



Dipartimento di Ingegneria e

Relazione tecnico-scientifica

*Supporto tecnico-scientifico alla valutazione, su base progettuale, delle emissioni
in atmosfera di una centrale termoelettrica a ciclo combinato*

Convenzione tra il Dipartimento di Ingegneria ed il Comune di Presenzano (CE) per attività di
consulenza tecnico-scientifica

Responsabile Scientifico

Prof. Ing. Dino Musmarra



Aversa, 28/10/2020

Indice

Premessa	3
1. Introduzione.....	4
2. Valutazione/verifica della conformità alle BREF/BAT di settore	6
3. Valutazione/verifica dell'efficienza dei sistemi di trattamento delle emissioni gassose.....	11
3.1. Bruciatori DLN (Dry Low NOX) e sistema di controllo avanzato della combustione.....	11
3.2. Sistema di abbattimento catalitico degli NO _x (Selective Catalytic Reduction - SCR)	11
4. Stima delle emissioni in atmosfera sulla base del progetto reso disponibile.....	14
5. Conclusioni.....	15
6. Allegato 1.....	16

Premessa

La seguente Relazione tecnico-scientifica è stata realizzata sulla base di una convenzione, stipulata tra il *Dipartimento di Ingegneria* dell'Università degli Studi della Campania "Luigi Vanvitelli" ed il *Comune di Presenzano (CE)*, avente come oggetto il "*Supporto tecnico-scientifico alla valutazione, su base progettuale, delle emissioni in atmosfera di una centrale termoelettrica a ciclo combinato*".

L'attività scientifica svolta, nell'ambito della presente convenzione, ha riguardato in particolare:

- a) valutazione/verifica della conformità alle BREF/BAT di settore;
- b) valutazione/verifica dell'efficienza dei sistemi di trattamento delle emissioni gassose;
- c) stima delle emissioni in atmosfera sulla base del progetto reso disponibile.

La valutazione tecnico-scientifica è stata eseguita sulla base della documentazione ricevuta dal Comune di Presenzano (CE), secondo quanto stabilito dall'art. 2 della suddetta convenzione.

Il responsabile scientifico dell'attività è il prof. ing. Dino Musmarra del Dipartimento di Ingegneria dell'Università degli Studi della Campania "Luigi Vanvitelli".

1. Introduzione

Oggetto della presente relazione tecnico-scientifica è la valutazione delle emissioni in atmosfera, su base progettuale, dell'impianto denominato "EDISON S.p.A. – Centrale termoelettrica di Presenzano (CE)" consistente in una centrale termoelettrica a ciclo combinato, da realizzare presso il Comune di Presenzano (CE), alimentata a gas naturale, con una potenza termica nominale di 1.243 MWt ed una potenza elettrica lorda di 770 MWe¹, costituito da:

- 1 turbogruppo (turbina a gas e alternatore) di classe "H", con potenza elettrica di circa 530 MWe;
- 1 caldaia a recupero a tre livelli di pressione con ri-surriscaldamento con al suo interno un sistema di abbattimento catalitico degli NO_x (SCR);
- 1 turbina a vapore da circa 240 MWe;
- 1 condensatore ad aria, per la condensazione del vapore in uscita dalla turbina a vapore;
- sistema elettrico di centrale.

La centrale, inoltre, è dotata dei seguenti sistemi ausiliari ed opere accessorie:

- sistema di approvvigionamento acqua;
- impianto di produzione di acqua demineralizzata con resine a scambio ionico;
- generatore di vapore ausiliario, per l'avviamento e nei periodi di fermo della Centrale termoelettrica;
- sistema di trattamento del gas combustibile;
- sistema acqua di raffreddamento dei sistemi ausiliari in ciclo chiuso;
- sistema gestione acque reflue;
- sistema antincendio e rilevazione gas;
- gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio;
- impianto di produzione aria compressa;
- sistema elettrico di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica;
- connessione alla Rete Nazionale dei Gasdotti.

In termini autorizzativi, la Centrale termoelettrica di Presenzano si configura come un "Nuovo Grande Impianto di Combustione"², ovvero un impianto di combustione di potenza termica

¹ Configurazione assunta a seguito delle integrazioni volontarie proposte dal Gestore al fine di aggiornare il progetto della Centrale termoelettrica alle BAT Conclusion per i grandi impianti di combustione.

² Art. 268, comm. 1) let. gg – D. Lgs 152/2006 e s.m.i.

nominale pari o superiore a 50MW non anteriore al 2002 o al 2013, per il quale sono richieste:

- la Valutazione di Impatto Ambientale in sede statale³, in quanto rientra nella attività previste dall' Allegato II alla Parte Seconda del D. Lgs 152/2006 e s.m.i.:

2) Installazioni relative a:

centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW;

- l' Autorizzazione Integrata Ambientale⁴, in quanto rientra nelle attività previste dall' Allegato VIII alla Parte Seconda del D. Lgs 152/2006 e s.m.i.:

1. Attività energetiche

1.1. Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW

³ Art. 7-bis, comm. 2 – D. Lgs 152/2006 e s.m.i.

⁴ Art. 6, comm. 13 let. a – D. Lgs 152/2006 e s.m.i.

2. Valutazione/verifica della conformità alle BREF/BAT di settore

La Centrale termoelettrica di Presenzano si configura come un “Nuovo Grande Impianto di Combustione”, sottoposto ad Autorizzazione Integrata Ambientale avendo come riferimento⁵ le “Conclusioni sulle BAT”⁶ ed i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili o “BAT-AEL”⁷ per i Grandi Impianti di Combustione “*DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017 che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione*”, riportate integralmente all’Allegato 1.

Di seguito si riporta in forma tabellare il confronto tra le conclusioni sulle BAT e la posizione del Gestore, a partire dal documento fornito dal committente “Allegato D15: Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle BAT Conclusions”

Conclusioni generali sulle BAT – Sistemi di gestione ambientale			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica da parte dello scrivente
1	Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche: <i>(omissis)</i>	Applicata - La Centrale sarà dotata di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) strutturato secondo i requisiti della norma UNI EN ISO 14001 e certificata EMAS.	POSITIVA
Conclusioni generali sulle BAT – Monitoraggio			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica da parte dello scrivente
2	La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico <i>(omissis)</i>	Applicata - Una volta realizzato l'impianto, dopo il commissioning dello stesso, verranno effettuati performance test in modo da verificare l'efficienza elettrica netta della Centrale.	POSITIVA subordinata all'utilizzo di norme EN, ovvero norme ISO, ovvero norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.
3	La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito. <i>(omissis)</i>	Applicata - La CTE sarà dotata di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera che monitorerà, oltre ai parametri elencati (portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione, contenuto di vapor d'acqua), la	POSITIVA

⁵ Art. 29-bis, comm. 1; Art. 29-sexies, comm. 4-bis – D. Lgs 152/2006 e s.m.i.

⁶ Art. 5, comm. 1, let. i-ter.2 – D. Lgs 152/2006 e s.m.i.: “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;”.

⁷ Art. 5, comm. 1, let. i-ter.4 – D. Lgs 152/2006 e s.m.i.: “intervalli di livelli di emissione ottenuti in condizioni di esercizio normali utilizzando una migliore tecnica disponibile o una combinazione di migliori tecniche disponibili, come indicato nelle conclusioni sulle BAT, espressi come media in un determinato arco di tempo e nell'ambito di condizioni di riferimento specifiche;”.

		concentrazione di ossidi di azoto (NOx) e monossido di carbonio (CO) e ammoniaca (NH3). Per la parte relativa al monitoraggio degli effluenti liquidi derivanti dal trattamento fumi si evidenzia che la BAT non è applicabile in quanto la CTE non sarà dotata di un sistema di trattamento fumi del tipo ad umido: le emissioni di NOx e CO saranno minimizzate grazie all'adozione di bruciatori di tipo DLN (tecnica primaria) e SCR (tecnica secondaria).	
4	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente. <i>(omissis)</i>	Applicata - Il nuovo camino sarà dotato di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 che misurerà in continuo le concentrazioni di O2, NOx, CO e NH3 contenute nei fumi.	Tenendo conto di quanto previsto dalla presente BAT, vista l'installazione dell'impianto SCR, si ritiene opportuno effettuare il monitoraggio una volta l'anno della SO ₃ .
5	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente. <i>(omissis)</i>	Non Disponibile	L'azienda dichiara di non produrre scarichi idrici di acque reflue industriali nell'ambiente.
Conclusioni generali sulle BAT – Prestazioni ambientali generali e di combustione			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica da parte dello scrivente
6	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate di seguito. <i>(omissis)</i>	Applicata - La nuova turbina a gas avrà un moderno sistema di combustione dotato di un sistema di controllo avanzato che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO e Incombusti.	POSITIVA
7	Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NOX, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NOX, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente). Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH3 risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è < 3–10 mg/Nm3	Applicata - La CTE sarà dotata di un sistema SCR progettato e dimensionato per rispettare allo scarico una concentrazione giornaliera di NH3 nei fumi di 5 mg/Nm3 (Rif. fumi secchi 15% O2) rientrante nel range indicato dalle BAT, tra l'altro previsto come media annua.	POSITIVA – Nella Nota Tecnica “SISTEMA DI COMBUSTIONE TURBINA A GAS SISTEMA DI ABBATTIMENTO CATALITICO DEGLI OSSIDI DI AZOTO (SCR)”, il gestore indica che per il parametro NH ₃ sarà garantito il rispetto delle seguenti condizioni di emissione al camino: - 5 mg/ Nm3, su base giornaliera; - 3 mg/ Nm3, su base annuale. Sulla base del PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO il gestore sarà tenuto a rispettare i seguenti valori limite di emissione a partire da agosto 2021: - 3 mg/ Nm3, su base giornaliera; - 3 mg/ Nm3, su base annuale.

	come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR, mentre il limite superiore utilizzando l'SNCR, senza ricorrere a tecniche di abbattimento a umido. Nel caso degli impianti che bruciano biomassa e funzionano a carico variabile, così come nel caso di motori funzionanti a HFO e/o gasolio, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è di 15 mg/Nm ³ .		
8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Applicata - I bruciatori dry Low NOx ed il sistema SCR sono progettati secondo i migliori standard di ingegneria e saranno eserciti e mantenuti in modo da garantirne la loro piena efficienza di funzionamento.	POSITIVA-I bruciatori Low NOx consentono di ridurre, in origine, la formazione di NOX.
9	Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1): <i>(omissis)</i>	Applicata - La Centrale sarà alimentata con gas naturale prelevato da un gasdotto di prima specie della rete Snam, che garantisce controlli regolari della qualità del combustibile.	POSITIVA
10	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi: <i>(omissis)</i>	Applicata - La centrale è progettata con i più elevati standard di ingegneria e sarà mantenuta in modo da garantire un'elevata affidabilità di funzionamento nel rispetto della normativa e delle prescrizioni autorizzative. Le emissioni gassose e gli scarichi idrici saranno gestiti e monitorati in conformità alle prescrizioni dell'AIA vigente. Saranno adottati tutti i presidi impiantistici e saranno implementate procedure gestionali per rendere trascurabile il rischio di inquinamento del suolo. Condizioni di non normale funzionamento saranno trattate in accordo alle prescrizioni dell'AIA vigente.	Le misure adottate dal Gestore appaiono sufficienti a scongiurare l'emissione al suolo durante condizioni di esercizio diverse da quelle nominali. Tuttavia, sulla base di quanto indicato dalla BAT si ritiene opportuno che il Gestore si doti di un "piano di gestione ambientale" in cui vengano considerate le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.
11	La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.	Applicata - La Centrale sarà dotata di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni gassose al camino del GVR. Le emissioni gassose, durante i transitori di avvio e fermata, saranno monitorate in conformità alle prescrizioni dell'AIA vigente. Gli unici scarichi idrici della centrale sono costituiti da acque meteoriche.	POSITIVA
Conclusioni generali sulle BAT – Efficienza energetica			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica da parte dello scrivente
12	Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione,	Applicata - La centrale rappresenta la tecnologia attualmente disponibile sul	POSITIVA

	gassificazione e/o IGCC in funzione \geq 1 500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito. <i>(omissis)</i>	mercato per produrre energia elettrica con il più alto rendimento energetico. Il rendimento elettrico netto della CTE è superiore all'upper limit del range di efficienza indicato nella BAT 44 per i nuovi Cicli Combinati.	
Conclusioni generali sulle BAT – Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica da parte dello scrivente
13	Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito. Riciclo dell'acqua Movimentazione a secco delle ceneri	Applicata a); Non applicabile b) - Per minimizzare il fabbisogno di acqua la Centrale effettua il recupero degli spurghi di caldaia, dei drenaggi delle linee vapore e degli eluati a bassa conducibilità dell'impianto di demineralizzazione. Per quanto riguarda invece le acque utilizzate per il lavaggio dei turbogas o gli eluati ad alta conducibilità dell'impianto di demineralizzazione previa neutralizzazione, verranno inviati a vasche di raccolta dedicate, e da esse conferiti, separatamente, tramite autobotti a impianti di smaltimento esterni autorizzati. Gli unici scarichi idrici della centrale sono costituiti da acque meteoriche.	POSITIVA
14	Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	Applicata - All'interno della Centrale saranno presenti tre distinte reti di raccolta e convogliamento dei reflui idrici: acque reflue industriali, acque reflue civili, acque meteoriche. La CTE non produrrà scarichi idrici di acque reflue industriali e civili nell'ambiente. Gli unici scarichi idrici della centrale sono costituiti da acque meteoriche.	POSITIVA
15	Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione. <i>(omissis)</i>	Non applicabile	Sebbene l'azienda dichiari di non produrre scarichi idrici di acque reflue industriali nell'ambiente, la tecnica primaria "a) Combustione ottimizzata (cfr. BAT 6) e sistemi di trattamento degli effluenti gassosi (ad esempio SCR/SNCR, cfr. BAT 7)", risulta applicata sulla base delle BAT 6 e BAT 7, pertanto, a parere dello scrivente, la presente BAT è da ritenersi applicata.
Conclusioni generali sulle BAT – Gestione dei rifiuti			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica
16	Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita: <i>(omissis)</i>	Non applicabile - La combustione di gas naturale non produce ceneri di combustione. Inoltre non sono presenti sistemi di trattamento fumi che generano rifiuti. A puro titolo informativo si fa presente che, quando possibile, i rifiuti prodotti dalla CTE saranno inviati a recupero e in subordine a smaltimento.	Si ritiene opportuno precisare che il catalizzatore del sistema SCR dovrà essere sostituito una volta esausto; costituendo un rifiuto prodotto dalle tecniche di abbattimento. Si evidenzia che la produzione di un rifiuto non preventivamente autorizzato in AIA dovrà essere tempestivamente comunicata agli enti di controllo.
Conclusioni generali sulle BAT – Emissioni sonore			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica
17	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o	Applicata - Il layout è stato studiato al fine di posizionare le sorgenti sonore più	POSITIVA

	più tecniche indicate di seguito. (omissis)	rumorose nella parte interna dell'area di Centrale, in modo da massimizzare la distanza rispetto ai ricettori esterni. Inoltre, oltre ad utilizzare apparecchiature di ultima generazione a bassa emissione sonora, il TG e la TV sono collocati all'interno di edifici.	
Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale			
N° BAT	Descrizione	Posizione del Gestore	Valutazione/verifica
40	Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito. (omissis)	Applicata - La Centrale rappresenta la tecnologia attualmente disponibile sul mercato per produrre energia elettrica con il più alto rendimento energetico. Il rendimento elettrico netto della CTE, 60,8 %, è infatti superiore all'upper limit del range di efficienza indicato nella BAT 44 per i nuovi Cicli Combinati.	POSITIVA
41	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito. (omissis)	Non Disponibile	Non applicabile in quanto impianto a turbina a gas con ciclo combinato
42	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito. (omissis)	Applicata - Per l'abbattimento degli NOX la Centrale utilizza le seguenti tecniche tra quelle menzionate nella BAT: a. Bruciatori DLN (Dry Low NOX); b. SCR; d. Sistema di controllo avanzato della combustione. Con riferimento ai BAT-AEL associati si fa presente che la CTE garantirà una concentrazione media giornaliera (che per definizione è maggiore o uguale della media annua) di NOx al camino pari a 10 mg/Nm3, pari al valore minimo dell'intervallo dei BAT-AEL, tra l'altro previsto come media annua.	POSITIVA
44	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.	Applicata - La nuova turbina a gas avrà un moderno sistema di combustione dotato di un sistema di controllo avanzato che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO. Con riferimento ai BAT-AEL associati si fa presente che la CTE garantirà una concentrazione media giornaliera di CO al camino pari a 30 mg/Nm3, in linea con i valori indicati nel range, che tra l'altro sono previsti come media annua. Si deve altresì considerare che avendo la CTE un'efficienza elettrica netta superiore al 55% e applicando il fattore di correzione previsto, il range di riferimento diventa: a. $5 - 33 (=30 \times 60,8/55)$ mg/Nm3 per la media annua.	POSITIVA, tuttavia la BAT-AEL per la CO individua valori di concentrazione che possono anche essere inferiori al valore di concentrazione che il Gestore si è impegnato a garantire, raggiungibili attraverso la combinazione dei sistemi di ottimizzazione della combustione ed utilizzo di catalizzatori ossidanti.

Tabella 1. Valutazione della posizione dell'impianto nei confronti delle BAT di settore

3. Valutazione/verifica dell'efficienza dei sistemi di trattamento delle emissioni gassose

3.1. Bruciatori DLN (Dry Low NOX) e sistema di controllo avanzato della combustione

Il modello di Turbogas selezionato per la Centrale Termoelettrica di Presenzano è la GT36-S5 di Ansaldo Energia. La GT36-S5 è una turbina a gas di classe "H", caratterizzata da temperatura dei gas all'ingresso in turbina che raggiungono i 1400÷1500 °C e rendimento dichiarato in ciclo semplice superiore al 40%. La macchina è equipaggiata con bruciatori tubolari sequenziali di tipo "Dry Low NOx".

La GT36-S5, a 50 Hz, prevede 16 bruciatori, ciascuno sostanzialmente composta da:

- 2 candele;
- combustore di 1° stadio, destinato a bruciare principalmente CO, con un lungo tempo di permanenza a circa 1300 °C;
- miscelatore aria di diluizione, utilizzando aria proveniente dallo scarico del compressore;
- bruciatore sequenziale, auto innescante, con tempo di permanenza basso per limitare la formazione di NO_x e la temperatura di ingresso turbina a circa 1400 °C.

Il principio fondante del bruciatore è quello del Combustore Sequenziale a Pressione Costante. Ciascuno di essi comprende due sistemi di combustione disposti in sequenza: il primo bruciatore (FB), un miscelatore dell'aria di diluizione, il bruciatore sequenziale (SB) e la zona di transizione verso l'ingresso della turbina. Il principio della combustione sequenziale prevede, quindi, che nel primo bruciatore a premiscelazione la temperatura di combustione non sia troppo elevata, consentendo una buona combustione di CO e una bassa formazione di NO_x; nel secondo bruciatore viene iniettato combustibile aggiuntivo e la temperatura di combustione raggiunge i valori elevati propri della classe H. Il secondo bruciatore è molto vicino alla turbina; pertanto, il tempo di permanenza del gas caldo è molto breve e la formazione di NO_x è mantenuta bassa.

3.2. Sistema di abbattimento catalitico degli NO_x (Selective Catalytic Reduction - SCR)

Il sistema catalitico di abbattimento degli ossidi d'azoto (Selective Catalytic Reduction - SCR), si basa sull'attraversamento dei fumi di scarico della turbina a gas ad alta temperatura in un catalizzatore a nido d'ape la cui composizione è la seguente:

- ossidi di titanio (TiO_2) \cong 75-80 %;
- vanadio (V_2O_5) \cong 3 %;
- tungsteno (WO_3) \cong 4 %.

Grazie alla sua composizione, il catalizzatore è in grado di ridurre gli NO_x (miscela formata da NO ed NO_2) ad N_2 ed acqua, in presenza di ammoniacca (NH_3).

Le principali condizioni operative sono riportate nella tabella seguente:

Caratteristica	Unità di misura	Valore
Tipo	-	Ceramico
Forma	-	Nido d'ape
Orientamento	-	Orizzontale
Composizione chimica di base	%	$\text{TiO}_2 \cong 75-80$; $\text{V}_2\text{O}_5 \cong 3$; $\text{WO}_3 \cong 4$;
Intervallo temperatura operativa	$^{\circ}\text{C}$	365-312
Minima temperatura iniezione NH_3	$^{\circ}\text{C}$	170
Reagente		Urea = 40 %w/w
Massima temperatura catalizzatore	$^{\circ}\text{C}$	400
Velocità media in sezione libera	m/s	2-5
Tempo di contatto previsto	s	0,1-0,2

Tabella 2. Principali parametri operativi del catalizzatore $\text{TiO}_2\text{-V}_2\text{O}_5$

Al fine di garantire la corretta temperatura dei fumi, ovvero di esercizio, che non deve superare i 400°C , il catalizzatore sarà installato fra i banchi di scambio della caldaia a recupero.

L'ammoniaca viene iniettata con un rapporto leggermente sovrastechiometrico, al fine di raggiungere il livello di riduzione necessario nel tempo di contatto fra NH_3 e NO_x nella struttura a nido d'ape del catalizzatore. L'iniezione di ammoniacca necessaria alla reazione avviene in forma gassosa; l'ammoniaca viene generata a partire da urea. La regolazione è basata sul principio del "feed forward", considerando come parametro principale per il dosaggio il carico della turbina a gas; mentre la regolazione secondaria, per compensare variazioni nei parametri operativi del ciclo termico, è effettuata sulla temperatura fumi a valle del catalizzatore. La verifica dell'effettivo abbattimento degli ossidi di azoto è eseguita sul monitoraggio della concentrazione di NO_x al camino. In condizioni ottimali, la vita utile del catalizzatore è di circa 40.000 – 50.000 ore di marcia. Tale durata può essere soggetta a variazioni a seconda, ad esempio, della composizione del gas bruciato, che può determinare il quantitativo di ossidi di azoto da abbattere, nonché la presenza più o meno significativa di componenti che possono "avvelenare" il catalizzatore.

Altro aspetto da considerare che influenzare la vita utile del catalizzatore è il tipo di funzionamento richiesto al Ciclo Combinato dal mercato elettrico e dalla rete, quali ad esempio il carico medio di esercizio della turbina a gas, i periodi di fermo impianto, le variazioni di carico ed i gradienti con

cui vengono eseguite, condizioni che influenzano le condizioni di esercizio della caldaia, la temperatura di esercizio del catalizzatore, i transitori di temperatura a cui esso sarà soggetto.

