 5 anni (cfr.	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale



FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo (frequenza)	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
	Cap. 9)				
Stoccaggi e sistemi di movimentazione combustibili					
Verifiche periodiche	Mensile Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale
Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Vedi tabella seguente	Vedi tabella seguente	Annuale

Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Rif. D.lgs 46/2014	Tutte
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Rif. D.lgs 46/2014	Campionamento a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi dai camini
		Campionamento a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Rif. D.lgs 46/2014	Analisi dei campioni prelevati
		Analisi dei campioni prelevati