4. Stima delle emissioni in atmosfera sulla base del progetto reso disponibile

La Centrale termoelettrica prevede due punti di emissione concentrata:

- Camino E1, associato alla caldaia a recupero;
- Camino E2, associato al Generatore di Vapore Ausiliario, il cui utilizzo è previsto per le fasi di avviamento/fermata della Centrale.

le cui caratteristiche principali, incluso il quadro emissivo, sono riportate nella tabella seguente:

Camino	Emissioni (valori medi giornalieri)	Portata [Nm ³ /h]	Altezza [m]	Ore max di funzionamento/anno
E1	NO _x = 10 mg/Nm ^{3*} CO = 30 mg/Nm ^{3*} NH ₃ = 3 mg/Nm ^{3*#}	3.860.000	70	8.160
E2	NO _x = 50 mg/Nm ^{3**#} CO = 40 mg/Nm ^{3**#}	18.000	30	Non disponibile

*Nm³ = 1 atm, 0 °C, fumi secchi al 15% di O₂
**Nm³ = 1 atm, 0 °C, fumi secchi al 3% di O₂
#Valore limite di emissione a partire da agosto 2021 - PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Tabella 3. Emissioni concentrate

Per quanto riguarda la concentrazione degli NO_x, il valore limite prescritto, espresso come concentrazione media giornaliera, è di 10 mg/Nm³, a fronte di un intervallo indicato nelle BAT-AEL⁸ di 15-40 mg/Nm³. In aggiunta alle suddette emissioni, sono presenti alcuni punti di emissione secondaria, consistenti in emissioni convogliate da impianti di emergenza o di sfiati di impianti. La stima delle emissioni è riportata nella tabella seguente:

Camino	Portata massica oraria	Portata massica giornaliera	Portata massica annuale
E1	NO _x = 38,6 kg/h CO = 115,8 kg/h NH ₃ = 11,58 kg/h	NO _x = 926,4 kg/d CO = 2.779,2 kg/d NH ₃ = 277,9 kg/d	NO _x = 315 t/a CO = 945 t/a NH ₃ = 94,5 t/a [#]
E2	NO _x = 0,90 kg/h [#] CO = 0,72 kg/h [#]	Non disponibile	Non disponibile

#Valore stimato sulla base del limite di emissione a partire da agosto 2021 - PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
§Produzione stechiometrica – Consumo annuo di gas naturale = 1.079.000 kSm³ (T = 15°C, P = 101325 Pa)

Tabella 4. Stima delle emissioni

⁸ Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione – Tabella 24.

5. Conclusioni

L'impianto denominato "EDISON S.p.A. – Centrale termoelettrica di Presenzano (CE)" consistente in una centrale termoelettrica a ciclo combinato, da realizzare presso il Comune di Presenzano (CE), alimentata a gas naturale, con una potenza termica nominale di 1.243 MWt ed una potenza elettrica lorda di 770 MWe, è dotato delle migliori tecnologie disponibili nel settore di interesse, ovvero "Grandi Impianti di Combustione".

Le principali emissioni in atmosfera, su base progettuale, del suddetto impianto sono costituite da tre composti, NO_x, CO e NH₃, per i quali sono rispettati i BAT-AEL, cioè gli intervalli di livelli di emissione ottenuti in condizioni di esercizio normali utilizzando una migliore tecnica disponibile o una combinazione di migliori tecniche disponibili, come indicato nelle conclusioni sulle BAT. In particolare, per il parametro NO_x, il valore limite espresso come media giornaliera, pari a 10 mg/Nm³, è inferiore all'intervallo BAT-AEL, cioè 15-40 mg/Nm³; il valore limite espresso come media annuale, cioè 10 mg/Nm³, si colloca in corrispondenza del limite inferiore dell'intervallo BAT-AEL, cioè 10-30 mg/Nm³. Per il parametro CO, il valore limite espresso come media annuale, pari a 15 mg/Nm³, si colloca in corrispondenza della parte intermedia dell'intervallo BAT-AEL, cioè 5-30 mg/Nm³; per la concentrazione limite giornaliera, invece, è stato adottato il valore di 30 mg/Nm³. Per il parametro NH₃, il valore limite espresso come media annuale, pari a 3 mg/Nm³, si colloca in corrispondenza del limite inferiore dell'intervallo BAT-AEL, cioè 3-10 mg/Nm³; tale valore è stato esteso anche alla concentrazione limite giornaliera.

La "valutazione/verifica della conformità alle BREF/BAT di settore" mostra che l'impianto è conforme alle migliori tecnologie disponibili, sebbene si suggerisce di includere il monitoraggio annuale di SO₃ data la presenza del sistema di abbattimento SCR.

La "valutazione/verifica dell'efficienza dei sistemi di trattamento delle emissioni gassose" mostra che la tecnologia prevista per ridurre le emissioni in atmosfera, consistente nella combinazione di Bruciatori DLN e di un sistema di abbattimento catalitico degli NO_x, è pienamente conforme alla BAT-C di settore, utilizzabile in ambiente industriale, e dovrebbe essere in grado di garantire il rispetto dei valori limite prescritti in sede autorizzativa.

La "stima delle emissioni in atmosfera sulla base del progetto reso disponibile" di NO_x, CO e NH₃ è congruente con quanto riportato nella documentazione fornita.

6. Allegato 1

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

II

(Atti non legislativi)

DECISIONI

DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE

del 31 luglio 2017

che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione

[notificata con il numero C(2017) 5225]

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

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) ⁽¹⁾, in particolare l'articolo 13, paragrafo 5,

considerando quanto segue:

- (1) Le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (*best available techniques* — BAT) fungono da riferimento per stabilire le condizioni di autorizzazione per le installazioni di cui al capo II della direttiva 2010/75/UE e le autorità competenti dovrebbero fissare valori limite di emissione tali da garantire che, in condizioni di esercizio normali, non si superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle conclusioni sulle BAT.
- (2) Il forum istituito con decisione della Commissione del 16 maggio 2011 ⁽²⁾ e composto da rappresentanti degli Stati membri, dei settori industriali interessati e delle organizzazioni non governative che promuovono la protezione dell'ambiente ha trasmesso alla Commissione, il 20 ottobre 2016, il proprio parere in merito al contenuto proposto del documento di riferimento sulle BAT per i grandi impianti di combustione. Il parere è accessibile al pubblico.
- (3) Le conclusioni sulle BAT di cui all'allegato della presente decisione sono il nucleo del suddetto documento di riferimento sulle BAT.
- (4) Le misure di cui alla presente decisione sono conformi al parere del comitato istituito a norma dell'articolo 75, paragrafo 1, della direttiva 2010/75/UE,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

Sono adottate le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) per i grandi impianti di combustione riportate in allegato.

⁽¹⁾ GUL 334 del 17.12.2010, pag. 17.

⁽²⁾ GU C 146 del 17.5.2011, pag. 3.

Articolo 2

Gli Stati membri sono destinatari della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 31 luglio 2017

Per la Commissione
Karmenu VELLA
Membro della Commissione

ALLEGATO

CONCLUSIONI SULLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI (BAT — BEST AVAILABLE TECHNIQUES)

AMBITO DI APPLICAZIONE

Le presenti conclusioni relative alle migliori tecniche disponibili (BAT — *Best Available Techniques*) si riferiscono alle seguenti attività di cui all'allegato I della direttiva 2010/75/UE:

- 1.1: combustione di combustibili in installazioni con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW, solo quando questa attività ha luogo in impianti di combustione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW,
- 1.4: gassificazione di carbone o altri combustibili in installazioni con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 20 MW, solo quando questa attività è direttamente associata a un impianto di combustione,
- 5.2: smaltimento o recupero dei rifiuti in impianti di incenerimento dei rifiuti o in impianti di coincenerimento dei rifiuti per i rifiuti non pericolosi con una capacità superiore a 3 t l'ora oppure per i rifiuti pericolosi con una capacità superiore a 10 t al giorno, solo quando questa attività ha luogo in impianti di combustione contemplati al precedente punto 1.1.

In particolare, le presenti conclusioni sulle BAT riguardano le attività a monte e a valle direttamente associate alle attività summenzionate, incluse le tecniche applicate di prevenzione e controllo delle emissioni.

I combustibili considerati nelle presenti conclusioni sulle BAT sono tutte le materie combustibili solide, liquide e/o gassose, nella fattispecie:

- i combustibili solidi (ad esempio, carbone, lignite, torba),
- la biomassa (quale definita all'articolo 3, punto 31, della direttiva 2010/75/UE),
- i combustibili liquidi (ad esempio, olio combustibile pesante e gasolio),
- i combustibili gassosi (ad esempio, gas naturale, gas contenente idrogeno e gas di sintesi),
- combustibili specifici (ad esempio, i sottoprodotti dell'industria chimica e della siderurgia),
- i rifiuti, tranne i rifiuti urbani misti quali definiti all'articolo 3, punto 39, e gli altri rifiuti enumerati all'articolo 42, paragrafo 2, lettera a, punti ii) e iii), della direttiva 2010/75/UE.

Le presenti conclusioni sulle BAT non riguardano le seguenti attività:

- la combustione di combustibili in unità con potenza termica nominale inferiore a 15 MW,
- gli impianti di combustione con arco di vita limitato o gli impianti di teleriscaldamento che beneficiano di una deroga ai sensi degli articoli 33 e 35 della direttiva 2010/75/UE, fino allo scadere della deroga indicata nell'autorizzazione, per quanto concerne i BAT-AEL relativi agli inquinanti contemplati dalla deroga, nonché agli altri inquinanti le cui emissioni sarebbero state ridotte dalle misure tecniche a cui si è derogato,
- la gassificazione dei combustibili, quando non è direttamente associata alla combustione dei gas di sintesi che ne derivano,
- la gassificazione dei combustibili e la successiva combustione dei gas di sintesi, quando tali attività sono direttamente associate alla raffinazione di petrolio e di gas,
- le attività a monte e a valle non direttamente associate alle attività di combustione o gassificazione,
- la combustione nei forni o nei riscaldatori di processo,
- la combustione negli impianti di post combustione,
- la combustione in torcia,
- la combustione nelle caldaie di recupero e nei bruciatori dei composti ridotti dello zolfo nelle installazioni per la produzione di pasta per carta e carta, già contemplata nelle conclusioni sulle BAT per la produzione di pasta per carta, carta e cartone,

- la combustione dei combustibili di raffineria sul sito della raffineria, già contemplata nelle conclusioni sulle BAT sulla raffinazione di petrolio e di gas,
- lo smaltimento o il recupero dei rifiuti in:
 - impianti di incenerimento dei rifiuti quali definiti all'articolo 3, punto 40, della direttiva 2010/75/UE,
 - impianti di coincenerimento dei rifiuti dove oltre il 40 % del calore liberato proviene da rifiuti pericolosi,
 - impianti di coincenerimento dei rifiuti che bruciano solo rifiuti, salvo quelli costituiti almeno parzialmente di biomassa quale definita all'articolo 3, punto 31 b), della direttiva 2010/75/UE,
 già contemplati nelle conclusioni sulle BAT per l'incenerimento dei rifiuti.

Altre conclusioni e documenti di riferimento sulle BAT che possono rivestire un interesse ai fini delle attività contemplate dalle presenti conclusioni sulle BAT sono:

- sistemi comuni di trattamento/gestione delle acque reflue e dei gas di scarico nell'industria chimica (CWW),
- serie dei BREF sulle sostanze chimiche (LVOC ecc.),
- effetti economici e effetti incrociati (Economic and Cross-Media Effects — ECM),
- emissioni prodotte dallo stoccaggio (Emissions from storage — EFS),
- efficienza energetica (Energy Efficiency — ENE),
- sistemi di raffreddamento industriali (Industrial Cooling Systems — ICS),
- produzione di ferro e acciaio (Iron and Steel Production — IS),
- monitoraggio delle emissioni in atmosfera e nell'acqua da installazioni soggette alla direttiva sulle emissioni industriali (Reference Document on the General Principles of Monitoring — ROM),
- produzione di pasta per carta, carta e cartone (Production of Pulp, Paper and Board — PP),
- raffinazione di petrolio e di gas (Refining of Mineral Oil and Gas — REF),
- incenerimento dei rifiuti (Waste Incineration — WI),
- trattamento dei rifiuti (Waste Treatments — WT).

DEFINIZIONI

Ai fini delle presenti conclusioni sulle BAT, si applicano le definizioni seguenti:

Termine	Definizione
Termini generici	
Caldaia	Qualsiasi impianto di combustione ad eccezione dei motori, delle turbine a gas e dei forni o riscaldatori di processo
Turbina a gas a ciclo combinato (<i>combined-cycle gas turbine</i> — CCGT)	<p>Impianto di combustione che utilizza due cicli termodinamici (il ciclo Brayton e il ciclo Rankine). In una CCGT il calore proveniente dagli effluenti gassosi di una turbina a gas (che produce energia elettrica in base al ciclo Brayton) è trasformato in energia utile in un generatore di vapore a recupero termico (HRSG), dove serve a produrre vapore che in seguito si espande in una turbina a vapore (che funziona secondo il ciclo Rankine per produrre energia elettrica supplementare).</p> <p>Ai fini delle presenti conclusioni sulle BAT, per CCGT s'intende sia la configurazione con combustione supplementare nell'HRSG sia quella senza.</p>

Termine	Definizione
Impianto di combustione	<p>Qualsiasi dispositivo tecnico in cui sono ossidati combustibili al fine di utilizzare il calore così prodotto. Ai fini delle presenti conclusioni sulle BAT, una combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> — due o più impianti di combustione distinti in cui gli effluenti gassosi sono emessi da un camino comune, oppure — impianti di combustione distinti autorizzati per la prima volta il 1° luglio 1987 o posteriormente, oppure i cui gestori hanno presentato una domanda d'autorizzazione completa in quella data o posteriormente, la cui configurazione è tale che, tenuto conto dei fattori tecnici ed economici, l'autorità competente potrebbe ritenere che gli effluenti gassosi siano emessi da un camino comune <p>è considerata un impianto di combustione singolo.</p> <p>Per calcolare la potenza termica nominale totale di tale combinazione, si somma la capacità di ciascun impianto di combustione interessato, avente capacità almeno pari a 15 MW.</p>
Unità di combustione	Singolo impianto di combustione
Misurazioni in continuo	Misurazione realizzate con un sistema di misurazione automatico installato in loco in modo permanente
Scarico diretto	Scarico (in un corpo idrico ricevente) nel punto in cui le emissioni escono dall'installazione senza ricevere alcun altro trattamento a valle
Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi (FGD)	Sistema consistente in una o più tecniche di abbattimento il cui scopo è ridurre il livello di emissioni di SO _x di un impianto di combustione
Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) — esistente	Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) che non è un nuovo sistema FGD
Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) — nuovo	Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) in un nuovo impianto o sistema FGD nel quale almeno una tecnica di abbattimento è stata introdotta o completamente sostituita in un impianto esistente dopo la pubblicazione delle presenti conclusioni sulle BAT
Gasolio	<p>Qualsiasi combustibile liquido derivato dal petrolio classificato con il codice NC 2710 19 25, 2710 19 29, 2710 19 47, 2710 19 48, 2710 20 17 o 2710 20 19,</p> <p>oppure qualsiasi combustibile liquido derivato dal petrolio del quale meno di 65 % in volume (comprese le perdite) distilla a 250 °C e del quale almeno 85 % in volume (comprese le perdite) distilla a 350 °C secondo il metodo ASTM D86</p>
Olio combustibile pesante (HFO)	<p>Qualsiasi combustibile liquido derivato dal petrolio classificato con il codice NC da 2710 19 51 a 2710 19 68, 2710 20 31, 2710 20 35 o 2710 20 39,</p> <p>o qualsiasi combustibile liquido derivato dal petrolio, diverso dal gasolio, che, per i suoi limiti di distillazione, rientra nella categoria di oli pesanti destinati ad essere usati come combustibile e di cui meno di 65 % in volume (comprese le perdite) distilla a 250 °C secondo il metodo ASTM D86. Se la distillazione non può essere determinata con il metodo ASTM D86, il prodotto petrolifero rientra ugualmente nella categoria degli oli combustibili pesanti</p>
Rendimento elettrico netto (unità di combustione e IGCC)	Rapporto tra l'energia elettrica netta prodotta (energia elettrica prodotta sul lato ad alta tensione del trasformatore principale meno l'energia importata — ad esempio, per il consumo dei sistemi ausiliari) e l'energia fornita dal combustibile o dalla materia prima (sotto forma di potere calorifico inferiore del combustibile/della materia prima) entro i confini dell'unità di combustione in un determinato periodo di tempo

Termine	Definizione
Efficienza meccanica netta	Rapporto tra l'energia meccanica resa all'albero e l'energia termica fornita dal combustibile
Consumo totale netto di combustibile (unità di combustione e IGCC)	Rapporto tra l'energia netta prodotta (energia elettrica, acqua calda, vapore, energia meccanica prodotta meno l'energia elettrica e/o termica importata — ad esempio, per il consumo dei sistemi ausiliari) 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
Consumo totale netto di combustibile (unità di gassificazione)	Rapporto tra l'energia netta prodotta (energia elettrica, acqua calda, vapore, energia meccanica prodotta e gas di sintesi (sotto forma del potere calorifico inferiore del gas di sintesi) meno l'energia elettrica e/o termica importata (ad esempio, per il consumo dei sistemi ausiliari) e l'energia fornita dal combustibile/materia prima (sotto forma del potere calorifico inferiore del combustibile/materia prima) entro i confini dell'unità di gassificazione in un determinato periodo di tempo
Ore operative	Il tempo, espresso in ore, durante cui un impianto di combustione è interamente o parzialmente in funzione e scarica emissioni in atmosfera, esclusi i periodi di avvio e di arresto
Misurazione periodica	Determinazione del misurando (particolare quantitativo oggetto di misurazione) a definiti intervalli temporali
Impianto — esistente	Impianto che non è un nuovo impianto
Impianto — nuovo	Impianto di combustione autorizzato per la prima volta nell'installazione dopo la pubblicazione delle presenti conclusioni sulle BAT, o sostituzione integrale di un impianto di combustione sulle fondamenta esistenti dopo la pubblicazione delle presenti conclusioni sulle BAT.
Impianto di post combustione	Sistema concepito per depurare gli effluenti gassosi mediante combustione, che non è gestito come impianto di combustione indipendente, quale un impianto di ossidazione termica (cioè inceneritore dei gas di coda), usato per eliminare lo o gli inquinanti (ad esempio i VOC) dagli effluenti gassosi con o senza recupero del calore generato. Le tecniche di combustione a stadi, in cui le varie fasi della combustione hanno luogo in camere distinte e possono conferire al processo di combustione caratteristiche diverse (rapporto combustibile/aria, profilo di temperatura), sono considerate parte integrante del processo di combustione e non assimilate a impianti post combustione. Analogamente, quando i gas generati in un forno/riscaldatore di processo o in un altro processo di combustione sono successivamente ossidati in un altro impianto di combustione per recuperare il loro valore energetico (con o senza l'uso di combustibile ausiliario) per la produzione di energia elettrica, vapore, acqua calda/olio caldo o energia meccanica, quest'ultimo impianto non è considerato un impianto di post combustione
Sistema predittivo del monitoraggio delle emissioni (<i>Predictive Emission Monitoring System</i> — PEMS)	Sistema utilizzato per determinare in maniera continuativa la concentrazione di un inquinante in una sorgente di emissioni, in base al suo rapporto con una serie di parametri caratteristici di processo soggetti a monitoraggio continuo (ad esempio consumo di gas combustibile, rapporto aria/combustibile) e dati qualitativi del combustibile o della materia prima (ad esempio il tenore di zolfo)
Combustibili di processo dell'industria chimica	Sottoprodotti gassosi e/o liquidi generati dall'industria (petrol)chimica e utilizzati come combustibili non commerciali negli impianti di combustione
Forni o riscaldatori di processo	I forni o i riscaldatori di processo sono: — impianti di combustione i cui effluenti gassosi sono usati per il trattamento termico di oggetti o materie prime mediante un meccanismo di riscaldamento a contatto diretto (ad esempio, forni da cemento e calce, forno di vetrificazione, forni da asfalto, processo di essiccazione, reattore utilizzato nell'industria (petrol)chimica, forni per trattamento di metalli ferrosi), oppure

Termine	Definizione
	<p>— impianti di combustione il cui calore radiante e/o di conduzione è trasferito agli oggetti o alle materie prime mediante parete solida senza l'ausilio di un fluido termovettore (ad esempio, batteria di forni per il coke, cowper degli altoforni, forno o reattore usato per scaldare un flusso di processo nell'industria (petrol)chimica, come un forno da steam cracking, riscaldatore di processo utilizzato per la rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) in terminali GNL).</p> <p>Grazie all'applicazione delle buone prassi del recupero di energia, i forni/riscaldatori di processo possono essere associati a un sistema di generazione di vapore/energia elettrica. Quest'ultimo è parte integrante del forno/riscaldatore di processo e non può essere considerato un sistema a sé stante.</p>
Combustibili di raffineria	Materiale combustibile solido, liquido o gassoso risultante dalle fasi di distillazione e conversione della raffinazione del petrolio greggio. Esempi: gas di raffineria (RFG), gas di sintesi, oli di raffineria e coke di petrolio
Residui	Sostanze o oggetti generati dalle attività che rientrano nel campo di applicazione del presente documento, come i rifiuti o i sottoprodotti
Periodi di avvio e di arresto	Il periodo di funzionamento di un impianto determinato a norma delle disposizioni della decisione di esecuzione 2012/249/UE della Commissione (*)
Unità — esistente	Unità di combustione che non è una nuova unità
Unità — nuova	Unità di combustione autorizzata per la prima volta nell'impianto di combustione dopo la pubblicazione delle presenti conclusioni sulle BAT, o sostituzione integrale di un'unità di combustione sulle fondamenta esistenti dell'impianto di combustione dopo la pubblicazione delle presenti conclusioni sulle BAT.
Valida (media oraria)	Una media oraria è ritenuta valida in assenza di manutenzione o disfunzioni del sistema di misurazione automatico

(*) Decisione di esecuzione 2012/249/UE della Commissione, del 7 maggio 2012, relativa alla determinazione dei periodi di avvio e di arresto ai fini della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali (GU L 123 del 9.5.2012, pag. 44).

Termine	Definizione
Inquinanti/parametri	
As	La somma di arsenico e suoi composti, espressa come As
C ₃	Idrocarburi con tre atomi di carbonio
C ₄ ⁺	Idrocarburi con almeno quattro atomi di carbonio
Cd	La somma di cadmio e dei suoi composti, espressa come Cd
Cd+Tl	La somma di cadmio, tallio e loro composti, espressa come Cd + Tl
CH ₄	Metano
CO	Monossido di carbonio
COD	Domanda chimica di ossigeno. Quantità di ossigeno necessaria per l'ossidazione completa della materia organica in diossido di carbonio
COS	Solfuro di carbonile
Cr	La somma di cromo e suoi composti, espressa come Cr

Termine	Definizione
Cu	La somma del rame e suoi composti, espressa come Cu
Polveri	Particolato (atmosfera) totale
Fluoruri	Fluoruri disciolti, espressi come F ⁻
H ₂ S	Acido solfidrico
HCl	Tutti i composti inorganici gassosi del cloro, espressi come HCl
HCN	Cianuro di idrogeno
HF	Tutti i composti inorganici gassosi del fluoro, espressi come HF
Hg	La somma di mercurio e suoi composti, espressa come Hg
N ₂ O	Monossido di diazoto (protossido di azoto)
NH ₃	Ammoniaca
Ni	La somma di nichel e suoi composti, espressa come Ni
NO _x	La somma del monossido di azoto (NO) e del diossido di azoto (NO ₂), espressa come NO ₂
Pb	La somma di piombo e suoi composti, espressa come Pb
PCDD/F	policlorodibenzo-p-diossine e -furani
RCG	Concentrazione grezza negli effluenti gassosi. Concentrazione di SO ₂ negli effluenti gassosi grezzi come media annua (alle condizioni standard indicate nella sezione Considerazioni generali) all'ingresso del sistema di abbattimento delle emissioni di SO _x , espressa a un tenore di ossigeno (O ₂) di riferimento di 6 % in volume.
Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni + V	La somma di antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio e loro composti, espressa come Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni + V
SO ₂	Anidride solforosa
SO ₃	Anidride solforica
SO _x	La somma di anidride solforosa (SO ₂) e anidride solforica (SO ₃), espressa come SO ₂
Solfati	Solfati disciolti, espressi come SO ₄ ²⁻
Solfuri, a facile rilascio	La somma di solfuri disciolti e solfuri non disciolti a facile rilascio all'acidificazione, espressa come S ²⁻
Solfiti	Solfiti disciolti, espressi come SO ₃ ²⁻
TOC	Carbonio organico totale, espresso come C (nell'acqua)
TSS	Solidi sospesi totali. Concentrazione di massa di tutti i solidi sospesi (nell'acqua), misurati per filtrazione mediante filtri in fibra di vetro e gravimetria.
TVOC	Carbonio organico volatile totale, espresso come C (nell'atmosfera)
Zn	La somma di zinco e suoi composti, espressa come Zn

ACRONIMI

Ai fini delle presenti conclusioni sulle BAT, si applicano gli acronimi riportati di seguito:

Acronimo	Definizione
ASU (<i>Air supply unit</i>)	Unità di alimentazione dell'aria
CCGT (<i>Combined-cycle gas turbine</i>)	Turbina a gas a ciclo combinato, con o senza combustione supplementare
CFB (<i>Circulating fluidised bed</i>)	Letto fluido circolante
CHP (<i>Combined heat and power</i>)	Cogenerazione di calore ed elettricità
COG (<i>Coke oven gas</i>)	Gas di cokeria
COS (<i>Carbonyl sulphide</i>)	Solfuro di carbonile
DLN (<i>Dry low-NO_x burners</i>)	Bruciatori a bassa emissione di NO _x a secco
DSI (<i>Duct sorbent injection</i>)	Iniezione in linea di sorbente
ESP (<i>Electrostatic precipitator</i>)	Precipitatore elettrostatico
FBC (<i>Fluidised bed combustion</i>)	Combustione a letto fluido
FGD (<i>Flue-gas desulphurisation</i>)	Desolforazione degli effluenti gassosi
HFO (<i>Heavy fuel oil</i>)	Olio combustibile pesante
HRSG (<i>Heat recovery steam generator</i>)	Generatore di vapore a recupero di calore
IGCC (<i>Integrated gasification combined cycle</i>)	Ciclo integrato con impianto di gassificazione
LHV (<i>Lower heating value</i>)	Potere calorifico inferiore
LNB (<i>Low-NO_x burners</i>)	Bruciatori a basse emissioni di NO _x
GNL	Gas naturale liquefatto
OCGT (<i>Open-cycle gas turbine</i>)	Turbina a gas a circuito aperto
OTNOC (<i>Other than normal operating conditions</i>)	Condizioni di esercizio diverse da quelle normali
PC (<i>Pulverised combustion</i>)	Combustione di polverino
PEMS (<i>Predictive emissions monitoring system</i>)	Sistema predittivo del monitoraggio delle emissioni
SCR (<i>Selective catalytic reduction</i>)	Riduzione catalitica selettiva
SDA (<i>Spray dry absorber</i>)	Atomizzatore, assorbitore a secco
SNCR (<i>Selective non-catalytic reduction</i>)	Riduzione non catalitica selettiva

CONSIDERAZIONI GENERALI

Migliori tecniche disponibili

Le tecniche elencate e descritte nelle presenti conclusioni sulle BAT non sono prescrittive né esaustive. È possibile utilizzare altre tecniche che garantiscano un livello quanto meno equivalente di protezione dell'ambiente.

Salvo diversa indicazione, le presenti conclusioni sulle BAT sono generalmente applicabili.

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL)

Laddove siano indicati livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per diversi periodi di calcolo della media, tutti i BAT-AEL indicati devono essere rispettati.

I BAT-AEL indicati nelle presenti conclusioni sulle BAT possono non applicarsi alle turbine e ai motori a gas o a combustibile liquido utilizzati nelle situazioni di emergenza per un numero annuo di ore inferiore a 500, quando tali situazioni di emergenza non sono compatibili con il rispetto dei BAT-AEL.

BAT-AEL per le emissioni in atmosfera

I livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle presenti conclusioni sulle BAT si riferiscono alle concentrazioni espresse, in mg/Nm³, µg/Nm³ o ng I-TEQ/Nm³, come massa della sostanza emessa per volume di effluente gassoso, alle seguenti condizioni standard: gas secco a una temperatura di 273,15 K e una pressione di 101,3 kPa.

Il monitoraggio associato ai BAT-AEL per le emissioni in atmosfera è illustrato nella BAT 4.

Le condizioni di riferimento dell'ossigeno utilizzato per esprimere i BAT-AEL nel presente documento sono illustrate nella tabella in appresso.

Attività	Livello di ossigeno di riferimento(O _R)
Combustione di combustibili solidi	6 % in volume
Combustione di combustibili solidi in combinazione con combustibili liquidi e/o gassosi	
Coincenerimento dei rifiuti	
Combustione di combustibili liquidi e/o gassosi quando non ha luogo in turbina o motore a gas	3 % in volume
Combustione di combustibili liquidi e/o gassosi quando ha luogo in turbina o motore a gas	15 % in volume
Combustione in impianti IGCC	

L'equazione per calcolare la concentrazione delle emissioni corrispondenti al livello di ossigeno di riferimento è la seguente:

$$E_R = \frac{21 - O_R}{21 - O_M} \times E_M$$

dove:

E_R: concentrazione delle emissioni al livello di ossigeno di riferimento O_R;

O_R: livello di ossigeno di riferimento in percentuale in volume (%);

E_M: concentrazione misurata dell'emissione;

O_M: livello misurato di ossigeno in percentuale in volume (%).

Per i periodi di calcolo della media, si applicano le seguenti definizioni:

Periodo di calcolo della media	Definizione
Media giornaliera	Media su un periodo di 24 ore delle medie orarie valide misurate in continuo
Media annua	Media su un periodo di un anno delle medie orarie valide misurate in continuo

Periodo di calcolo della media	Definizione
Media del periodo di campionamento	Valore medio di tre misurazioni consecutive di almeno 30 minuti ciascuna ⁽¹⁾
Media dei campioni su un anno	Media dei valori ottenuti in un anno delle misurazioni periodiche effettuate alla frequenza di monitoraggio stabilita per ciascun parametro

⁽¹⁾ 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.

BAT-AEL per le emissioni nell'acqua

I livelli di emissioni nell'acqua associati alle migliori tecniche disponibili indicati nelle presenti conclusioni sulle BAT si riferiscono alle concentrazioni espresse, in µg/l, mg/l, o g/l, come massa della sostanza emessa per volume d'acqua. I BAT-AEL si riferiscono alle medie giornaliere, ossia a campioni compositi proporzionali al flusso prelevati su 24 ore. Si possono utilizzare campioni compositi proporzionali al tempo purché sia dimostrata una sufficiente stabilità del flusso.

Il monitoraggio associato ai BAT-AEL per le emissioni nell'acqua è illustrato nella BAT 5.

Livelli di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL)

Il livello di efficienza energetica associato alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) si riferisce al rapporto tra l'energia netta prodotta dall'unità di combustione e l'energia fornita all'unità di combustione dal combustibile o dalla materia prima, alle condizioni effettive di progetto. L'energia netta prodotta è determinata entro i confini dell'unità di combustione, gassificazione o IGCC, compresi i sistemi ausiliari (ad esempio, i sistemi di trattamento degli effluenti gassosi) e per l'unità in funzione a pieno carico.

Nel caso di impianti di cogenerazione di calore ed energia (CHP):

- il BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile si riferisce all'unità di combustione funzionante a pieno carico e configurata in modo da ottimizzare in primis il calore fornito e, in secondo luogo, la generazione di energia elettrica residua possibile,
- il BAT-AEEL per il rendimento elettrico netto si riferisce all'unità di combustione che genera solo energia elettrica a pieno carico.

I BAT-AEEL sono espressi in percentuale. L'energia fornita dal combustibile o dalla materia prima è espressa come potere calorifico inferiore (LHV).

Il monitoraggio associato ai BAT-AEEL è illustrato nella BAT 2.

Classificazione delle unità/degli impianti di combustione in base alla potenza termica nominale totale

Ai fini delle presenti conclusioni sulle BAT, negli intervalli di valori indicati per la potenza termica nominale totale il limite inferiore s'intende incluso nell'intervallo e il limite superiore s'intende escluso dall'intervallo. Ad esempio, nella categoria di impianti 100–300 MW_{th} sono inclusi gli impianti di combustione di potenza termica nominale totale pari o superiore a 100 MW e inferiore a 300 MW.

La parte di un impianto di combustione che scarica effluenti gassosi tramite uno o più condotti separati in un camino comune ed è in funzione meno di 1 500 ore/anno può essere considerata separatamente ai fini delle presenti conclusioni sulle BAT. Per tutte le parti dell'impianto si applicano i BAT-AEL in base alla potenza termica nominale totale dell'impianto. In tali casi, le emissioni scaricate attraverso ciascuno dei suddetti condotti sono monitorate separatamente.

1. CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT

Le conclusioni sulle BAT specifiche per combustibile illustrate nelle sezioni da 2 a 7 si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla presente sezione.

1.1. Sistemi di gestione ambientale

BAT 1. Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche:

- i) impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado;
- ii) definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione;
- iii) pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti;
- iv) attuazione delle procedure, prestando particolare attenzione ai seguenti aspetti:
 - a) struttura e responsabilità
 - b) assunzione, formazione, sensibilizzazione e competenza;
 - c) comunicazione
 - d) coinvolgimento del personale
 - e) documentazione
 - f) controllo efficace dei processi
 - g) pianificazione di programmi di manutenzione periodica
 - h) preparazione e risposta alle emergenze
 - i) rispetto della legislazione ambientale
- v) controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive, in particolare rispetto a:
 - a) monitoraggio e misurazione (cfr. anche la relazione di riferimento del JRC sul monitoraggio delle emissioni in atmosfera e nell'acqua da impianti IED — ROM);
 - b) azione correttiva e preventiva;
 - c) tenuta di registri;
 - d) verifica indipendente (ove praticabile) interna ed esterna, al fine di determinare se il sistema di gestione ambientale sia conforme a quanto previsto e se sia stato attuato e aggiornato correttamente;
- vi) riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace;
- vii) attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite;
- viii) attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita, in particolare:
 - a) evitare le strutture sotterranee
 - b) integrare elementi che facilitino lo smantellamento
 - c) scegliere finiture superficiali che siano facili da decontaminare
 - d) usare per le apparecchiature una configurazione che riduca al minimo l'intrappolamento delle sostanze chimiche e ne faciliti l'evacuazione per drenaggio o pulizia
 - e) progettare attrezzature flessibili e autonome che consentano una chiusura progressiva
 - f) usare materiali biodegradabili e riciclabili in tutti i casi possibili;
- ix) svolgimento di analisi comparative settoriali su base regolare.

In particolare per questo settore, è altresì importante prendere in considerazione le seguenti caratteristiche del sistema di gestione ambientale, che sono illustrate, se del caso, nella BAT corrispondente:
- x) programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per assicurare che le caratteristiche di tutti i combustibili siano definite e controllate con precisione (cfr. BAT 9);

- xi) un piano di gestione al fine di ridurre le emissioni nell'atmosfera e/o nell'acqua in condizioni di esercizio diverse da quelle normali, compresi i periodi di avvio e di arresto (cfr. BAT 10 e BAT 11);
- xii) un piano di gestione dei rifiuti finalizzato a evitarne la produzione e a far sì che siano preparati per il riutilizzo, riciclati o altrimenti recuperati, prevedendo l'uso delle tecniche indicate nella BAT 16;
- xiii) un metodo sistematico per individuare e trattare le potenziali emissioni incontrollate e/o impreviste nell'ambiente, in particolare:
 - a) le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee dovute alla movimentazione e allo stoccaggio di combustibili, additivi, sottoprodotti e rifiuti
 - b) le emissioni associate all'autoriscaldamento e/o all'autocombustione dei combustibili nelle attività di stoccaggio e movimentazione;
- xiv) un piano di gestione delle polveri per prevenire o, laddove ciò non sia fattibile, ridurre le emissioni diffuse causate dalle operazioni di carico, scarico, stoccaggio e/o movimentazione dei combustibili, dei residui e degli additivi;
- xv) un piano di gestione del rumore in caso di probabile o constatato inquinamento acustico presso i recettori sensibili, contenente:
 - a) un protocollo di monitoraggio del rumore in corrispondenza dei confini dell'impianto
 - b) un programma di riduzione del rumore
 - c) un protocollo di risposta a situazioni di inquinamento acustico contenente le misure da adottare e il calendario
 - d) una rassegna dei casi di inquinamento acustico riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati;
- xvi) per la combustione, la gassificazione o il coincenerimento di sostanze maleodoranti, un piano di gestione degli odori contenente:
 - a) un protocollo di monitoraggio degli odori
 - b) se necessario, un programma di eliminazione degli odori, al fine di identificare ed eliminare o ridurre le emissioni odorigene
 - c) un protocollo di registrazione degli eventi odorigeni, con le relative misure adottate e il calendario
 - d) una rassegna degli eventi odorigeni riscontrati, delle azioni correttive intraprese e delle informazioni fornite agli interessati.

Se in esito a una valutazione risulta che nessuno degli elementi elencati nei punti da x a xvi sono necessari, viene redatto un verbale della decisione con i motivi che l'hanno determinata.

Applicabilità

L'ambito di applicazione (ad esempio, il livello di dettaglio) e la natura del sistema di gestione ambientale (ad esempio, standardizzato o non standardizzato) dipendono in genere dalla natura, dalle dimensioni e dalla complessità dell'installazione, così come dall'insieme dei suoi possibili effetti sull'ambiente.

1.2. **Monitoraggio**

BAT 2. La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico ⁽¹⁾, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.

⁽¹⁾ Se, per ragioni tecniche, nelle unità CHP la prova di prestazione non può essere svolta quando l'unità funziona a pieno carico per la produzione di calore, la si può integrare o sostituire con un calcolo che utilizzi i parametri di pieno carico.

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

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

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

BAT 4. La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.

Sostanza/Parametro	Combustibile/Processo/Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione	Norma/e ⁽¹⁾	Frequenza minima di monitoraggio ⁽²⁾	Monitoraggio associato a
NH ₃	— Se si utilizza SCR e/o SNCR	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	BAT 7
NO _x	— Carbone e/o lignite compreso coincenerimento dei rifiuti — Biomassa solida e/o torba compreso coincenerimento dei rifiuti — Caldaie e motori a HFO e/o gasolio — Turbine a gas a gasolio — Caldaie, motori e turbine a gas naturale — Gas di processo della siderurgia — Combustibili di processo dell'industria chimica — Impianti IGCC	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾ ⁽⁵⁾	BAT 20 BAT 24 BAT 28 BAT 32 BAT 37 BAT 41 BAT 42 BAT 43 BAT 47 BAT 48 BAT 56 BAT 64 BAT 65 BAT 73
	— Impianti di combustione su piattaforme off-shore	Tutte le dimensioni	EN 14792	Una volta l'anno ⁽⁶⁾	BAT 53
N ₂ O	— Carbone e/o lignite in caldaie a letto fluido circolante — Biomassa solida e/o torba in caldaie a letto fluido circolante	Tutte le dimensioni	EN 21258	Una volta l'anno ⁽⁷⁾	BAT 20 BAT 24

Sostanza/Parametro	Combustibile/Processo/Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione	Norma/e ⁽¹⁾	Frequenza minima di monitoraggio ⁽²⁾	Monitoraggio associato a
CO	<ul style="list-style-type: none"> — Carbone e/o lignite compreso coincenerimento dei rifiuti — Biomassa solida e/o torba compreso coincenerimento dei rifiuti — Caldaie e motori a HFO e/o gasolio — Turbine a gas alimentate a gasolio — Caldaie, motori e turbine a gas naturale — Gas di processo della siderurgia — Combustibili di processo dell'industria chimica — Impianti IGCC 	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾ ⁽⁵⁾	BAT 20 BAT 24 BAT 28 BAT 33 BAT 38 BAT 44 BAT 49 BAT 56 BAT 64 BAT 65 BAT 73
	<ul style="list-style-type: none"> — Impianti di combustione su piattaforme off-shore 	Tutte le dimensioni	EN 15058	Una volta l'anno ⁽⁶⁾	BAT 54
SO ₂	<ul style="list-style-type: none"> — Carbone e/o lignite compreso coincenerimento dei rifiuti — Biomassa solida e/o torba compreso coincenerimento dei rifiuti — Caldaie a HFO e/o gasolio — Motori a HFO e/o gasolio — Turbine a gas alimentate a gasolio — Gas di processo della siderurgia — Combustibili di processo dell'industria chimica usati nelle caldaie — Impianti IGCC 	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche e EN 14791	In continuo ⁽³⁾ ⁽⁸⁾ ⁽⁹⁾	BAT 21 BAT 25 BAT 29 BAT 34 BAT 39 BAT 50 BAT 57 BAT 66 BAT 67 BAT 74
SO ₃	<ul style="list-style-type: none"> — Se si utilizza SCR 	Tutte le dimensioni	Nessuna norma EN disponibile	Una volta l'anno	—
Cloruri gassosi espressi come HCl	<ul style="list-style-type: none"> — Carbone e/o lignite — Combustibili di processo dell'industria chimica usati nelle caldaie 	Tutte le dimensioni	EN 1911	Una volta ogni tre mesi ⁽³⁾ ⁽¹⁰⁾ ⁽¹¹⁾	BAT 21 BAT 57
	<ul style="list-style-type: none"> — Biomassa solida e/o torba 	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽¹²⁾ ⁽¹³⁾	BAT 25
	<ul style="list-style-type: none"> — Coincenerimento dei rifiuti 	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾ ⁽¹³⁾	BAT 66 BAT 67

Sostanza/Parametro	Combustibile/Processo/Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione	Norma/e ⁽¹⁾	Frequenza minima di monitoraggio ⁽²⁾	Monitoraggio associato a
HF	— Carbone e/o lignite — Combustibili di processo dell'industria chimica usati nelle caldaie	Tutte le dimensioni	Nessuna norma EN disponibile	Una volta ogni tre mesi ⁽³⁾ ⁽¹⁰⁾ ⁽¹¹⁾	BAT 21 BAT 57
	— Biomassa solida e/o torba	Tutte le dimensioni	Nessuna norma EN disponibile	Una volta l'anno	BAT 25
	— Coincenerimento dei rifiuti	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo ⁽³⁾ ⁽¹³⁾	BAT 66 BAT 67
Polveri	— Carbone e/o lignite — Biomassa solida e/o torba — Caldaie a HFO e/o gasolio — Gas di processo della siderurgia — Combustibili di processo dell'industria chimica usati nelle caldaie — Impianti IGCC — Motori a HFO e/o gasolio — Turbine a gas alimentate a gasolio	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche, EN 13284-1 e EN 13284-2	In continuo ⁽³⁾ ⁽¹⁴⁾	BAT 22 BAT 26 BAT 30 BAT 35 BAT 39 BAT 51 BAT 58 BAT 75
	— Coincenerimento dei rifiuti	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche e EN 13284-2	In continuo	BAT 68 BAT 69
Metalli e metalloidi tranne mercurio (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Se, Zn)	— Carbone e/o lignite — Biomassa solida e/o torba — Caldaie e motori a HFO e/o gasolio	Tutte le dimensioni	EN 14385	Una volta l'anno ⁽¹⁵⁾	BAT 22 BAT 26 BAT 30
	— Coincenerimento dei rifiuti	< 300 MW _{th}	EN 14385	Una volta ogni sei mesi ⁽¹⁰⁾	BAT 68 BAT 69
		≥ 300 MW _{th}	EN 14385	Una volta ogni tre mesi ⁽¹⁶⁾ ⁽¹⁰⁾	
— Impianti IGCC	≥ 100 MW _{th}	EN 14385	EN 14385	Una volta l'anno ⁽¹⁵⁾	BAT 75
Hg	— Carbone e/o lignite compreso coincenerimento dei rifiuti	< 300 MW _{th}	EN 13211	Una volta ogni tre mesi ⁽¹⁰⁾ ⁽¹⁷⁾	BAT 23
		≥ 300 MW _{th}	Norme EN generiche e EN 14884	In continuo ⁽¹³⁾ ⁽¹⁸⁾	
	— Biomassa solida e/o torba	Tutte le dimensioni	EN 13211	Una volta l'anno ⁽¹⁹⁾	BAT 27
	— Coincenerimento dei rifiuti con biomassa solida e/o torba	Tutte le dimensioni	EN 13211	Una volta ogni tre mesi ⁽¹⁰⁾	BAT 70
	— Impianti IGCC	≥ 100 MW _{th}	EN 13211	EN 13211	Una volta l'anno ⁽²⁰⁾

Sostanza/Parametro	Combustibile/Processo/Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione	Norma/e ⁽¹⁾	Frequenza minima di monitoraggio ⁽²⁾	Monitoraggio associato a
TVOC	— Motori a HFO e/o gasolio — Combustibili di processo dell'industria chimica usati nelle caldaie	Tutte le dimensioni	EN 12619	Una volta ogni sei mesi ⁽¹⁰⁾	BAT 33 BAT 59
	— Coincenerimento dei rifiuti con carbone, lignite, biomassa solida e/o torba	Tutte le dimensioni	Norme EN generiche	In continuo	BAT 71
Formaldeide	— Gas naturale nei motori a combustione interna a miscela magra e nei motori a doppia alimentazione	Tutte le dimensioni	Nessuna norma EN disponibile	Una volta l'anno	BAT 45
CH ₄	— Motori a gas naturale	Tutte le dimensioni	EN ISO 25139	Una volta l'anno ⁽²¹⁾	BAT 45
PCDD/F	— Combustibili di processo dell'industria chimica usati nelle caldaie	Tutte le dimensioni	EN 1948-1, EN 1948-2, EN 1948-3	Una volta ogni sei mesi ⁽¹⁰⁾ ⁽²²⁾	BAT 59 BAT 71
	— Coincenerimento dei rifiuti				

⁽¹⁾ Le norme EN generiche per le misurazioni in continuo sono EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 e EN 14181. Le norme EN per la misurazione periodica figurano nella tabella riportata di seguito.

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

⁽³⁾ Nel caso di impianti con potenza termica nominale < 100 MW in funzione meno di 1 500 ore l'anno, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima semestrale. Per le turbine a gas, il monitoraggio periodico è effettuato quando il carico dell'impianto di combustione è > 70 %. Per il coincenerimento dei rifiuti con carbone, lignite, biomassa solida e/torba, la frequenza di monitoraggio deve tener conto anche delle disposizioni dell'allegato VI, parte 6, della direttiva 2010/75.

⁽⁴⁾ In caso di uso di SCR, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima annuale se i livelli di emissione danno prova di essere sufficientemente stabili.

⁽⁵⁾ Per le turbine a gas naturale con potenza termica nominale < 100 MW in funzione meno di 1 500 ore l'anno o per le OCGT esistenti, è possibile utilizzare sistemi PEMS.

⁽⁶⁾ In alternativa è possibile utilizzare sistemi PEMS.

⁽⁷⁾ Si eseguono due serie di misurazioni: una quando il carico dell'impianto è > 70 %, l'altra con carico < 70 %.

⁽⁸⁾ In alternativa alle misurazioni in continuo, per gli impianti che bruciano gasolio con tenore di zolfo noto e privi di sistemi di desolfurazione degli effluenti gassosi, per determinare le emissioni di SO₂ è possibile eseguire misurazioni a cadenza minima trimestrale e/o applicare altre procedure che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.

⁽⁹⁾ Nel caso dei combustibili di processo dell'industria chimica, la frequenza del monitoraggio può essere adattata per gli impianti di potenza termica nominale < 100 MW_{th} dopo una caratterizzazione iniziale del combustibile (cfr. BAT 5) sulla base di una valutazione dell'importanza delle emissioni di inquinanti in atmosfera (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato), e comunque almeno ogniqualvolta una modifica delle caratteristiche del combustibile può influire sulle emissioni.

⁽¹⁰⁾ Se i livelli di emissioni si sono dimostrati sufficientemente stabili, le misurazioni periodiche possono essere eseguite ogniqualvolta una modifica delle caratteristiche del combustibile e/o dei rifiuti può influire sulle emissioni, e comunque almeno una volta l'anno. Per il coincenerimento dei rifiuti con carbone, lignite, biomassa solida e/torba, la frequenza di monitoraggio deve tener conto anche delle disposizioni dell'allegato VI, parte 6, della direttiva 2010/75.

⁽¹¹⁾ Nel caso dei combustibili di processo dell'industria chimica, la frequenza del monitoraggio può essere adattata dopo una caratterizzazione iniziale del combustibile (cfr. BAT 5) sulla base di una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato) presenti nelle emissioni in atmosfera, e comunque almeno ogniqualvolta una modifica delle caratteristiche del combustibile può influire sulle emissioni.

⁽¹²⁾ Nel caso di impianti con potenza termica nominale < 100 MW in funzione meno di 500 ore l'anno, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima annuale. Nel caso di impianti con potenza termica nominale < 100 MW in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima semestrale.

⁽¹³⁾ Se i livelli di emissioni si sono dimostrati sufficientemente stabili, le misurazioni periodiche possono essere eseguite ogniqualvolta una modifica delle caratteristiche del combustibile e/o dei rifiuti può influire sulle emissioni, e comunque almeno a cadenza semestrale.

⁽¹⁴⁾ Nel caso degli impianti che bruciano i gas di processo della siderurgia, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima semestrale se i livelli di emissioni danno prova di essere sufficientemente stabili.

⁽¹⁵⁾ L'elenco degli inquinanti monitorati e la frequenza di monitoraggio possono essere adattati dopo una caratterizzazione iniziale del combustibile (cfr. BAT 5) sulla base di una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato) presenti nelle emissioni in atmosfera, e comunque almeno ogniqualvolta una modifica delle caratteristiche del combustibile può influire sulle emissioni.

⁽¹⁶⁾ Nel caso di impianti in funzione meno di 1 500 ore l'anno, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima semestrale.

⁽¹⁷⁾ Nel caso di impianti in funzione meno di 1 500 ore l'anno, il monitoraggio può essere eseguito a cadenza minima annuale.

⁽¹⁸⁾ Anziché la misurazione in continuo è possibile utilizzare un campionamento in continuo accompagnato da analisi frequenti dei campioni integrati nel tempo, ad esempio mediante un metodo standardizzato di monitoraggio del tipo «sorbent trap».

⁽¹⁹⁾ Se i livelli delle emissioni si sono dimostrati sufficientemente stabili grazie al basso tenore di mercurio nel combustibile, è possibile eseguire misurazioni periodiche soltanto ogniqualvolta una modifica delle caratteristiche del combustibile può influire sulle emissioni.

⁽²⁰⁾ La frequenza minima del monitoraggio non si applica in caso di impianti in funzione meno di 1 500 ore l'anno.

⁽²¹⁾ Le misurazioni sono eseguite quando il carico dell'impianto è > 70 %.

⁽²²⁾ In caso di combustibili di processo dell'industria chimica, il monitoraggio si applica solo quando il combustibile contiene sostanze clorate.

BAT 5. La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.

Sostanza/Parametro		Norma/e	Frequenza minima di monitoraggio	Monitoraggio associato a
Carbonio organico totale (TOC) ⁽¹⁾		EN 1484	Una volta al mese	BAT 15
Domanda chimica di ossigeno (COD) ⁽¹⁾		Nessuna norma EN disponibile		
Solidi sospesi totali (TSS)		EN 872		
Fluoruri (F ⁻)		EN ISO 10304-1		
Solfati (SO ₄ ²⁻)		EN ISO 10304-1		
Solfuri, a facile rilascio (S ²⁻)		Nessuna norma EN disponibile		
Solfiti (SO ₃ ²⁻)		EN ISO 10304-3		
Metalli e metalloidi	As	Diverse norme EN disponibili (ad esempio, EN ISO 11885 o EN ISO 17294-2)		
	Cd			
	Cr			
	Cu			
	Ni			
	Pb			
	Zn			
	Hg	Diverse norme EN disponibili (ad esempio, EN ISO 12846 o EN ISO 17852)		
Cloruri (Cl ⁻)		Diverse norme EN disponibili (ad esempio, EN ISO 10304-1 o EN ISO 15682)	—	
Azoto totale		EN 12260	—	

⁽¹⁾ Il monitoraggio della COD costituisce un'alternativa al monitoraggio del TOC. È preferibile monitorare il TOC perché non comporta l'uso di composti molto tossici.

1.3. Prestazioni ambientali generali e di combustione

BAT 6. Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Dosaggio e miscela dei combustibili	Garantire stabili condizioni di combustione e/o ridurre l'emissione di inquinanti miscelando qualità diverse dello stesso tipo di combustibile	Generalmente applicabile

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
b.	Manutenzione del sistema di combustione	Manutenzione regolare programmata conformemente alle raccomandazioni dei fornitori	
c.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.1.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione è subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
d.	Buona progettazione delle apparecchiature di combustione	Buona progettazione del forno, delle camere di combustione, dei bruciatori e dei dispositivi connessi	Generalmente applicabile ai nuovi impianti di combustione
e.	Scelta del combustibile	Scegliere, tra i combustibili disponibili, quello/i con il migliore profilo dal punto di vista ambientale (basso tenore di zolfo e/o di mercurio), o sostituire totalmente o parzialmente il/i combustibile/i utilizzato/i con detti combustibili, anche nelle fasi di avviamento o quando si utilizzano combustibili di riserva	Applicabile nel rispetto dei vincoli imposti dalla disponibilità dei tipi di combustibile con un migliore profilo ambientale nell'insieme; tale disponibilità può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro o dal saldo dei combustibili nell'intero sito nel caso si utilizzino combustibili prodotti dai processi industriali. Per gli impianti di combustione esistenti, la scelta del tipo di combustibile può essere condizionata dalla configurazione e dalla struttura dell'impianto.

BAT 7. Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO_x , la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/ NO_x , distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente)

Livelli di emissioni associati alla BAT

Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH_3 risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è $< 3-10 \text{ mg/Nm}^3$ come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR, mentre il limite superiore utilizzando l'SNCR, senza ricorrere a tecniche di abbattimento a umido. Nel caso degli impianti che bruciano biomassa e funzionano a carico variabile, così come nel caso di motori funzionanti a HFO e/o gasolio, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è di 15 mg/Nm^3 .

BAT 8. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.

BAT 9. Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1):

- 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 (cfr. descrizioni alla sezione 8.1).

Descrizione

La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile possono essere eseguite dal gestore e/o dal fornitore del combustibile. Se eseguite dal fornitore, i risultati completi sono forniti al gestore sotto forma di specifica di prodotto (combustibile) e/o di garanzia del fornitore.

Combustibile/i	Sostanze/Parametri sottoposti a caratterizzazione
Biomassa/torba	— Potere calorifico inferiore — Umidità
	— Ceneri — C, Cl, F, N, S, K, Na — Metalli e metalloidi (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn)
Carbone/lignite	— Potere calorifico inferiore — Umidità — Sostanze volatili, ceneri, carbonio fisso, C, H, N, O, S
	— Br, Cl, F
	— Metalli e metalloidi (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)
Olio combustibile pesante	— Ceneri — C, S, N, Ni, V
Gasolio	— Ceneri — N, C, S
Gas naturale	— Potere calorifico inferiore — CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄ ⁺ , CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe
Combustibili di processo dell'industria chimica ⁽¹⁾	— Br, C, Cl, F, H, N, O, S — Metalli e metalloidi (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)
Gas di processo della siderurgia	— Potere calorifico inferiore, CH ₄ (per i gas di cokeria), C _x H _y (per i gas di cokeria), CO ₂ , H ₂ , N ₂ , tenore totale di zolfo, polveri, indice Wobbe
Rifiuti ⁽²⁾	— Potere calorifico inferiore — Umidità — Sostanze volatili, ceneri, Br, C, Cl, F, H, N, O, S — Metalli e metalloidi (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn)

⁽¹⁾ L'elenco delle sostanze/parametri caratterizzati può limitarsi a contenere solo quelli che, in base alle informazioni sulle materie prime e sui processi produttivi, ci si può ragionevolmente attendere siano presenti nel o nei combustibili.

⁽²⁾ Questa caratterizzazione è eseguita fatta salva l'applicazione della procedura di preaccettazione e accettazione dei rifiuti stabilita nella BAT 60(a), che può comportare la caratterizzazione e/o la verifica di altre sostanze/parametri oltre a quelli qui elencati.

BAT 10. Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:

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

BAT 11. La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.

Descrizione

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

1.4. Efficienza energetica

BAT 12. 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 di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizione alla sezione 8.2. L'ottimizzazione della combustione riduce al minimo il contenuto di sostanze incombuste negli effluenti gassosi e nei residui solidi della combustione	Generalmente applicabile
b.	Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro	Funzionamento ai valori massimi di pressione e temperatura del fluido di lavoro gas o vapore, subordinatamente ai vincoli imposti da fattori quali il controllo delle emissioni di NO _x o le caratteristiche dell'energia necessaria	
c.	Ottimizzazione del ciclo del vapore	Funzionamento della turbina alla pressione minima di scarico, utilizzando la temperatura minima possibile dell'acqua di raffreddamento del condensatore, subordinatamente ai vincoli di progettazione	
d.	Riduzione al minimo del consumo di energia	Riduzione al minimo del consumo energetico interno (ad esempio, maggiore efficienza della pompa dell'acqua di alimentazione)	

	Tecnica	Descrizione	Applicabilità
e.	Preriscaldamento dell'aria di combustione	Riutilizzo di una parte del calore recuperato dall'effluente gassoso della combustione per preriscaldare l'aria che è usata nella combustione	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dal controllo delle emissioni di NO _x
f.	Preriscaldamento del combustibile	Preriscaldamento del combustibile per mezzo del calore recuperato	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla configurazione della caldaia e dal controllo delle emissioni di NO _x
g.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.2. Controllo informatizzato dei parametri principali di combustione per migliorare l'efficienza di combustione	Generalmente applicabile alle unità nuove. L'applicabilità alle vecchie unità è subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
h.	Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato	Preriscaldamento dell'acqua in uscita dal condensatore con il calore recuperato prima di riutilizzarlo nella caldaia	Applicabile solo ai circuiti a vapore e non alle caldaie. L'applicabilità alle unità esistenti può essere condizionata dalla configurazione dell'impianto e dalla quantità di calore recuperabile
i.	Recupero di calore da cogenerazione (CHP)	Recupero di calore (per lo più dal sistema di generazione del vapore) per la produzione di acqua calda o vapore da utilizzare nei processi/attività industriali o in una rete pubblica di teleriscaldamento. È anche possibile recuperare calore da: — effluente gassoso — raffreddamento delle griglie — letto fluido circolante	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dal fabbisogno termico ed energetico locale L'applicabilità può essere limitata nel caso dei compressori di gas con un profilo termico d'esercizio imprevedibile
j.	Disponibilità della CHP	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	Applicabile unicamente alle unità nuove quando esiste una possibilità concreta di uso futuro del calore nei pressi dell'unità
k.	Condensatore degli effluenti gassosi	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	Generalmente applicabile alle unità CHP subordinatamente a una domanda sufficiente di calore a bassa temperatura
l.	Accumulo termico	Accumulo del calore cogenerato in stoccaggio termico	Applicabile unicamente agli impianti CHP. L'applicabilità può essere limitata nel caso di basso fabbisogno di carico termico
m.	Camino umido	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	Generalmente applicabile alle unità nuove ed esistenti dotate di sistemi FGD a umido

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
n.	Scarico attraverso torre di raffreddamento	Lo scarico di emissioni in atmosfera attraverso la torre di raffreddamento anziché un camino apposito	Applicabile unicamente alle unità dotate di sistemi FGD a umido in cui l'effluente gassoso deve essere nuovamente riscaldato prima dello scarico, e il cui sistema di raffreddamento è una torre di raffreddamento
o.	Preessiccamento del combustibile	Riduzione del tenore di umidità del combustibile prima della combustione per migliorare le condizioni di combustione	Applicabile alla combustione di biomassa e/o torba subordinatamente ai vincoli imposti dal rischio di combustione spontanea (ad esempio, il tenore di umidità della torba è mantenuto al di sopra del 40 % durante l'intera catena di approvvigionamento). L'installazione a posteriori di dispositivi di preessiccamento negli impianti esistenti è subordinata al valore calorifico extra ottenibile e alle caratteristiche di progettazione della caldaia o alla configurazione dell'impianto
p.	Riduzione al minimo delle perdite di calore	Riduzione al minimo delle perdite di calore residuo, ad esempio quelle che si verificano attraverso le scorie o quelle che possono essere ridotte isolando la sorgente radiante	Applicabile unicamente alle unità di combustione alimentate a combustibili solidi e alle unità di gassificazione/IGCC
q.	Materiali avanzati	I materiali avanzati si sono dimostrati resistenti a temperature e pressioni operative elevate e quindi capaci di aumentare l'efficienza dei processi di combustione/vapore	Applicabile unicamente ai nuovi impianti
r.	Potenziamento delle turbine a vapore	Può consistere nell'aumento della temperatura e della pressione del vapore a media pressione, nell'aggiunta di una turbina a bassa pressione e nella modifica della geometria delle pale del rotore	L'applicabilità è subordinata al fabbisogno, alle condizioni del vapore e/o alla durata del ciclo di vita dell'impianto
s.	Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche	Uso di un circuito di vapore, compresi i sistemi di riscaldamento del vapore, nel quale il vapore può raggiungere pressioni e temperature superiori a, rispettivamente, 220,6 bar e 374 °C nel caso di condizioni supercritiche, e superiori a 250-300 bar e 580-600 °C nel caso di condizioni ultra supercritiche	Applicabile unicamente alle unità nuove con potenza $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$ in funzione $> 4\,000$ ore/anno. Non applicabile quando l'unità è destinata a produrre vapore a bassa temperatura e/o a bassa pressione nelle industrie di trasformazione. Non applicabile alle turbine a gas e ai motori che generano vapore in modo di cogenerazione. Per le unità di combustione di biomassa, l'applicabilità è subordinata alla corrosione alle alte temperature nel caso di alcune biomasse

1.5. **Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua**

BAT 13. Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Riciclo dell'acqua	I flussi d'acqua residua, compresi quelli deflusso, provenienti dall'impianto sono riutilizzati per altri scopi. Il grado di riciclo è subordinato ai requisiti di qualità del flusso idrico recettore e dal bilancio idrico dell'impianto	Non applicabile alle acque reflue provenienti da impianti di raffreddamento che presentano sostanze chimiche per il trattamento delle acque e/o elevate concentrazioni di sali marini
b.	Movimentazione a secco delle ceneri pesanti	Le ceneri pesanti secche sono fatte cadere dal forno su un nastro trasportatore meccanico e raffreddate all'aria ambiente. Non si utilizza acqua in questo processo.	Applicabile unicamente agli impianti che bruciano combustibili solidi. Vi possono essere limitazioni tecniche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti

BAT 14. Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.

Descrizione

I flussi di acque reflue che sono generalmente tenuti divisi e trattati separatamente comprendono le acque meteoriche di dilavamento superficiale, l'acqua di raffreddamento, e le acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi.

Applicabilità

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

BAT 15. Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.

Tecnica		Inquinanti generalmente interessati	Applicabilità
Tecniche primarie			
a.	Combustione ottimizzata (cfr. BAT 6) e sistemi di trattamento degli effluenti gassosi (ad esempio SCR/SNCR, cfr. BAT 7)	Composti organici, ammoniaca (NH ₃)	Generalmente applicabile
Tecniche secondarie ⁽¹⁾			
b.	Adsorbimento su carboni attivi	Composti organici, mercurio (Hg)	Generalmente applicabile
c.	Trattamento biologico aerobico	Composti organici biodegradabili, ammonio (NH ₄ ⁺)	Generalmente applicabile nel trattamento dei composti organici. Il trattamento biologico aerobico dell'ammonio (NH ₄ ⁺) potrebbe non essere applicabile nel caso di concentrazioni elevate di cloruri (ossia intorno a 10 g/l)

Tecnica		Inquinanti generalmente interessati	Applicabilità
d.	Tattamento biologico anossico/anaerobico	Mercurio (Hg), nitrati (NO_3^-), nitriti [NO_2^-]	Generalmente applicabile
e.	Coagulazione e flocculazione	Solidi sospesi	Generalmente applicabile
f.	Cristallizzazione	Metalli e metalloidi, solfati (SO_4^{2-}), fluoruri (F^-)	Generalmente applicabile
g.	Filtrazione (ad esempio filtrazione a sabbia, microfiltrazione, ultrafiltrazione)	Solidi sospesi, metalli	Generalmente applicabile
h.	Flottazione	Solidi sospesi, olio non emulsionato	Generalmente applicabile
i.	Scambio ionico	Metalli	Generalmente applicabile
j.	Neutralizzazione	Acidi, alcali	Generalmente applicabile
k.	Ossidazione	Solfuri (S^{2-}), solfiti (SO_3^{2-})	Generalmente applicabile
l.	Precipitazione	Metalli e metalloidi, solfati (SO_4^{2-}), fluoruri (F^-)	Generalmente applicabile
m.	Sedimentazione	Solidi sospesi	Generalmente applicabile
n.	Stripping	Ammoniaca (NH_3)	Generalmente applicabile

(¹) Le tecniche sono illustrate nella sezione 8.6.

I BAT-AEL si riferiscono agli scarichi diretti in un corpo idrico ricevente nel punto d'uscita dall'installazione.

Tabella 1

BAT-AEL per gli scarichi diretti in un corpo idrico ricevente risultanti dal trattamento degli effluenti gassosi

Sostanza/Parametro	BAT-AEL
	Media giornaliera
Carbonio organico totale (TOC)	20–50 mg/l (¹) (²) (³)
Domanda chimica di ossigeno (COD)	60–150 mg/l (¹) (²) (³)
Solidi sospesi totali (TSS)	10–30 mg/l
Fluoruri (F^-)	10–25 mg/l (³)
Solfati (SO_4^{2-})	1,3–2,0 g/l (³) (⁴) (⁵) (⁶)
Solfuri (S^{2-}), a facile rilascio	0,1–0,2 mg/l (³)
Solfiti (SO_3^{2-})	1–20 mg/l (³)

Sostanza/Parametro		BAT-AEL
		Media giornaliera
Metalli e metalloidi	As	10–50 µg/l
	Cd	2–5 µg/l
	Cr	10–50 µg/l
	Cu	10–50 µg/l
	Hg	0,2–3 µg/l
	Ni	10–50 µg/l
	Pb	10–20 µg/l
	Zn	50–200 µg/l

(¹) Si applica il BAT-AEL per il TOC o il BAT-AEL per la COD. È da preferirsi il primo, perché il suo monitoraggio non comporta l'uso di composti molto tossici.

(²) Questo BAT-AEL si applica previa sottrazione del carico di fondo.

(³) Questo BAT-AEL si applica solo alle acque reflue risultanti dall'uso di sistemi FGD a umido.

(⁴) Questo BAT-AEL si applica solo agli impianti di combustione che utilizzano composti di calcio nel trattamento degli effluenti gassosi.

(⁵) I valori più alti dell'intervallo del BAT-AEL possono non applicarsi alle acque reflue molto saline (ad esempio, con concentrazione di cloruri ≥ 5 g/l) a causa della maggiore solubilità del solfato di calcio.

(⁶) Questo BAT-AEL non si applica agli scarichi in mare o in corpi idrici salmastri.

1.6. Gestione dei rifiuti

BAT 16. Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita:

- la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;
- la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;
- il riciclaggio dei rifiuti;
- altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia),

attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate:

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a. Produzione di gesso come sottoprodotto	Ottimizzazione della qualità dei residui delle reazioni a base di calcio generati dai sistemi FGD a umido, affinché siano utilizzabili come surrogato del gesso naturale (ad esempio, come materia prima nell'industria del cartongesso). La qualità del calcare utilizzato nel sistema FGD a umido influisce sulla purezza del gesso prodotto	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dai requisiti di qualità del gesso, dai requisiti sanitari associati a ogni uso specifico e dalle condizioni del mercato
b. Riciclaggio o recupero dei residui nel settore delle costruzioni	Riciclaggio o recupero di residui (ad esempio, di processi di desolfurazione a semisecco, ceneri volanti, ceneri pesanti) come materiale da costruzione (ad esempio, nella costruzione di strade, in sostituzione della sabbia nella preparazione di calcestruzzo, o nei cementifici)	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dai requisiti di qualità del materiale (ad esempio, le proprietà fisiche, il contenuto di sostanze pericolose) relativi a ogni uso specifico, e dalle condizioni del mercato

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
c.	Recupero di energia mediante l'uso dei rifiuti nel mix energetico	È possibile recuperare l'energia residua delle ceneri e dei fanghi ricchi di carbonio risultanti dalla combustione di carbone, lignite, olio combustibile pesante, torba o biomassa miscelandoli con il combustibile	Generalmente applicabile agli impianti che accettano rifiuti nel mix energetico e che sono tecnicamente in grado di alimentare la camera di combustione con i combustibili
d.	Preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito	La preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito (fino a quattro volte per i catalizzatori usati nell'SCR) ne ripristina totalmente o parzialmente le prestazioni originarie, prolungandone la vita utile di vari decenni. La preparazione del catalizzatore esaurito per il riutilizzo è parte integrante di un sistema di gestione dei catalizzatori	L'applicabilità è subordinata alla condizione meccanica del catalizzatore e alle prestazioni richieste riguardo al controllo delle emissioni di NO _x e NH ₃

1.7. Emissioni sonore

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

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Misure operative	Comprendono: — ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature — chiusura di porte e finestre nelle aree di confinamento, se possibile — attrezzature azionate da personale esperto — rinuncia alle attività rumorose nelle ore notturne, se possibile — misure di contenimento del rumore durante le attività di manutenzione	Generalmente applicabile
b.	Apparecchiature a bassa rumorosità	Riguarda potenzialmente i compressori, le pompe e i dischi	Generalmente applicabile alle apparecchiature nuove o sostituite
c.	Attenuazione del rumore	La propagazione del rumore può essere ridotta inserendo barriere fra la sorgente del rumore e il ricevente. Sono barriere adeguate i muri di protezione, i terrapieni e gli edifici	Generalmente applicabile ai nuovi impianti. Negli impianti esistenti, l'inserimento di barriere è subordinato alla disponibilità di spazio.
d.	Dispositivi anti rumore	Comprendono: — fono-riduttori — isolamento delle apparecchiature — confinamento delle apparecchiature rumorose — insonorizzazione degli edifici	L'applicabilità è subordinata alla disponibilità di spazio
e.	Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici	I livelli di rumore possono essere ridotti aumentando la distanza fra la sorgente e il ricevente e usando gli edifici come barriere fonoassorbenti	Generalmente applicabile ai nuovi impianti. Per gli impianti esistenti, la rilocazione delle apparecchiature e delle unità produttive è subordinata alla disponibilità di spazio e ai costi

2. CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI SOLIDI

2.1. Conclusioni sulle BAT per la combustione di carbone, e/o lignite

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT di cui alla presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione di carbone e/o lignite. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

2.1.1. Prestazione ambientale generale

BAT 18. Al fine di migliorare la prestazione ambientale generale della combustione di carbone e/o lignite, e in aggiunta alla BAT 6, la BAT consiste nell'utilizzare la tecnica indicata di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Processo di combustione integrata che garantisce un'elevata efficienza della caldaia e include tecniche primarie di riduzione dei NO _x (ad esempio, immissione d'aria in fasi successive-air staging, immissione di combustibile in fasi successive-air staging, bruciatori a bassa emissione di NO _x e/o ricircolo degli effluenti gassosi)	Processi quali la combustione di polverino, la combustione a letto fluido o a griglia mobile consentono tale integrazione	Generalmente applicabile

2.1.2. Efficienza energetica

BAT 19. Al fine di aumentare l'efficienza energetica della combustione di carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nella BAT 12 e in appresso.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Movimentazione a secco delle ceneri pesanti	Le ceneri pesanti secche sono fatte cadere dal forno su un nastro trasportatore meccanico e, dopo essere state riconvogliate nel forno per una nuova combustione, sono raffreddate all'aria ambiente. Si recupera energia utile sia dalla ricombustione delle ceneri sia dal loro raffreddamento	Vi possono essere limitazioni tecniche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti

Tabella 2

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di carbone e/o lignite

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾		
	Rendimento elettrico netto (%) ⁽³⁾		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾
	Unità nuova ⁽⁶⁾ ⁽⁷⁾	Unità esistente ⁽⁶⁾ ⁽⁸⁾	Unità nuova o esistente
A carbone, ≥ 1 000 MW _{th}	45 – 46	33,5 – 44	75 – 97
A lignite, ≥ 1 000 MW _{th}	42 – 44 ⁽⁹⁾	33,5 – 42,5	75 – 97
A carbone, < 1 000 MW _{th}	36,5 – 41,5 ⁽¹⁰⁾	32,5 – 41,5	75 – 97

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾		
	Rendimento elettrico netto (%) ⁽³⁾		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾
	Unità nuova ⁽⁶⁾ ⁽⁷⁾	Unità esistente ⁽⁶⁾ ⁽⁸⁾	Unità nuova o esistente
A lignite, < 1 000 MW _{th}	36,5 – 40 ⁽¹¹⁾	31,5 – 39,5	75 – 97

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP si applica solo uno dei due BAT-AEEL («Rendimento elettrico netto» o «Consumo totale netto di combustibile»), secondo l'uso per cui è progettata l'unità CHP (vale a dire. produzione preponderante di energia elettrica o termica).

⁽³⁾ Il limite inferiore dell'intervallo può corrispondere ai casi in cui il tipo di sistema di raffreddamento utilizzato o l'ubicazione geografica dell'unità possono influire negativamente sull'efficienza energetica (fino a quattro punti percentuali).

⁽⁴⁾ Questi livelli potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di calore è troppo bassa.

⁽⁵⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano agli impianti che producono solo energia elettrica.

⁽⁶⁾ I valori più bassi degli intervalli dei BAT-AEEL si ottengono in caso di condizioni climatiche sfavorevoli, in unità alimentate a lignite di scarsa qualità, e/o in unità vecchie (messe in esercizio per la prima volta prima del 1985).

⁽⁷⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEEL può essere ottenuto con parametri del vapore elevati (pressione, temperatura).

⁽⁸⁾ L'entità del miglioramento del rendimento elettrico dipende da ciascuna unità, ma un aumento di oltre tre punti percentuali è considerato indice dell'applicazione della BAT nelle unità esistenti, in funzione della progettazione originaria dell'unità e delle modifiche impiantistiche già apportate.

⁽⁹⁾ Per le unità alimentate a lignite con potere calorifico inferiore al di sotto di 6 MJ/kg, il limite inferiore dell'intervallo del BAT-AEEL è 41,5 %.

⁽¹⁰⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEEL può essere pari a 46 % nelle unità con potenza ≥ 600 MW_{th} che utilizzano condizioni del vapore supercritiche o ultra supercritiche.

⁽¹¹⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEEL può essere pari a 44 % nelle unità con potenza ≥ 600 MW_{th} che utilizzano condizioni del vapore supercritiche o ultra supercritiche.

2.1.3. Emissioni in atmosfera di NO_x, N₂O e CO

BAT 20. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NO_x limitando le emissioni in atmosfera di CO e N₂O risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Generalmente utilizzata in combinazione con altre tecniche	Generalmente applicabile
b.	Combinazione di altre tecniche primarie per la riduzione dei NO _x (ad esempio, immissione d'aria in fasi successive-air staging, immissione di combustibile in fasi successive-fuel staging, ricircolo degli effluenti gassosi, bruciatori a bassa emissione di NO _x)	Per la descrizione di ogni tecnica, cfr. sezione 8.3. La progettazione della caldaia può influire sulla scelta e sull'efficacia della tecnica primaria (o della combinazione di tecniche primarie)	
c.	Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Può essere applicata con «slip» SCR	L'applicabilità può essere limitata nelle caldaie con ampia sezione trasversale che impedisce la miscelazione omogenea di NH ₃ e NO _x . L'applicabilità può essere limitata negli impianti di combustione in funzione < 1 500 ore/anno con caldaia a carichi molto variabili

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
d.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Non applicabile agli impianti di combustione di potenza < 300 MW _{th} in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione di potenza < 100 MW _{th} . Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500 e negli impianti di combustione esistenti di potenza ≥ 300 MW _{th} in funzione < 500 ore/anno
e.	Combinazione di tecniche per la riduzione di NO _x e SO _x	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Applicabile caso per caso, secondo le caratteristiche del combustibile e del processo di combustione

Tabella 3

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾ ⁽³⁾
< 100	100–150	100–270	155–200	165–330
100–300	50–100	100–180	80–130	155–210
≥ 300, caldaia FBC per la combustione di carbone e/o lignite e caldaia PC a lignite	50 – 85	< 85 – 150 ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	80 – 125	140 – 165 ⁽⁶⁾
≥ 300, caldaia PC a carbone	65 – 85	65 – 150	80 – 125	< 85 – 165 ⁽⁷⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso delle caldaie PC a carbone messe in funzione non oltre il 1° luglio 1987, che sono in funzione < 1 500 ore/anno e alle quali l'SCR e/o SNRC non sono applicabili, il limite superiore dell'intervallo è 340 mg/Nm³.

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

⁽⁴⁾ Il limite inferiore dell'intervallo è considerato raggiungibile nel caso di uso dell'SCR.

⁽⁵⁾ Il limite superiore dell'intervallo è 175 mg/Nm³ per le caldaie FBC messe in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 e per le caldaie PC a lignite.

⁽⁶⁾ Il limite superiore dell'intervallo è 220 mg/Nm³ per le caldaie FBC messe in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 e per le caldaie PC a lignite.

⁽⁷⁾ Nel caso degli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo è 200 mg/Nm³ per le caldaie in funzione ≥ 1 500 ore/anno, e 220 mg/Nm³ per gli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

A titolo indicativo, i livelli annuali medi di emissione di CO per gli impianti di combustione esistenti in funzione $\geq 1\,500$ ore/anno o per gli impianti di combustione nuovi sono in genere i seguenti:

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW_{th})	Livello indicativo di emissione di CO (mg/Nm^3)
< 300	< 30–140
≥ 300 , caldaia FBC per la combustione di carbone e/o lignite e caldaia PC a lignite	< 30–100 ⁽¹⁾
≥ 300 , caldaia PC a carbone	< 5–100 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Il limite superiore dell'intervallo può essere fino a $140\,mg/Nm^3$ nel caso di limitazioni dovute alla progettazione della caldaia e/o nel caso di caldaie a letto fluido dotate di tecniche di abbattimento secondarie per la riduzione delle emissioni di NO_x .

2.1.4. Emissioni in atmosfera di SO_x , HCl e HF

BAT 21. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SO_x , HCl e HF risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Iniezione di sorbente in caldaia (forno o letto)	Cfr. descrizione alla sezione 8.4	Generalmente applicabile
b.	Iniezione in linea di sorbente (DSI)	Cfr. descrizione alla sezione 8.4. La tecnica può essere utilizzata per eliminare HCl/HF quando a valle non è applicata alcuna tecnica specifica di FGD	
c.	Atomizzatore, assorbitore a secco (SDA)	Cfr. descrizione alla sezione 8.4	
d.	Depuratore («scrubber») a secco a letto fluido circolante (CFB)		
e.	Scrubbing a umido	Cfr. descrizione alla sezione 8.4. Le tecniche possono essere utilizzate per eliminare HCl/HF quando a valle non è applicata alcuna tecnica specifica FGD	
f.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)	Cfr. descrizione alla sezione 8.4	Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione di potenza < $300\,MW_{th}$ e negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500
g.	FGD con acqua di mare		
h.	Combinazione di tecniche per la riduzione di NO_x e SO_x		

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
i.	Sostituzione o eliminazione dello scambiatore di calore gas/gas a valle della FGD a umido	Sostituzione dello scambiatore di calore gas/gas a valle della FGD a umido con uno scambiatore di calore a tubi, o eliminazione e scarico degli effluenti gassosi attraverso una torre di raffreddamento o un camino umido	Applicabile solo quando lo scambiatore di calore deve essere modificato o sostituito in impianti di combustione dotati di sistemi FGD a umido e di uno scambiatore di calore gas/gas a valle
j.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizione alla sezione 8.4. Uso di combustibile a basso tenore di zolfo (fino a 0,1 % in peso secco), di cloro o di fluoro	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro. L'applicabilità è subordinata a vincoli di progettazione nel caso degli impianti che bruciano combustibili indigeni molto specifici

Tabella 4

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di SO₂ risultante dalla combustione di carbone e/o lignite

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 100	150–200	150–360	170–220	170–400
100–300	80–150	95–200	135–200	135–220 ⁽³⁾
≥ 300, caldaia PC	10–75	10–130 ⁽⁴⁾	25–110	25–165 ⁽⁵⁾
≥ 300, caldaia a letto fluido ⁽⁶⁾	20–75	20–180	25–110	50–220

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Nel caso degli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 250 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Il limite inferiore dell'intervallo può essere ottenuto con l'uso concomitante di combustibili a basso tenore di zolfo e dei sistemi più avanzati nell'ambito della progettazione delle tecniche di abbattimento a umido.

⁽⁵⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 220 mg/Nm³ nel caso degli impianti messi in esercizio non oltre il 7 gennaio 2014 e funzionanti < 1 500 ore/anno. Per gli altri impianti esistenti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 205 mg/Nm³.

⁽⁶⁾ Per le caldaie a letto fluido circolante, il limite inferiore dell'intervallo può essere ottenuto ricorrendo alla FGD a umido ad alta efficienza. Il limite superiore dell'intervallo può essere ottenuto mediante iniezione di sorbente in caldaia.

Nel caso di un impianto di combustione con potenza termica nominale totale superiore a 300 MW, che è specificamente progettato per utilizzare combustibili indigeni a base di lignite e che può dimostrare di non essere in grado di raggiungere, per ragioni tecnico-economiche, i BAT-AEL di cui alla tabella 4, non si applicano i BAT-AEL per la media giornaliera di cui alla tabella 4 e il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL per la media annua è il seguente:

i) per un sistema FGD nuovo: $RCG \times 0,01$ con un massimo di 200 mg/Nm³;

- ii) per un sistema FGD esistente: $RCG \times 0,03$ con un massimo di 320 mg/Nm^3 ;
- in cui RCG corrisponde alla concentrazione di SO_2 negli effluenti gassosi grezzi come media annua (alle condizioni standard indicate nella sezione Considerazioni generali) all'ingresso del sistema di abbattimento delle emissioni di SO_x , espressa a un tenore di ossigeno (O_2) di riferimento di 6 % in volume;
- iii) nel caso si ricorra all'iniezione di sorbente in caldaia nel quadro del sistema FGD, l'RCG può essere corretta tenendo conto dell'efficienza di riduzione di SO_2 di questa tecnica (η_{BSI}), come segue: $RCG \text{ (corretta)} = RCG \text{ (misurata)} / (1 - \eta_{\text{BSI}})$.

Tabella 5

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di HCl e HF risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite

Inquinante	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW_{th})	BAT-AEL (mg/Nm^3)	
		Media annua o media dei campioni su un anno	
		Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾
HCl	< 100	1-6	2-10 ⁽²⁾
	≥ 100	1-3	1-5 ⁽²⁾ ⁽³⁾
HF	< 100	< 1-3	< 1-6 ⁽⁴⁾
	≥ 100	< 1-2	< 1-3 ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ I valori più bassi di questi intervalli del BAT-AEL possono essere difficili da ottenere nel caso di impianti dotati di FGD a umido e di uno scambiatore di calore gas/gas a valle.

⁽²⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 20 mg/Nm^3 nei seguenti casi: impianti che bruciano combustibili il cui tenore di cloro è $1\,000 \text{ mg/kg}$ (peso secco) o superiore; impianti in funzione < 1 500 ore/anno; caldaie FBC. Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Nel caso degli impianti dotati di un sistema di FGD a umido con uno scambiatore di calore gas/gas a valle, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 7 mg/Nm^3 .

⁽⁴⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 7 mg/Nm^3 nei seguenti casi: impianti dotati di un sistema FGD a umido con uno scambiatore di calore gas/gas a valle; impianti in funzione < 1 500 ore/anno; caldaie FBC. Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

2.1.5. Emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato

BAT 22. Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizione alla sezione 8.5	Generalmente applicabile
b.	Filtro a manica		
c.	Iniezione di sorbente in caldaia (forno o letto)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. Le tecniche sono utilizzate principalmente per il controllo delle emissioni di SO_x , HCl e/o HF	
d.	Sistema FGD a secco o semi secco		
e.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)		
			Cfr. applicabilità alla BAT 21

Tabella 6

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di polveri risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 100	2-5	2-18	4-16	4-22 ⁽³⁾
100-300	2-5	2-14	3-15	4-22 ⁽⁴⁾
300-1 000	2-5	2-10 ⁽⁵⁾	3-10	3-11 ⁽⁶⁾
≥ 1 000	2-5	2-8	3-10	3-11 ⁽⁷⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 28 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁴⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 25 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁵⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 12 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁶⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 20 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁷⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 14 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

2.1.6. Emissioni in atmosfera di mercurio

BAT 23. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di mercurio risultanti dalla combustione di carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
Effetti secondari delle tecniche usate principalmente per ridurre le emissioni di altri inquinanti		
a.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. La tecnica risulta più efficace nell'eliminazione del mercurio quando la temperatura degli effluenti gassosi è inferiore a 130 °C. La tecnica è utilizzata principalmente per il controllo delle polveri
b.	Filtro a manica	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. La tecnica è utilizzata principalmente per il controllo delle polveri
c.	Sistema FGD a secco o semi secco	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. Le tecniche sono utilizzate principalmente per il controllo delle emissioni di SO _x , HCl e/o HF
d.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)	Cfr. applicabilità alla BAT 21

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
e.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Utilizzata solo in combinazione con altre tecniche per aumentare o ridurre l'ossidazione del mercurio prima della cattura mediante successiva FGD o depolverazione. La tecnica è utilizzata principalmente per il controllo delle emissioni di NO _x	Cfr. applicabilità alla BAT 20
Tecniche specifiche di riduzione delle emissioni di mercurio			
f.	Iniezione di carboni assorbenti (carboni attivi o carboni attivi alogenati) negli effluenti gassosi	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. Generalmente usata in combinazione con un precipitatore elettrostatico o un filtro a manica. L'applicazione di questa tecnica può richiedere ulteriori fasi di trattamento per una migliore separazione della frazione di carboni contenente mercurio prima di riutilizzare le ceneri volanti	Generalmente applicabile
g.	Additivi alogenati aggiunti al combustibile o iniettati nel forno	Cfr. descrizione alla sezione 8.5	Generalmente applicabile nel caso di combustibili a basso tenore di alogeni
h.	Pretrattamento del combustibile	Lavaggio, dosaggio e miscela del combustibile per limitare/ridurre il tenore di mercurio o migliorare la cattura del mercurio tramite i dispositivi di riduzione dell'inquinamento	L'applicabilità è subordinata all'esito di uno studio preliminare volto a caratterizzare il combustibile e a stimare l'efficienza potenziale della tecnica
i.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizione alla sezione 8.5	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Tabella 7

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di mercurio risultanti dalla combustione di carbone e lignite

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua o media dei campioni su un anno			
	Impianto nuovo		Impianto esistente ⁽¹⁾	
	carbone	lignite	carbone	lignite
< 300	< 1-3	< 1-5	< 1-9	< 1-10
≥ 300	< 1-2	< 1-4	< 1-4	< 1-7

⁽¹⁾ Il limite inferiore dell'intervallo del BAT-AEL può essere ottenuto con tecniche specifiche di abbattimento delle emissioni di mercurio.

2.2. Conclusioni sulle BAT per la combustione di biomassa solida e/o torba

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT di cui alla presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione di biomassa solida e/o torba. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

2.2.1. Efficienza energetica

Tabella 8

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di biomassa solida e/o torba

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Rendimento elettrico netto (%) ⁽³⁾		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	
	Unità nuova ⁽⁶⁾	Unità esistente	Unità nuova	Unità esistente
Caldaia a biomassa solida e/o torba	da 33,5 a > 38	28–38	73–99	73–99

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP si applica solo uno dei due BAT-AEEL («Rendimento elettrico netto» o «Consumo totale netto di combustibile»), secondo l'uso per cui è progettata l'unità CHP (vale a dire produzione preponderante di energia elettrica o termica).

⁽³⁾ Il limite inferiore dell'intervallo può corrispondere ai casi in cui il tipo di sistema di raffreddamento utilizzato o l'ubicazione geografica dell'unità possono influire negativamente sull'efficienza energetica (fino a quattro punti percentuali).

⁽⁴⁾ Questi livelli potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di calore è troppo bassa.

⁽⁵⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano agli impianti che producono solo energia elettrica.

⁽⁶⁾ Il limite inferiore dell'intervallo può essere pari a 32 % nelle unità con potenza < 150 MW_{th} che bruciano combustibili a base di biomassa con alto tenore di umidità.

2.2.2. Emissioni in atmosfera di NO_x, N₂O e CO

BAT 24. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NO_x limitando le emissioni in atmosfera di CO e N₂O risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile
b.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)		
c.	Immissione d'aria in fasi successive (<i>air staging</i>)		
d.	Immissione di combustibile in fasi successive (<i>fuel staging</i>)		
e.	Ricircolo degli effluenti gassosi		
f.	Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Può essere applicata con «slip»	Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno con caldaia a carichi molto variabili. L'applicabilità può essere limitata negli impianti di combustione in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500 con caldaia a carichi molto variabili.

	Tecnica	Descrizione	Applicabilità
			Per gli impianti di combustione esistenti, applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dall'intervallo di temperatura e dal tempo di permanenza dei reagenti iniettati
g.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. L'uso di combustibili molto alcalini (come la paglia) può richiedere l'installazione a valle del sistema di abbattimento delle polveri	Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti di potenza < 300 MW _{th} . Non generalmente applicabile agli impianti di combustione esistenti di potenza < 100 MW _{th} .

Tabella 9

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
50–100	70–150 ⁽³⁾	70–225 ⁽⁴⁾	120–200 ⁽⁵⁾	120–275 ⁽⁶⁾
100–300	50–140	50–180	100–200	100–220
≥ 300	40–140	40–150 ⁽⁷⁾	65–150	95–165 ⁽⁸⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Per gli impianti che bruciano combustibili il cui tenore medio di potassio è pari o superiore a 2 000 mg/kg (peso secco) e/o il cui tenore medio di sodio è pari o superiore a 300 mg/kg, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 200 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Per gli impianti che bruciano combustibili il cui tenore medio di potassio è pari o superiore a 2 000 mg/kg (peso secco) e/o il cui tenore medio di sodio è pari o superiore a 300 mg/kg, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 250 mg/Nm³.

⁽⁵⁾ Per gli impianti che bruciano combustibili il cui tenore medio di potassio è pari o superiore a 2 000 mg/kg (peso secco) e/o il cui tenore medio di sodio è pari o superiore a 300 mg/kg, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 260 mg/Nm³.

⁽⁶⁾ Per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 e che bruciano combustibili il cui tenore medio di potassio è pari o superiore a 2 000 mg/kg (peso secco) e/o il cui tenore medio di sodio è pari o superiore a 300 mg/kg, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 310 mg/Nm³.

⁽⁷⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 160 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁸⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 200 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

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

— < 30–250 mg/Nm³ per gli impianti di combustione esistenti di potenza compresa tra 50 e 100 MW_{th} in funzione ≥ 1 500 ore/anno, oppure per gli impianti di combustione nuovi di potenza compresa tra 50 e 100 MW_{th};

— < 30–160 mg/Nm³ per gli impianti di combustione esistenti di potenza compresa tra 100 e 300 MW_{th} in funzione ≥ 1 500 ore/anno, oppure per gli impianti di combustione nuovi di potenza compresa tra 100 e 300 MW_{th};

— < 30–80 mg/Nm³ per gli impianti di combustione esistenti di potenza ≥ 300 MW_{th} in funzione ≥ 1 500 ore/anno, oppure per gli impianti di combustione nuovi di potenza ≥ 300 MW_{th}.

2.2.3. Emissioni in atmosfera di SO_x, HCl e HF

BAT 25. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SO_x, HCl e HF risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Iniezione di sorbente in caldaia (forno o letto)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.4.	Generalmente applicabile
b.	Iniezione in linea di sorbente (DSI)		
c.	Atomizzatore, assorbitore a secco (SDA)		
d.	Depuratore («scrubber») a secco a letto fluido circolante (CFB)		
e.	Scrubbing a umido		
f.	Condensatore degli effluenti gassosi		
g.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)		
h.	Scelta del combustibile	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro	

Tabella 10

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di SO₂ risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 100	15–70	15–100	30–175	30–215
100–300	< 10–50	< 10–70 ⁽³⁾	< 20–85	< 20–175 ⁽⁴⁾
≥ 300	< 10–35	< 10–50 ⁽³⁾	< 20–70	< 20–85 ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Per gli impianti esistenti che bruciano combustibili il cui tenore medio di zolfo è pari o superiore a 0,1 % in peso secco il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 100 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Per gli impianti esistenti che bruciano combustibili il cui tenore medio di zolfo è pari o superiore a 0,1 % in peso secco il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 215 mg/Nm³.

⁽⁵⁾ Per gli impianti esistenti che bruciano combustibili il cui tenore medio di zolfo è pari o superiore a 0,1 % in peso secco il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 165 mg/Nm³, o 215 mg/Nm³ se sono stati messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014 e/o le caldaie FBC che bruciano torba.

Tabella 11

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di HCl e HF risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di HCl (mg/Nm ³) ⁽¹⁾ ⁽²⁾				BAT-AEL per le emissioni di HF (mg/Nm ³)	
	Media annua o media dei campioni su un anno		Media giornaliera o media del periodo di campionamento		Media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽⁵⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽⁵⁾
< 100	1-7	1-15	1-12	1-35	< 1	< 1,5
100-300	1-5	1-9	1-12	1-12	< 1	< 1
≥ 300	1-5	1-5	1-12	1-12	< 1	< 1

⁽¹⁾ Per gli impianti che bruciano combustibili il cui tenore medio di cloro è ≥ 0,1 % in peso secco o per gli impianti esistenti che bruciano biomassa insieme a un combustibile con un alto tenore di zolfo (ad esempio, torba) o che utilizzano additivi alcalini di conversione dei cloruri (ad esempio, zolfo elementare), il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL della media annua è pari a 15 mg/Nm³ per gli impianti nuovi e 25 mg/Nm³ per gli impianti esistenti. L'intervallo del BAT-AEL della media giornaliera non si applica a questi impianti.

⁽²⁾ L'intervallo del BAT-AEL della media giornaliera non si applica agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno. Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL della media annua per gli impianti nuovi in funzione < 1 500 ore/anno è di 15 mg/Nm³.

⁽³⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽⁴⁾ I valori più bassi di questi intervalli del BAT-AEL possono essere difficili da ottenere nel caso di impianti dotati di FGD a umido e di uno scambiatore di calore gas/gas a valle.

⁽⁵⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

2.2.4. Emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato

BAT 26. Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizione alla sezione 8.5	Generalmente applicabile
b.	Filtro a manica		
c.	Sistema FGD a secco o semi secco	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. Le tecniche sono utilizzate principalmente per il controllo delle emissioni di SO _x , HCl e/o HF	Cfr. applicabilità alla BAT 25
d.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)		
e.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizione alla sezione 8.5	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Tabella 12

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di polveri risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di polveri (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 100	2-5	2-15	2-10	2-22
100-300	2-5	2-12	2-10	2-18
≥ 300	2-5	2-10	2-10	2-16

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

2.2.5. Emissioni in atmosfera di mercurio

BAT 27. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di mercurio risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità	
Tecniche specifiche di riduzione delle emissioni di mercurio			
a.	Iniezione di carboni assorbenti (carboni attivi o carboni attivi alogenati) negli effluenti gassosi	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5.	
b.	Additivi alogenati aggiunti al combustibile o iniettati nel forno		Generalmente applicabile
c.	Scelta del combustibile		Generalmente applicabile nel caso di combustibili a basso tenore di alogeni
			Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Effetti secondari delle tecniche usate principalmente per ridurre le emissioni di altri inquinanti

d.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. Le tecniche sono utilizzate principalmente per il controllo delle polveri	Generalmente applicabile
e.	Filtro a manica		
f.	Sistema FGD a secco o semi secco	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. Le tecniche sono utilizzate principalmente per il controllo delle emissioni di SO _x , HCl e/o HF	Cfr. applicabilità alla BAT 25
g.	Desolfurazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)		

Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di mercurio risultanti dalla combustione di biomassa solida e/o torba è $< 1-5 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ come media del periodo di campionamento.

3. CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI LIQUIDI

Le conclusioni sulle BAT di cui alla presente sezione non si applicano agli impianti di combustione su piattaforme off-shore, che sono contemplati alla sezione 4.3.

3.1. Caldaie a HFO e/o gasolio

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT illustrate nella presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

3.1.1. Efficienza energetica

Tabella 13

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾	
	Unità nuova	Unità esistente	Unità nuova	Unità esistente
Caldaia a HFO e/o gasolio	> 36,4	35,6–37,4	80–96	80–96

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione $< 1\ 500$ ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP si applica solo uno dei due BAT-AEEL («Rendimento elettrico netto» o «Consumo totale netto di combustibile»), secondo l'uso per cui è progettata l'unità CHP (vale a dire, produzione preponderante di energia elettrica o termica).

⁽³⁾ Questi livelli potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di calore è troppo bassa.

3.1.2. Emissioni in atmosfera di NO_x , e CO

BAT 28. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NO_x limitando le emissioni in atmosfera di CO risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Immissione d'aria in fasi successive (<i>air staging</i>)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3	Generalmente applicabile
b.	Immissione di combustibile in fasi successive (<i>fuel staging</i>)		
c.	Ricircolo degli effluenti gassosi		
d.	Bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB)		
e.	Aggiunta d'acqua/vapore		Applicabile nei limiti della disponibilità d'acqua
f.	Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno con caldaia a carichi molto variabili. L'applicabilità può essere limitata negli impianti di combustione in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500 con caldaia a carichi molto variabili.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
g.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3	Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione di potenza < 100 MW _{th}
h.	Sistema di controllo avanzato		Generalmente applicabile ai nuovi impianti di combustione L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione è subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
i.	Scelta del combustibile		Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Tabella 14

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 100	75–200	150–270	100–215	210–330 ⁽³⁾
≥ 100	45–75	45–100 ⁽⁴⁾	85–100	85–110 ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Per le caldaie industriali e gli impianti di teleriscaldamento messi in funzione non oltre il 27 novembre 2003, che sono in funzione < 1 500 ore/anno e ai quali l'SCR e/o SNRC non sono applicabili, il limite superiore dell'intervallo è 450 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è pari a 110 mg/Nm³ per gli impianti di potenza 100–300 MW_{th} e per gli impianti di potenza ≥ 300 MW_{th} messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁵⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è pari a 145 mg/Nm³ per gli impianti di potenza 100–300 MW_{th} e per gli impianti di potenza ≥ 300 MW_{th} messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁶⁾ Per le caldaie industriali e gli impianti di teleriscaldamento di potenza > 100 MW_{th} messi in funzione non oltre il 27 novembre 2003, che funzionano < 1 500 ore/anno e ai quali l'SCR e/o SNRC non sono applicabili, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 365 mg/Nm³.

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

— 10-30 mg/Nm³ per gli impianti di combustione esistenti di potenza < 100 MW_{th} in funzione ≥ 1 500 ore/anno, oppure per gli impianti di combustione nuovi di potenza < 100 MW_{th};

— 10-20 mg/Nm³ per gli impianti di combustione esistenti di potenza ≥ 100 MW_{th} in funzione ≥ 1 500 ore/anno, oppure per gli impianti di combustione nuovi di potenza ≥ 100 MW_{th}.

3.1.3. Emissioni in atmosfera di SO_x, HCl e HF

BAT 29. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SO_x, HCl e HF risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Iniezione in linea di sorbente (DSI)	Cfr. descrizione alla sezione 8.4	Generalmente applicabile
b.	Atomizzatore, assorbitore a secco (SDA)		
c.	Condensatore degli effluenti gassosi		
d.	Desolforazione a umido degli effluenti gassosi (FGD a umido)		Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione di potenza < 300 MW _{th} . Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500
e.	FGD con acqua di mare		Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione di potenza < 300 MW _{th} . Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500
f.	Scelta del combustibile		Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Tabella 15

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di SO₂ risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 300	50–175	50–175	150–200	150–200 ⁽³⁾

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
≥ 300	35–50	50–110	50–120	150–165 ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Per le caldaie industriali e gli impianti di teleriscaldamento messi in funzione non oltre il 27 novembre 2003 e in funzione < 1 500 ore/anno, il limite superiore dell'intervallo è 400 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 175 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁵⁾ Per le caldaie industriali e gli impianti di teleriscaldamento messi in funzione non oltre il 27 novembre 2003, che sono in funzione < 1 500 ore/anno e ai quali l'FGD a umido non è applicabile, il limite superiore dell'intervallo è 200 mg/Nm³.

3.1.4. Emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato

BAT 30. Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizione alla sezione 8.5.	Generalmente applicabile
b.	Filtro a manica		
c.	Multicicloni	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. I multicicloni possono essere utilizzati in combinazione con altre tecniche di depolverazione	
d.	Sistema FGD a secco o semi secco	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. La tecnica è utilizzata principalmente per il controllo delle emissioni di SO _x , HCl e/o HF	
e.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. La tecnica è utilizzata principalmente per il controllo delle emissioni di SO _x , HCl e/o HF	Cfr. applicabilità alla BAT 29
f.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizione alla sezione 8.5.	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Tabella 16

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di polveri risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nelle caldaie

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di polveri (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
< 300	2–10	2–20	7–18	7–22 ⁽³⁾
≥ 300	2–5	2–10	7–10	7–11 ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 25 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

⁽⁴⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 15 mg/Nm³ per gli impianti messi in funzione non oltre il 7 gennaio 2014.

3.2. Motori a HFO e/o gasolio

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT illustrate nella presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

Per quanto riguarda i motori a HFO e/o gasolio, le tecniche secondarie di abbattimento di NO_x, SO₂ e polveri potrebbero non essere applicabili a motori in isole che fanno parte di un piccolo sistema isolato ⁽¹⁾ o di un microsistema isolato ⁽²⁾, a motivo di vincoli tecnici, economici e logistici/infrastrutturali, nelle more di una loro interconnessione alla rete di energia elettrica di terraferma o dell'accesso a una fornitura di gas naturale. I BAT-AEL per tali motori saranno pertanto applicabili nei piccoli sistemi isolati e nei microsistemi isolati a decorrere dal 1° gennaio 2025 per i nuovi motori, e dal 1° gennaio 2030 per i motori esistenti.

3.2.1. Efficienza energetica

BAT 31. Al fine di aumentare l'efficienza energetica della combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nella BAT 12 e in appresso.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a. Ciclo combinato	Cfr. descrizione alla sezione 8.2	Generalmente applicabile agli impianti nuovi in funzione ≥ 1 500 ore/anno. Applicabile alle unità esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla configurazione del ciclo del vapore e dalla disponibilità di spazio. Non applicabile alle unità esistenti in funzione < 1 500 ore/anno

Tabella 17

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾	
	Rendimento elettrico netto (%) ⁽²⁾	
	Unità nuova	Unità esistente
Motore alternativo a HFO e/o gasolio — ciclo unico	41,5–44,5 ⁽³⁾	38,3–44,5 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Ai sensi dell'articolo 2, punto 26, della direttiva 2009/72/CE.

⁽²⁾ Ai sensi dell'articolo 2, punto 27 della direttiva 2009/72/CE.

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾	
	Rendimento elettrico netto (%) ⁽²⁾	
	Unità nuova	Unità esistente
Motore alternativo a HFO e/o gasolio — ciclo combinato	> 48 ⁽⁴⁾	Nessun BAT-AEEL

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Il BAT-AEEL per il rendimento elettrico netto si applica alle unità CHP progettate per generare prevalentemente energia elettrica e alle unità che generano esclusivamente energia elettrica.

⁽³⁾ Questi livelli possono essere difficili da ottenere in caso di motori muniti di dispositivi di abbattimento secondari ad alta intensità energetica.

⁽⁴⁾ Questo livello può essere difficile da ottenere nel caso dei motori che utilizzano un radiatore come sistema di raffreddamento in climi secchi e caldi.

3.2.2. Emissioni in atmosfera di NO_x, CO e composti organici volatili

BAT 32. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Combustione a basse emissioni di NO _x nei motori diesel	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3	Generalmente applicabile
b.	Ricircolo dei gas di scarico (<i>exhaust-gas recirculation</i> — EGR)		Non applicabile ai motori a quattro tempi
c.	Aggiunta d'acqua/vapore		Applicabile nei limiti della disponibilità d'acqua. L'applicabilità è subordinata alla disponibilità di un pacchetto di modifiche tecniche
d.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500. L'adozione di questa tecnica è subordinata alla disponibilità di spazio

BAT 33. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di CO e composti organici volatili risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3	Generalmente applicabile
b.	Catalizzatori ossidanti		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. L'applicabilità è subordinata al tenore di zolfo del combustibile

Tabella 18

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾ ⁽³⁾
≥ 50	115–190 ⁽⁴⁾	125–625	145–300	150–750

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno o agli impianti che non possono adottare tecniche secondarie di abbattimento.

⁽²⁾ L'intervallo del BAT-AEL è 1 150–1 900 mg/Nm³ per gli impianti in funzione < 1 500 ore/anno o per gli impianti che non possono adottare tecniche secondarie di abbattimento.

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

⁽⁴⁾ Nel caso di impianti comprendenti unità di potenza < 20 MW_{th} che bruciano HFO, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL applicabile a tali unità è pari a 225 mg/Nm³.

A titolo indicativo, per gli impianti di combustione esistenti che bruciano soltanto HFO e funzionanti ≥ 1 500 ore/anno o per gli impianti di combustione nuovi che bruciano solo HFO:

— i livelli medi annui delle emissioni di CO sono in genere 50–175 mg/Nm³;

— la media del periodo di campionamento delle emissioni di composti organici volatili totali (TVOC) è in genere 10–40 mg/Nm³;

3.2.3. Emissioni in atmosfera di SO_x, HCl e HF

BAT 34. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SO_x, HCl e HF risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizioni alla sezione 8.4	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro
b.	Iniezione in linea di sorbente (DSI)		Vi possono essere limitazioni tecniche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.
c.	Desolforazione degli effluenti gassosi a umido (FGD a umido)		Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione di potenza < 300 MW _{th} . Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500

Tabella 19

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di SO₂ risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di SO ₂ (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
Tutte le dimensioni	45–100	100–200 ⁽³⁾	60–110	105–235 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 280 mg/Nm³ se non è possibile applicare alcuna tecnica secondaria di abbattimento. Ciò corrisponde a un combustibile con tenore in zolfo di 0,5 % (peso secco).

3.2.4. Emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato

BAT 35. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di polveri e metalli inglobati nel particolato risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro
b.	Precipitatore elettrostatico (ESP)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.
c.	Filtro a manica		

Tabella 20

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di polveri e metalli inglobati nel particolato risultanti dalla combustione di HFO e/o gasolio nei motori alternativi

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di polveri (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽¹⁾	Impianto nuovo	Impianto esistente ⁽²⁾
≥ 50	5–10	5–35	10–20	10–45

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

3.3. Turbine a gas alimentate a gasolio

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT illustrate nella presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione di gasolio nelle turbine a gas. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

3.3.1. Efficienza energetica

BAT 36. Al fine di aumentare l'efficienza energetica della combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nella BAT 12 e in appresso.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ciclo combinato	Cfr. descrizione alla sezione 8.2	Generalmente applicabile agli impianti nuovi in funzione $\geq 1\ 500$ ore/anno. Applicabile alle unità esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla configurazione del ciclo del vapore e dalla disponibilità di spazio. Non applicabile alle unità esistenti in funzione $< 1\ 500$ ore/anno

Tabella 21

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per le turbine a gas alimentate a gasolio

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾	
	Rendimento elettrico netto (%) ⁽²⁾	
	Unità nuova	Unità esistente
Turbina a gas a circuito aperto alimentata a gasolio	> 33	25–35,7
Turbina a gas a ciclo combinato alimentata a gasolio	> 40	33–44

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione $< 1\ 500$ ore/anno.

⁽²⁾ Il BAT-AEEL per il rendimento elettrico netto si applica alle unità CHP progettate per generare prevalentemente energia elettrica e alle unità che generano esclusivamente energia elettrica.

3.3.2. Emissioni in atmosfera di NO_x e CO

BAT 37. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Aggiunta d'acqua/vapore	Cfr. descrizione alla sezione 8.3	L'applicabilità è subordinata alla disponibilità di acqua
b.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)		Applicabile solo ai modelli di turbina per i quali sono disponibili sul mercato bruciatori a basse emissioni di NO _x
c.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500. L'adozione di questa tecnica è subordinata alla disponibilità di spazio

BAT 38. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di CO risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizione alla sezione 8.3	Generalmente applicabile
b.	Catalizzatori ossidanti		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. L'adozione di questa tecnica è subordinata alla disponibilità di spazio

A titolo indicativo, il livello delle emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas a doppia alimentazione utilizzate nelle situazioni di emergenza < 500 ore/anno è in genere 145-250 mg/Nm³ come media giornaliera o come media del periodo di campionamento.

3.3.3. Emissioni in atmosfera di SO_x, e polveri

BAT 39. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera di SO_x e polveri risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare la tecnica indicata di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizione alla sezione 8.4	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei vari tipi di combustibile, che può dipendere dalla politica energetica dello Stato membro

Tabella 22

Livelli di emissioni associati alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di SO₂ e polveri risultanti dalla combustione di gasolio nelle turbine a gas, comprese le turbine a gas a doppia alimentazione

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	SO ₂		Polveri	
	Media annua ⁽¹⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento ⁽²⁾	Media annua ⁽¹⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento ⁽²⁾
Impianti nuovi ed esistenti	35-60	50-66	2-5	2-10

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti esistenti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

4. CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI GASSOSI

4.1. Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT presentate in questa sezione sono generalmente applicabili alla combustione di gas naturale. Si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1. Non si applicano agli impianti di combustione su piattaforme off-shore, che sono contemplati nella sezione 4.3.

4.1.1. Efficienza energetica

BAT 40. Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a. Ciclo combinato	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	<p>Generalmente applicabile alle nuove turbine a gas e ai nuovi motori eccetto quando sono in funzione < 1 500 ore/anno.</p> <p>Applicabile alle turbine a gas e ai motori esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla progettazione del ciclo di vapore e dalla disponibilità di spazio.</p> <p>Non applicabile alle turbine a gas e ai motori esistenti in funzione < 1 500 ore/anno.</p> <p>Non applicabile alle turbine a gas per trasmissioni meccaniche utilizzate in modalità discontinua con ampie variazioni di carico e frequenti momenti di avvio e arresto.</p> <p>Non applicabile alle caldaie.</p>

Tabella 23

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

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾				
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	
	Nuova unità	Unità esistente		Nuova unità	Unità esistente
Motore a gas	39,5–44 ⁽⁶⁾	35–44 ⁽⁶⁾	56-85 ⁽⁶⁾	Nessun BAT-AEEL.	
Caldaia a gas	39–42,5	38-40	78-95	Nessun BAT-AEEL.	
Turbina a gas a ciclo aperto, $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$	36-41,5	33-41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41
Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)					
CCGT, $50\text{--}600 \text{ MW}_{\text{th}}$	53-58,5	46-54	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.	
CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	57-60,5	50-60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL.	
CHP CCGT, $50\text{--}600 \text{ MW}_{\text{th}}$	53-58,5	46-54	65-95	Nessun BAT-AEEL.	
CHP CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	57-60,5	50-60	65-95	Nessun BAT-AEEL.	

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1 500 ore/anno.

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

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

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

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

⁽⁶⁾ Potrebbe essere difficile raggiungere questi livelli nel caso di motori configurati per raggiungere livelli di NO_x inferiori a 190 mg/Nm^3 .

4.1.2. Emissioni in atmosfera di NO_x, CO, NMVOC e CH₄

BAT 41. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

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

BAT 42. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Questa tecnica è spesso utilizzata in combinazione con altre tecniche o può essere utilizzata da sola per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
b.	Aggiunta di acqua/vapore	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	L'applicabilità può essere limitata dalla disponibilità di acqua
c.	Bruciatori a bassa emissione di NO _x a secco (DLN)		L'applicabilità può essere limitata nel caso di turbine per le quali non è disponibile un pacchetto di modifiche tecniche o in cui sono installati sistemi di aggiunta di acqua/vapore.
d.	Modi di progettazione a basso carico	L'adattamento del controllo del processo e delle relative attrezzature per mantenere un buon livello di efficienza di combustione durante le variazioni della domanda energetica, ad esempio migliorando le capacità di controllo del flusso d'aria in entrata o suddividendo il processo di combustione in fasi disaccoppiate di combustione.	L'applicabilità può essere limitata dalla progettazione della turbina a gas
e.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile alla combustione supplementare per i generatori di vapore a recupero termico (HRSG) in caso di impianti di combustione con turbine a gas a ciclo combinato (CCGT)
f.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione esistenti di potenza < 100 MW _{th} . L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500

BAT 43. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nei motori, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Questa tecnica è spesso utilizzata in combinazione con altre tecniche o può essere utilizzata da sola per gli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
b.	Modalità di combustione magra	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Generalmente utilizzata in combinazione con SCR	Applicabile unicamente ai motori nuovi alimentati a gas

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
c.	Modalità avanzata di combustione magra	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Applicabile unicamente ai motori nuovi ad accensione comandata
d.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente. Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500

BAT 44. 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.

Descrizione

Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.

Tabella 24

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

Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾ ⁽²⁾	
		Media annua ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Turbine a gas a ciclo aperto (OCGT) ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾			
Nuove OCGT	≥ 50	15-35	25-50
OCGT esistenti (escluse le turbine per applicazioni con trasmissione meccanica) — Tutte eccetto gli impianti in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	15-50	25-55 ⁽⁷⁾
Turbine a gas a ciclo combinato (CCGT) ⁽⁵⁾ ⁽⁸⁾			
Nuove CCGT	≥ 50	10-30	15-40
CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75 %	≥ 600	10-40	18-50
CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile ≥ 75 %	≥ 600	10-50	18-55 ⁽⁹⁾
CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile < 75 %	50-600	10-45	35-55
CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile ≥ 75 %	50-600	25-50 ⁽¹⁰⁾	35-55 ⁽¹¹⁾
Turbine a gas a ciclo combinato e a ciclo aperto			
Turbine a gas entrate in funzione non oltre il 27 novembre 2003, o turbine a gas esistenti per uso di emergenza e in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	Nessun BAT-AEL	60-140 ⁽¹²⁾ ⁽¹³⁾

Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW_{th})	BAT-AEL (mg/Nm^3) ⁽¹⁾ ⁽²⁾	
		Media annua ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Turbine a gas esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica — Tutte eccetto gli impianti in funzione < 500 ore/anno	≥ 50	15-50 ⁽¹⁴⁾	25-55 ⁽¹⁵⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL si applicano anche alla combustione di gas naturale in turbine a doppia alimentazione.

⁽²⁾ Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi BAT-AEL si applicano solo se il DLN è effettivamente in funzione.

⁽³⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti esistenti in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽⁴⁾ Ottimizzare il funzionamento di una tecnica esistente per ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x può portare a livelli di emissioni di CO al limite superiore dell'intervallo indicativo per le emissioni di CO indicato in appresso.

⁽⁵⁾ Questi BAT-AEL non si applicano alle turbine esistenti per applicazioni con trasmissione meccanica o agli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno.

⁽⁶⁾ Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 39 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore superiore] $\times RE/39$, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.

⁽⁷⁾ Il limite superiore dell'intervallo è 80 mg/Nm^3 nel caso degli impianti messi in esercizio non oltre il 27 novembre 2003 e in funzione tra 500 e 1 500 ore l'anno.

⁽⁸⁾ Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore superiore] $\times RE/55$, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.

⁽⁹⁾ In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 65 mg/Nm^3 .

⁽¹⁰⁾ In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 55 mg/Nm^3 .

⁽¹¹⁾ In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 80 mg/Nm^3 .

⁽¹²⁾ Il limite inferiore dell'intervallo BAT-AEL per il NO_x è raggiungibile con i bruciatori DLN.

⁽¹³⁾ Questi livelli sono indicativi.

⁽¹⁴⁾ In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 60 mg/Nm^3 .

⁽¹⁵⁾ In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 65 mg/Nm^3 .

A titolo indicativo, i livelli medi annui di emissione di CO per ciascun tipo di impianti di combustione esistenti in funzione $\geq 1 500$ ore/anno e per ciascun tipo di impianti di combustione nuovi sono in genere i seguenti:

— Nuove OCGT di potenza $\geq 50 MW_{th}$: < 5–40 mg/Nm^3 . Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > del 39 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore di tale intervallo, corrispondente a [valore più alto] $\times RE/39$, dove RE è il rendimento netto dell'energia elettrica o meccanica dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.

— Turbine OCGT esistenti di potenza $\geq 50 MW_{th}$ (escluse le turbine per applicazioni con trasmissione meccanica): < 5–40 mg/Nm^3 . Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 80 mg/Nm^3 in caso di impianti esistenti che non possono essere modificati per le tecniche di riduzione di NO_x a secco, o 50 mg/Nm^3 per gli impianti che funzionano a basso carico.

— Nuove CCGT di potenza $\geq 50 MW_{th}$: < 5-30 mg/Nm^3 . Per gli impianti con un rendimento elettrico (RE) netto > 55 %, può essere applicato un fattore di correzione al limite superiore dell'intervallo, corrispondente a [valore più alto] $\times RE/55$, dove RE è il rendimento elettrico netto dell'impianto determinato alle condizioni ISO di carico di base.

— CCGT esistenti di potenza $\geq 50 MW_{th}$: < 5-30 mg/Nm^3 . Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 mg/Nm^3 per gli impianti che funzionano a basso carico.

— Le turbine a gas esistenti di potenza $\geq 50 MW_{th}$ per applicazioni con trasmissione meccanica: < 5–40 mg/Nm^3 . Il limite superiore di tale intervallo sarà di norma 50 mg/Nm^3 quando gli impianti funzionano a basso carico.

Nel caso di una turbina a gas dotata di bruciatori DLN, questi livelli indicativi corrispondono ai periodi di effettivo funzionamento dei DLN.

Tabella 25

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

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua ⁽¹⁾		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽²⁾	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽³⁾
Caldaia	10-60	50-100	30-85	85-110
Motore ⁽⁴⁾	20-75	20-100	55-85	55-110 ⁽⁵⁾

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

⁽²⁾ Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno.

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

⁽⁴⁾ Questi BAT-AEL si applicano solo ai motori a combustione interna a miscela magra e nei motori a doppia alimentazione. Non si applicano ai motori diesel a gas naturale.

⁽⁵⁾ Nel caso di motori a gas per situazioni di emergenza in funzione < 500 ore/anno, che non hanno potuto applicare la modalità di combustione magra o utilizzare la SCR, il limite superiore dell'intervallo indicativo è 175 mg/Nm³.

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

— < 5-40 mg/Nm³ per le caldaie esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno,

— < 5-15 mg/Nm³ per le caldaie nuove,

— 30-100 mg/Nm³ per i motori esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno e per i motori nuovi.

BAT 45. 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.

Descrizione

Cfr. descrizioni alla sezione 8.3. I catalizzatori ossidanti non sono efficaci nel ridurre le emissioni di idrocarburi saturi contenenti meno di quattro atomi di carbonio.

Tabella 26

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di formaldeide e di CH₄ risultanti dalla combustione di gas naturale in un motore a gas naturale ad accensione comandata e combustione magra

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)		
	Formaldeide	CH ₄	
	Media del periodo di campionamento		
	Impianto nuovo o esistente	Nuovo impianto	Impianto esistente
≥ 50	5-15 ⁽¹⁾	215-500 ⁽²⁾	215-560 ⁽¹⁾ ⁽²⁾

⁽¹⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽²⁾ Questo BAT-AEL è espresso con C nel funzionamento a pieno carico.

4.2. Conclusioni sulle BAT per la combustione dei gas di processo della siderurgia

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT illustrate nella presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione dei gas di processo della siderurgia (gas di altoforno, gas di cokeria, gas di convertitore a ossigeno), individualmente, in combinazione o contemporaneamente ad altri combustibili gassosi e/o liquidi. Si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

4.2.1. Efficienza energetica

BAT 46. Al fine di aumentare l'efficienza energetica della combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Sistema di gestione dei gas di processo	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	Applicabile unicamente alle acciaierie integrate

Tabella 27

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione dei gas di processo della siderurgia in caldaie

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾	
	Rendimento elettrico netto (%)	Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾
Caldaia a gas multicomcombustibile esistente	30-40	50-84
Caldaia a gas multicomcombustibile nuova ⁽⁴⁾	36-42,5	50-84

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP si applica solo uno dei due BAT-AEEL («Rendimento elettrico netto» o «Consumo totale netto di combustibile»), secondo l'uso cui è destinata l'unità CHP (vale a dire, produzione preponderante di energia elettrica o termica).

⁽³⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.

⁽⁴⁾ L'ampia gamma di efficienza energetica delle unità CHP dipende in gran parte dalla domanda locale di energia elettrica e termica.

Tabella 28

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione dei gas di processo della siderurgia in CCGT

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾		
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾
	Nuova unità	Unità esistente	
CHP CCGT	> 47	40-48	60-82
CCGT	> 47	40-48	Nessun BAT-AEEL

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non si applicano alle unità in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP si applica solo uno dei due BAT-AEEL («Rendimento elettrico netto» o «Consumo totale netto di combustibile»), secondo l'uso cui è destinata l'unità CHP (produzione preponderante di energia elettrica o termica).

⁽³⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.

4.2.2. Emissioni di NO_x e CO in atmosfera

BAT 47. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Bruciatori appositamente progettati a basse emissioni di NO _x in righe multiple per tipo di combustibile o dotati di dispositivi specifici per multi-combustibile (ad esempio ugelli multipli dedicati per la combustione di diversi combustibili o dotati di premiscelatore di combustibili)	Generalmente applicabile
b.	Immissione di aria in fasi successive (<i>air staging</i>)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	
c.	Immissione di combustibile in fasi successive (<i>fuel staging</i>)		
d.	Ricircolo degli effluenti gassosi		
e.	Sistema di gestione dei gas di processo	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità di diversi tipi di combustibile
f.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Questa tecnica è utilizzata in combinazione con altre tecniche	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
g.	Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.
h.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione di potenza < 100 MW _{th} . L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti può essere subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente e alla configurazione dell'impianto di combustione.

BAT 48. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia nelle CCGT, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Sistema di gestione dei gas di processo	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità di diversi tipi di combustibile

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
b.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Questa tecnica è utilizzata in combinazione con altre tecniche	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
c.	Aggiunta di acqua/vapore	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Nelle turbine a gas a doppia alimentazione che utilizzano bruciatori DLN per la combustione di gas di processo della siderurgia, l'aggiunta di acqua/vapore viene generalmente utilizzata durante la combustione di gas naturale	L'applicabilità può essere limitata dalla disponibilità di acqua
d.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x a secco (DLN)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. I bruciatori DLN per la combustione di gas di processo della siderurgia differiscono da quelli utilizzati per la combustione di solo gas naturale	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla reattività dei gas di processo della siderurgia, quali i gas di co-keria. L'applicabilità può essere limitata nel caso di turbine per le quali non è disponibile un pacchetto di modifiche tecniche o in cui sono installati sistemi di aggiunta di acqua/vapore.
e.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Applicabile unicamente alla combustione supplementare per i generatori di vapore a recupero termico (HRSG) degli impianti di combustione con turbine a gas a ciclo combinato (CCGT)
f.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente.

BAT 49. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile
b.	Catalizzatori ossidanti		Applicabile unicamente alle turbine a ciclo combinato. L'applicabilità è subordinata alla disponibilità di spazio, ai requisiti di carico e al tenore di zolfo del combustibile

Tabella 29

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione del 100 % dei gas di processo della siderurgia

Tipo di impianto di combustione	Livello di riferimento O ₂ (vol-%)	BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾	
		Media annua	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Nuova caldaia	3	15-65	22-100
Caldaia esistente	3	20-100 ⁽²⁾ ⁽³⁾	22-110 ⁽²⁾ ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾

Tipo di impianto di combustione	Livello di riferimento O ₂ (vol-%)	BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾	
		Media annua	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Nuova CCGT	15	20-35	30-50
CCGT esistente	15	20-50 ⁽²⁾ ⁽³⁾	30-55 ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾

⁽¹⁾ Si presume che gli impianti che bruciano una miscela di gas con potere calorifico inferiore equivalente > 20 MJ/Nm³ producano emissioni vicine al limite superiore degli intervalli dei BAT-AEL.

⁽²⁾ Il limite inferiore dell'intervallo dei BAT-AEL è raggiungibile nel caso di uso dell'SCR.

⁽³⁾ Per gli impianti in funzione < 1 500 ore/anno questi BAT-AEL non sono applicabili.

⁽⁴⁾ In caso di impianti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 160 mg/Nm³. Inoltre, il limite superiore dell'intervallo dei BAT-AEL può essere superato quando l'SCR non può essere utilizzata e quando si utilizza una quota elevata di gas di cokeria (es. > 50 %) e/o quando si bruciano gas di cokeria con un livello relativamente elevato di H₂. In questo caso, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 220 mg/Nm³.

⁽⁵⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽⁶⁾ In caso di impianti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL è 70 mg/Nm³.

A titolo indicativo, la media annua dei livelli di emissione di CO è generalmente di:

— < 5-100 mg/Nm³ per le caldaie esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno;

— < 5-35 mg/Nm³ per le caldaie nuove;

— < 5-20 mg/Nm³ per le CCGT esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno o per le nuove CCGT.

4.2.3. Emissioni di SO_x in atmosfera

BAT 50. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di SO_x nell'atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a.	<p>Sistema di gestione dei gas di processo e scelta del combustibile ausiliario</p> <p>Cfr. descrizione alla sezione 8.2.</p> <p>Nella misura consentita dall'acciaieria, massimizzare l'uso di:</p> <ul style="list-style-type: none"> — la maggior parte del gas di altoforno con un basso tenore di zolfo nella composizione del combustibile, — una combinazione di combustibili a basso tenore medio di zolfo, ad esempio i singoli combustibili di processo con un tenore di zolfo molto basso, quali: <ul style="list-style-type: none"> — gas di altoforno con un tenore di zolfo < 10 mg/Nm³, — gas di cokeria con un tenore di zolfo < 300 mg/Nm³, — e combustibili ausiliari, quali: <ul style="list-style-type: none"> — gas naturale, — combustibili liquidi con un tenore di zolfo ≤ 0,4 % (nelle caldaie). <p>Uso di una quantità limitata di combustibili con un tenore di zolfo più elevato</p>	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei diversi tipi di combustibile
b.	<p>Pretrattamento del gas di cokeria nell'acciaieria</p> <p>Applicazione di una delle seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> — desolforazione mediante sistemi di assorbimento; — desolforazione ossidativa a umido. 	Applicabile solo agli impianti di combustione di gas di cokeria

Tabella 30

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di SO₂ in atmosfera risultanti dalla combustione del 100 % dei gas di processo della siderurgia

Tipo di impianto di combustione	Livello di riferimento O ₂ (vol-%)	BAT-AEL per SO ₂ (mg/Nm ³)	
		Media annua ⁽¹⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento ⁽²⁾
Caldaia nuova o esistente	3	25-150	50-200 ⁽³⁾
CCGT nuova o esistente	15	10-45	20-70

⁽¹⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 1 500 ore/anno questi BAT-AEL non sono applicabili.

⁽²⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Il limite superiore dell'intervallo del BAT-AEL può essere superato quando si utilizza una quota elevata di gas di cokeria (ad esempio > 50 %). In questo caso, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 300 mg/Nm³.

4.2.4. Emissioni di polveri in atmosfera

BAT 51. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di polveri in atmosfera risultanti dalla combustione dei gas di processo della siderurgia, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Scelta/gestione del combustibile	Utilizzo di una combinazione dei gas di processo e combustibili ausiliari a basso tenore medio di polveri o di ceneri	Generalmente applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei diversi tipi di combustibile
b.	Pretrattamento del gas di altoforno nell'acciaieria	Utilizzo di un dispositivo o di una combinazione di dispositivi di depolverazione a secco (ad esempio, deflettori, depolverizzatori, cicloni, precipitatori elettrostatici) e/o di successivo abbattimento delle polveri (scrubber Venturi, separatori ad inerzia d'urto, depuratori con orifizi a sezione anulare, precipitatori elettrostatici a umido, disintegratori)	Applicabile unicamente se il gas dell'altoforno è combusto.
c.	Pretrattamento del gas di convertitore a ossigeno nell'acciaieria	Utilizzo di depolverazione a secco (ad esempio, precipitazione elettrostatica o filtro a manica) o ad umido (ad esempio, precipitatore elettrostatico o scrubber a umido). Descrizioni più dettagliate sono riportate nel BREF relativo all'industria siderurgica	Applicabile unicamente se il gas di convertitore a ossigeno è combusto.
d.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5.	Applicabile unicamente agli impianti di combustione che bruciano una percentuale significativa di combustibili ausiliari con un tenore elevato di ceneri
e.	Filtro a maniche		

Tabella 31

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di polveri in atmosfera risultanti dalla combustione del 100 % dei gas di processo della siderurgia

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL per le emissioni di polveri (mg/Nm ³)	
	Media annua ⁽¹⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento ⁽²⁾
Caldaia nuova o esistente	2-7	2-10

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL per le emissioni di polveri (mg/Nm ³)	
	Media annua ⁽¹⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento ⁽²⁾
CCGT nuova o esistente	2-5	2-5

⁽¹⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 1 500 ore/anno questi BAT-AEL non sono applicabili.

⁽²⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

4.3. Conclusioni sulle BAT per la combustione di combustibili gassosi e/o liquidi su piattaforme off-shore

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT illustrate nella presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione di combustibili gassosi e/o liquidi su piattaforme off-shore. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

BAT 52. Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali della combustione di combustibili gassosi e/o liquidi su piattaforme off-shore, la BAT consiste nell'utilizzare una più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecniche		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione del processo	Ottimizzazione del processo per ridurre al minimo i requisiti di energia meccanica	Generalmente applicabile
b.	Controllo delle perdite di pressione	Ottimizzare e mantenere sistemi di aspirazione e di scarico, in modo da minimizzare le perdite di pressione	
c.	Controllo del carico	Gestione di generatori o compressori multipli ai punti di carico che riducono al minimo le emissioni	
d.	Riduzione al minimo delle «riserve rotanti»	In caso di funzionamento con la riserva rotante per motivi di affidabilità operativa, il numero delle turbine supplementari è ridotto al minimo, salvo in circostanze eccezionali	
e.	Scelta del combustibile	Fornitura di gas combustibile da un punto sulla parte superiore del processo di olio e gas che offre un intervallo minimo di parametri di combustione del gas combustibile, ad esempio il potere calorifico, e concentrazioni minime di composti solforosi per ridurre al minimo la formazione di SO ₂ . Nel caso di combustibili liquidi distillati, si preferiscano i combustibili a basso tenore di zolfo	
f.	Fasatura dell'iniezione	Ottimizzare la fasatura di iniezione nei motori	
g.	Recupero di calore	Utilizzo del calore di scarico del motore/turbina a gas per il riscaldamento della piattaforma	Generalmente applicabile ai nuovi impianti di combustione Negli impianti di combustione esistenti, l'applicabilità è subordinata al livello della domanda di energia termica e alla configurazione dell'impianto di combustione (spazio)

Tecniche		Descrizione	Applicabilità
h.	Integrazione dell'approvvigionamento di energia di multipli giacimenti di petrolio e di gas	Utilizzo di una fonte centrale di energia per fornire un numero di piattaforme partecipanti ubicate in diversi giacimenti di gas/petrolio	L'applicabilità è subordinata alla posizione dei vari giacimenti petroliferi e di gas, all'organizzazione delle diverse piattaforme partecipanti, compreso l'allineamento delle tempistiche relative a pianificazione, avvio e cessazione della produzione

BAT 53. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili gassosi e/o liquidi su piattaforme off-shore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Sistema di controllo avanzato	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
b.	Bruciatori a bassa emissione di NO _x a secco (DLN)		Applicabile alle nuove turbine a gas (apparecchiature standard) subordinatamente ai vincoli associati alle variazioni della qualità dei combustibili. L'applicabilità può essere limitata per le turbine a gas esistenti dalla disponibilità di un pacchetto di modifiche tecniche (per il funzionamento a basso carico), dalla complessità dell'organizzazione della piattaforma e dalla disponibilità di spazio
c.	Modalità di combustione magra		Applicabile unicamente ai motori nuovi alimentati a gas
d.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)		Applicabile unicamente alle caldaie

BAT 54. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di combustibili gassosi e/o liquidi in turbine a gas su piattaforme off-shore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile
b.	Catalizzatori ossidanti		Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. L'adeguamento degli impianti di combustione esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente e a restrizioni di peso.

Tabella 32

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di combustibili gassosi in turbine a gas a ciclo aperto su piattaforme off-shore

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾
	Media del periodo di campionamento
Nuova turbina a gas per la combustione di combustibili gassosi ⁽²⁾	15-50 ⁽³⁾
Turbina a gas esistente per la combustione di combustibili gassosi ⁽²⁾	< 50–350 ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL si basano su una quantità di energia > 70 % generata al pieno carico disponibile il giorno considerato.

⁽²⁾ Ciò include le turbine a gas mono- e bicomustibili.

⁽³⁾ Il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 250 mg/Nm³ se i bruciatori DLN non sono applicabili.

⁽⁴⁾ Il limite inferiore dell'intervallo BAT-AEL è raggiungibile con i bruciatori DLN.

A titolo indicativo, la media annua dei livelli di emissione di CO nel periodo di campionamento è generalmente:

— < 100 mg/Nm³ per le turbine a gas esistenti per la combustione di combustibili gassosi sulle piattaforme offshore in funzione ≥ 1 500 ore/anno;

— < 75 mg/Nm³ per le turbine a gas nuove per la combustione di combustibili gassosi sulle piattaforme offshore.

5. CONCLUSIONI SULLE BAT PER GLI IMPIANTI MULTICOMBUSTIBILE

5.1. Conclusioni sulle BAT per la combustione dei combustibili di processo dall'industria chimica

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT illustrate nella presente sezione sono generalmente applicabili alla combustione dei combustibili di processo dell'industria chimica, individualmente, in combinazione o contemporaneamente ad altri combustibili gassosi e/o liquidi. Si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

5.1.1. Prestazione ambientale generale

BAT 55. 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 nella BAT 6 e di seguito.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità	
a.	Pretrattamento dei combustibili di processo dell'industria chimica	Effettuare il pretrattamento di combustibile nel sito e/o fuori dal sito dell'impianto di combustione per migliorare le prestazioni ambientali di combustione del combustibile	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalle caratteristiche del combustibile di processo e dalla disponibilità di spazio

5.1.2. Efficienza energetica

Tabella 33

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione dei combustibili di processo dell'industria chimica in caldaie

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	
	Nuova unità	Unità esistente	Nuova unità	Unità esistente
Caldaie che utilizzano combustibili liquidi di processo dell'industria chimica, anche miscelati con HFO, gasolio e/o altri combustibili liquidi	> 36,4	35,6-37,4	80-96	80-96

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾			
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	
	Nuova unità	Unità esistente	Nuova unità	Unità esistente
Caldaie che utilizzano combustibili gassosi di processo dell'industria chimica, anche miscelati con gas naturale e/o altri combustibili gassosi	39-42,5	38-40	78-95	78-95

⁽¹⁾ Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione < 1 500 ore/anno.

⁽²⁾ Nel caso di unità CHP si applica solo uno dei due BAT-AEEL («Rendimento elettrico netto» o «Consumo totale netto di combustibile»), secondo l'uso cui è destinata l'unità CHP (vale a dire, produzione preponderante di energia elettrica o termica).

⁽³⁾ Questi BAT-AEEL potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di calore è troppo bassa.

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

5.1.3. Emissioni di NO_x e CO in atmosfera

BAT 56. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x 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 di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile
b.	Immissione di aria in fasi successive (<i>air staging</i>)		
c.	Immissione di combustibile in fasi successive (<i>fuel staging</i>)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. L'immissione di combustibile in fasi successive quando si fa uso di miscele di combustibili liquidi potrebbe richiedere uno specifico modello di bruciatore	
d.	Ricircolo degli effluenti gassosi	Cfr. descrizioni alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile ai nuovi impianti di combustione Applicabile agli impianti di combustione esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla sicurezza degli stabilimenti chimici
e.	Aggiunta di acqua/vapore		L'applicabilità può essere limitata dalla disponibilità di acqua
f.	Scelta del combustibile		Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei diversi tipi di combustibile e/o un uso alternativo del combustibile di processo

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
g.	Sistema di controllo avanzato		L'applicabilità ai vecchi impianti di combustione può essere subordinata alla necessità di installare a posteriori il sistema di combustione e/o il sistema di controllo-comando
h.	Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)		Applicabile agli impianti di combustione esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla sicurezza degli stabilimenti chimici Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. L'applicabilità può essere limitata negli impianti di combustione in funzione tra 500 e 1 500 ore/anno con frequenti cambi di combustibile e frequenti variazioni del carico.
i.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)		Applicabile agli impianti di combustione esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla configurazione dei condotti, dalla disponibilità di spazio e dalla sicurezza degli stabilimenti chimici. Non applicabile agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno. Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'adozione di questa tecnica negli impianti di combustione esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500. Non generalmente applicabile agli impianti di combustione di potenza < 100 MW _{th} .

Tabella 34

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione del 100 % dei combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie

Fase di combustibile utilizzato nell'impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽¹⁾	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽²⁾
Miscela di gas e liquidi	30-85	80-290 ⁽³⁾	50-110	100-330 ⁽³⁾
Solo gas	20-80	70-100 ⁽⁴⁾	30-100	85-110 ⁽⁵⁾

⁽¹⁾ Per gli impianti in funzione < 1 500 ore/anno questi BAT-AEL non sono applicabili.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Per gli impianti esistenti di potenza ≤ 500 MW_{th} messi in funzione non oltre il 27 novembre 2003 che utilizzano combustibili liquidi con un tenore di azoto superiore a 0,6 % in peso, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 380 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Per gli impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 180 mg/Nm³.

⁽⁵⁾ Per gli impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 210 mg/Nm³.

A titolo indicativo, i livelli annui medi di emissione di CO per gli impianti di combustione esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno e per gli impianti di combustione nuovi sono generalmente < 5-30 mg/Nm³.

5.1.4. Emissioni di SO_x, HCl e HF in atmosfera

BAT 57. Al fine di ridurre le emissioni di SO_x, 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 di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizioni alla sezione 8.4.	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei diversi tipi di combustibile e/o un uso alternativo del combustibile di processo
b.	Iniezione di sorbente nella caldaia (nel forno o nel letto della caldaia)		Applicabile agli impianti di combustione esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla configurazione dei condotti, dalla disponibilità di spazio e dalla sicurezza degli impianti chimici.
c.	Iniezioni in linea di sorbente (DSI)		Le tecniche di desolfurazione degli effluenti gassosi (FGD) ad umido e con acqua di mare non sono applicabili agli impianti di combustione in funzione < 500 ore/anno.
d.	Atomizzatore, assorbitore a secco (SDA)		Vi possono essere limitazioni tecniche ed economiche all'applicazione della desolfurazione ad umido o con acqua di mare negli impianti di combustione di potenza < 300 MW _{th} e all'adeguamento a dette tecniche degli impianti di combustione in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500
e.	Scrubbing a umido	Cfr. descrizione alla sezione 8.4. La tecnologia di depurazione a umido è utilizzata per rimuovere HCl e HF quando non si applica la FGD a umido per ridurre le emissioni di SO _x	
f.	Desolfurazione degli effluenti gassosi ad umido. (FDG ad umido)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.4.	
g.	FGD con acqua di mare		

Tabella 35

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di SO₂ in atmosfera risultanti dalla combustione del 100 % dei combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL (mg/Nm ³)	
	Media annua ⁽¹⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento ⁽²⁾
Caldaie nuove ed esistenti	10-110	90-200

⁽¹⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 1 500 ore/anno questi BAT-AEL non sono applicabili.

⁽²⁾ Per gli impianti esistenti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

Tabella 36

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di HCl e HF in atmosfera risultanti dalla combustione del 100 % dei combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	HCl		HF	
	Media dei campioni ottenuti in un anno			
	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽¹⁾	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽¹⁾
< 100	1-7	2-15 ⁽²⁾	< 1-3	< 1-6 ⁽³⁾
≥ 100	1-5	1-9 ⁽²⁾	< 1-2	< 1-3 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽²⁾ In caso di impianti in funzione < 1 500 ore/anno, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 20 mg/Nm³.

⁽³⁾ In caso di impianti in funzione < 1 500 ore/anno, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 7 mg/Nm³.

5.1.5. Emissioni in atmosfera di polveri e di metalli inglobati nel particolato

BAT 58. 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 di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Precipitatore elettrostatico (ESP)	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5.	Generalmente applicabile
b.	Filtro a maniche		
c.	Scelta del combustibile	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. Utilizzo di una combinazione dei combustibili di processo dell'industria chimica e combustibili ausiliari a basso tenore medio di polveri o di ceneri	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla disponibilità dei diversi tipi di combustibile e/o un uso alternativo del combustibile di processo
d.	Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi a secco o semi-secco	Cfr. descrizioni alla sezione 8.5. La tecnica è soprattutto utilizzata per il controllo di SO _x , HCl e/o HF	Cfr. applicabilità in BAT 57
e.	Desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) ad umido		

Tabella 37

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di polveri in atmosfera risultanti dalla combustione di miscele di gas e liquidi composti al 100 % da combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL per le emissioni di polveri (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽¹⁾	Nuovo impianto	Impianto esistente ⁽²⁾
< 300	2-5	2-15	2-10	2-22 ⁽³⁾
≥ 300	2-5	2-10 ⁽⁴⁾	2-10	2-11 ⁽³⁾

⁽¹⁾ Per gli impianti in funzione < 1 500 ore/anno questi BAT-AEL non sono applicabili.

⁽²⁾ Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽³⁾ Per gli impianti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 25 mg/Nm³.

⁽⁴⁾ Per gli impianti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 15 mg/Nm³.

5.1.6. Emissioni di composti organici volatili e di policloro-dibenzo-diossine e policloro-dibenzo-furani in atmosfera

BAT 59. Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili e di policloro-dibenzo-diossine e policloro-dibenzo-furani 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 di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Iniezione di carbone attivo	Cfr. descrizione alla sezione 8.5.	Applicabile unicamente agli impianti di combustione che utilizzano combustibili derivati da processi chimici in presenza di sostanze clorate. Per l'applicabilità dell'SCR e del raffreddamento rapido (<i>rapid quenching</i>) cfr. BAT 56 e BAT 57
b.	Raffreddamento rapido mediante scrubbing umido/condensatore e degli effluenti gassosi	Cfr. la descrizione dello scrubbing a umido/condensatore degli effluenti gassosi nella sezione 8.4	
c.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Il sistema SCR è adattato e più grande di un sistema SCR utilizzato unicamente per la riduzione di NO _x	

Tabella 38

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di PCDD/F e TVOC in atmosfera risultanti esclusivamente dalla combustione di combustibili di processo dell'industria chimica nelle caldaie

Inquinante	Unità	BAT-AEL
		Media del periodo di campionamento
PCDD/F ⁽¹⁾	ng I-TEQ/Nm ³	< 0,012-0,036
TVOC	mg/Nm ³	0,6-12

⁽¹⁾ Questi BAT-AEL sono applicabili unicamente agli impianti di combustione che utilizzano combustibili derivati da processi chimici in presenza di sostanze clorate.

6. CONCLUSIONI SULLE BAT PER IL COINCENERIMENTO DEI RIFIUTI

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT presentate in questa sezione sono generalmente applicabili al coincenerimento dei rifiuti negli impianti di combustione. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

I BAT-AEL di questa sezione si applicano all'intero volume di effluenti gassosi generato dal coincenerimento dei rifiuti.

Inoltre, quando i rifiuti sono coinceneriti insieme con i combustibili di cui alla sezione 2, i BAT-AEL di cui alla sezione 2 si applicano anche: i) all'intero volume degli effluenti gassosi generati; e ii) al volume degli effluenti gassosi derivanti dalla combustione dei combustibili contemplati da tale sezione applicando la formula di miscelazione dell'allegato VI (parte 4) della direttiva 2010/75/UE, in cui i BAT-AEL per il volume degli effluenti gassosi derivanti dalla combustione dei rifiuti devono essere determinati sulla base della BAT 61.

6.1.1. Prestazione ambientale generale

BAT 60. Al fine di migliorare la prestazione ambientale generale del coincenerimento dei rifiuti in impianti di combustione, garantire condizioni di combustione stabili e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'usare la tecnica BAT 60 (a) e una combinazione delle tecniche indicate nella BAT 6 e/o le altre tecniche di seguito.

	Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a.	Preaccettazione e accettazione dei rifiuti	Attuazione di una procedura per ricevere qualsiasi rifiuto presso l'impianto di combustione dei rifiuti in base alla corrispondente BAT contenuta nel BREF per il trattamento dei rifiuti. Determinazione dei criteri di accettazione per parametri critici quali il valore di riscaldamento, e il tenore di acqua, ceneri, cloro e fluoro, zolfo, azoto, PCB, metalli volatili (ad esempio, Hg, Tl, Pb, CO, Se) e metalli non volatili (ad esempio V, Cu, Cd, Cr, Ni), fosforo e alcali (quando si utilizzano sottoprodotti di origine animale). Applicazione di sistemi di garanzia della qualità per ciascun carico di rifiuti per garantire le caratteristiche dei rifiuti coinceneriti e controllare i valori dei parametri critici definiti (ad esempio EN 15358 per i combustibili solidi non pericolosi recuperati)	Generalmente applicabile
b.	Selezione/limitazione dei rifiuti	Attenta selezione del tipo di rifiuti e il flusso di massa, oltre alla limitazione della percentuale dei rifiuti più inquinati che possono essere coinceneriti. Limitazione della percentuale di ceneri, zolfo, fluoro, mercurio e/o cloro nei rifiuti che entrano nell'impianto di combustione. Limitazione della quantità di rifiuti coinceneriti.	Applicabile subordinatamente ai vincoli imposti dalla politica di gestione dei rifiuti dello Stato membro
c.	Miscelazione dei rifiuti con il combustibile principale	Effettiva miscelazione dei rifiuti e del combustibile principale, in quanto un flusso di combustibile eterogeneo o poco miscelato così come una distribuzione disomogenea possono influenzare l'accensione e combustione nella caldaia e vanno evitati.	La miscelazione è possibile solo se il combustibile principale e i rifiuti si comportano in modo simile durante la macinazione o quando la quantità di rifiuti è molto ridotta rispetto al combustibile principale

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
d.	Essiccazione dei rifiuti	Pre-essiccazione dei rifiuti prima della loro introduzione nella camera di combustione, al fine di mantenere l'elevata efficienza della caldaia	L'applicabilità può essere limitata dall'insufficiente calore recuperabile dal processo, dalle necessarie condizioni di combustione, o dal tasso di umidità dei rifiuti
e.	Pretrattamento dei rifiuti	Cfr. le tecniche descritte nei BREF relativi al trattamento e all'incenerimento dei rifiuti, compresi la macinazione, la pirolisi e la gassificazione	Cfr. l'applicabilità nel BREF sul trattamento dei rifiuti e nel BREF sull'incenerimento dei rifiuti

BAT 61. Al fine di prevenire un aumento delle emissioni risultanti dal coincenerimento dei rifiuti negli impianti di combustione, la BAT consiste nell'adottare misure atte a garantire che le emissioni di sostanze inquinanti negli effluenti gassosi derivanti dal coincenerimento dei rifiuti non siano superiori a quelle derivanti dall'applicazione delle conclusioni sulle BAT per l'incenerimento dei rifiuti.

BAT 62. Al fine di ridurre al minimo l'impatto sul riciclo dei residui del coincenerimento dei rifiuti in impianti di combustione, la BAT consiste nel mantenere una buona qualità del gesso, delle ceneri, delle scorie e degli altri residui, in linea con i requisiti stabiliti per il loro riciclo se l'impianto non effettua il coincenerimento di rifiuti, utilizzando una o più tecniche tra quelle indicate nella BAT 60 e/o limitando il coincenerimento alle frazioni di rifiuti che presentano concentrazioni di inquinanti simili a quelle contenute in altri combustibili combustibili.

6.1.2. Efficienza energetica

BAT 63. Al fine di aumentare l'efficienza energetica del coincenerimento dei rifiuti, la BAT consiste nell'utilizzare un'adeguata combinazione delle tecniche indicate nelle BAT 12 e BAT 19, a seconda del tipo di combustibile principale utilizzato e della configurazione dell'impianto.

I livelli di efficienza energetica associati alle BAT (BAT-AEEL) sono riportati nella tabella 8 per il coincenerimento dei rifiuti con biomassa e/o torba e nella tabella 2 per il coincenerimento dei rifiuti con carbone e/o lignite.

6.1.3. Emissioni di NO_x e CO in atmosfera

BAT 64. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera limitando le emissioni di CO e N₂O in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 20.

BAT 65. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera limitando le emissioni di CO e N₂O in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 24.

6.1.4. Emissioni di SO_x, HCl e HF in atmosfera

BAT 66. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di SO_x, HCl e HF in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 21.

BAT 67. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di SO_x, HCl e HF in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 25.

6.1.5. Emissioni in atmosfera di polveri e di metalli inglobati nel particolato

BAT 68. Al fine di ridurre le emissioni di polveri e di metalli legati al particolato in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 22.

Tabella 39

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di metalli in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con carbone e/o lignite

Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW_{th})	BAT-AEL		Periodo di calcolo della media
	Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³)	Cd+Tl (µg/Nm ³)	
< 300	0,005-0,5	5-12	Media del periodo di campionamento
≥ 300	0,005-0,2	5-6	Media dei campioni ottenuti in un anno

BAT 69. Al fine di ridurre le emissioni di polveri e di metalli inglobati al particolato in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa e/o torba, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 26.

Tabella 40

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di metalli in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa e/o torba

BAT-AEL (media dei campioni ottenuti in un anno)	
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³)	Cd+Tl (µg/Nm ³)
0,075-0,3	< 5

6.1.6. Emissioni di mercurio in atmosfera

BAT 70. Al fine di ridurre le emissioni di mercurio in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa, torba, carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nelle BAT 23 e BAT 27.

6.1.7. Emissioni di composti organici volatili e di policloro-dibenzo-diossine e policloro-dibenzo-furani in atmosfera

BAT 71. Al fine di ridurre le emissioni di composti organici volatili e di policloro-dibenzo-diossine e policloro-dibenzo-furani in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa, torba, carbone e/o lignite, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nelle BAT 6, BAT 26 e di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Iniezione di carbone attivo	Cfr. descrizione alla sezione 8.5. Questo processo si fonda sull'adsorbimento di molecole delle sostanze inquinanti per mezzo del carbone attivo	Generalmente applicabile
b.	Raffreddamento rapido mediante depurazione a umido/condensatore dei fumi	Cfr. la descrizione della depurazione a umido/condensatore dei fumi nella sezione 8.4	
c.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Il sistema SCR è adattato e più grande di un sistema SCR utilizzato unicamente per la riduzione di NO _x	Cfr. l'applicabilità nella BAT 20 e nella BAT 24

Tabella 41

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni di PCDD/F e TVOC in atmosfera risultanti dal coincenerimento di rifiuti con biomassa, torba, carbone e/o lignite

Tipo di impianto di combustione	BAT-AEL		
	PCDD/F (ng I-TEQ/Nm ³)	TVOC (mg/Nm ³)	
		Media del periodo di campionamento	Media annua
Impianto di combustione alimentato a biomassa, torba, carbone e/o lignite	< 0,01-0,03	< 0,1-5	0,5-10

7. CONCLUSIONI SULLE BAT PER LA GASSIFICAZIONE

Salvo diversa indicazione, le conclusioni sulle BAT presentate in questa sezione sono generalmente applicabili agli impianti di gassificazione direttamente associati ad impianti di combustione e ad impianti IGCC. Esse si applicano in aggiunta alle conclusioni generali sulle BAT di cui alla sezione 1.

7.1.1. Efficienza energetica

BAT 72. Al fine di aumentare l'efficienza delle unità IGCC e di gassificazione, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle riportate nella BAT 12 e di seguito.

Tecnica	Descrizione	Applicabilità
a. Recupero di calore dal processo di gassificazione	Giacché il gas di sintesi deve essere raffreddato per essere ulteriormente pulito, l'energia può essere recuperata per produrre vapore supplementare da aggiungere al ciclo della turbina a vapore, consentendo così la produzione di energia elettrica supplementare	Applicabile unicamente alle unità IGCC e di gassificazione direttamente connesse alle caldaie con pretrattamento del gas di sintesi che richiede il raffreddamento del gas di sintesi
b. Integrazione dei processi di gassificazione e di combustione	L'unità può essere progettata con la piena integrazione delle unità di alimentazione dell'aria (ASU) e le turbine a gas, in cui tutta l'aria che alimenta l'ASU è fornita (estratta) dal compressore della turbina a gas	L'applicabilità è limitata alle unità IGCC a motivo delle esigenze di flessibilità dell'impianto integrato di fornire rapidamente energia elettrica alla rete quando le centrali che utilizzano energie rinnovabili non sono disponibili
c. Sistema di alimentazione di materie prime secche	Uso di un sistema a secco per alimentare il combustibile nel gassificatore, al fine di migliorare l'efficienza energetica del processo di gassificazione	Applicabile unicamente alle nuove unità.
d. Gassificazione ad alta temperatura e ad alta pressione	Uso della tecnica di gassificazione con parametri di funzionamento ad alta temperatura e ad alta pressione, al fine di ottimizzare l'efficienza della conversione energetica	Applicabile unicamente alle nuove unità.
e. Miglioramenti della progettazione	Miglioramenti nella progettazione, quali: — modifiche del sistema refrattario e/o di raffreddamento del gassificatore; — installazione di un dispositivo di espansione per il recupero di energia dalla caduta di pressione dei gas di sintesi prima della combustione	Generalmente applicabile alle unità IGCC

Tabella 42

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per le unità IGCC e di gassificazione

Tipo di configurazione dell'unità di combustione	BAT-AEEL		
	Rendimento elettrico netto (%) di un'unità IGCC		Consumo totale netto di combustibile (%) di un'unità di gassificazione nuova o esistente
	Nuova unità	Unità esistenti	
Unità di gassificazione direttamente connessa a una caldaia senza preventivo trattamento dei gas di sintesi	Nessun BAT-AEEL		> 98
Unità di gassificazione direttamente connessa a una caldaia con preventivo trattamento dei gas di sintesi	Nessun BAT-AEEL		> 91
Unità IGCC	Nessun BAT-AEEL	34-46	> 91

7.1.2. Emissioni di NO_x e CO in atmosfera

BAT 73. Al fine di prevenire e/o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera limitando le emissioni di CO in atmosfera risultanti dagli impianti IGCC, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ottimizzazione della combustione	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Generalmente applicabile
b.	Aggiunta di acqua/vapore	Cfr. descrizione alla sezione 8.3. Alcuni vapori a pressione intermedia della turbina a vapore sono riutilizzati a tal fine	Applicabile unicamente alla parte dell'impianto IGCC che consiste nella turbina a gas. L'applicabilità può essere limitata dalla disponibilità di acqua
c.	Brucciatori a bassa emissione di NO _x (del tipo DLN)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Applicabile unicamente alla parte dell'impianto IGCC che consiste nella turbina a gas. Generalmente applicabile ai nuovi impianti IGCC. Applicabile caso per caso agli impianti IGCC esistenti, in base alla disponibilità di un pacchetto di misure di adeguamento. Non applicabile ai gas di sintesi con un tenore di idrogeno > 15 %
d.	Diluizione dei gas di sintesi con azoto da rifiuti proveniente da unità di alimentazione dell'aria (ASU)	L'ASU separa l'ossigeno dall'azoto nell'atmosfera, al fine di fornire al gassificatore ossigeno di alta qualità. L'azoto derivante da rifiuti dell'ASU è riutilizzato per ridurre la temperatura di combustione nella turbina a gas, in quanto premiscelato con il gas di sintesi prima della combustione	Applicabile unicamente quando un'ASU è utilizzata per il processo di gassificazione

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
e.	Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Cfr. descrizione alla sezione 8.3.	Non applicabile agli impianti IGCC in funzione < 500 ore/anno. L'adeguamento degli impianti IGCC esistenti è subordinato alla disponibilità di spazio sufficiente. Possono esistere limitazioni di natura tecnica ed economica all'adeguamento degli impianti IGCC esistenti in funzione per un numero di ore annue compreso tra 500 e 1 500

Tabella 43

Livelli di emissione associati alle BAT per le emissioni di NO_x nell'atmosfera dagli impianti IGCC

Potenza termica nominale totale dell'impianto IGCC (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³)			
	Media annua		Media giornaliera o media del periodo di campionamento	
	Nuovo impianto	Impianto esistente	Nuovo impianto	Impianto esistente
≥ 100	10-25	12-45	1-35	1-60

A titolo indicativo, i livelli annui medi di emissione di CO per gli impianti esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno e per gli impianti nuovi sono generalmente < 5–30 mg/Nm³.

7.1.3. Emissioni di SO_x in atmosfera

BAT 74. Per ridurre le emissioni di SO_x in atmosfera provenienti da impianti IGCC, la BAT consiste nell'utilizzare la tecnica indicata di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Rimozione dei gas acidi	I composti dello zolfo dalle materie prime di un processo di gassificazione sono rimossi dal gas di sintesi attraverso la rimozione dei gas acidi, ad esempio mediante un reattore di idrolisi COS (e HCN) e l'assorbimento di H ₂ S utilizzando un solvente quale la dietanolammina metilica. Lo zolfo viene successivamente recuperato sotto forma di zolfo elementare liquido o solido (ad esempio per mezzo del processo Claus), o di acido solforico, a seconda della domanda di mercato.	L'applicabilità può essere limitata nel caso di impianti IGCC a biomassa a causa del bassissimo tenore di zolfo nella biomassa

Il livello di emissione associato alle BAT (BAT-AEL) per le emissioni di SO₂ in atmosfera da impianti IGCC di potenza ≥ 100 MW_{th} è di 3-16 mg/Nm³, espresso come media annua.

7.1.4. Emissioni di polveri, metalli inglobati nel particolato, ammoniaca e alogeni in atmosfera

BAT 75. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di polveri, metalli inglobati nel particolato, ammoniaca e alogeni in atmosfera provenienti dagli impianti IGCC, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Filtrazione del gas di sintesi	Depolverazione mediante filtri a ciclone, filtri a manica, ESP e/o filtri a candela per eliminare le ceneri volatili e il carbonio non convertito. I filtri a manica e gli ESP sono utilizzati per temperature del gas di sintesi fino a 400 °C	Generalmente applicabile
b.	Ricircolo dei catrami e delle ceneri del gas di sintesi al gassificatore	I catrami e le ceneri con un elevato contenuto di carbonio generato nel gas di sintesi grezzo sono separati nei cicloni e rimessi in circolo nel gassificatore, in caso di bassa temperatura del gas di sintesi all'uscita del gassificatore (< 1 100 °C)	
c.	Depurazione del gas di sintesi	Il gas di sintesi passa attraverso uno scrubber ad acqua, a valle di altre tecniche di depolverizzazione, in cui cloruri, ammoniaca, particolato e alogenuri sono separati	

Tabella 44

Livelli di emissione associati alle BAT per le emissioni di polveri e di metalli inglobati nel particolato in atmosfera provenienti dagli impianti IGCC

Potenza termica nominale totale dell'impianto IGCC (MW _{th})	BAT-AEL		
	Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V (mg/Nm ³) (media del periodo di campionamento)	Hg (µg/Nm ³) (media del periodo di campionamento)	Polveri (mg/Nm ³) (media annua)
≥ 100	< 0,025	< 1	< 2,5

8. DESCRIZIONE DELLE TECNICHE

8.1. Tecniche generali

Tecnica	Descrizione
Sistema di controllo avanzato	Uso di un sistema automatico informatizzato per controllare l'efficienza di combustione e supportare la prevenzione e/o la riduzione delle emissioni. Ciò presuppone anche il ricorso ad un monitoraggio di elevata prestazione.
Ottimizzazione della combustione	Misure adottate per massimizzare l'efficienza della conversione dell'energia, ad esempio nel forno/caldaia, riducendo contemporaneamente al minimo le emissioni (in particolare di CO). L'ottimizzazione si ottiene con una combinazione di tecniche, compresi la corretta progettazione delle apparecchiature di combustione, l'ottimizzazione della temperatura (ad esempio, una miscelazione efficace del combustibile e dell'aria di combustione) e i tempi di permanenza nella zona di combustione, così come l'utilizzo di un sistema di controllo avanzato.

8.2. **Tecniche intese ad incrementare l'efficienza energetica**

Tecnica	Descrizione
Sistema di controllo avanzato	Cfr. la sezione 8.1.
Disponibilità della CHP	Misure adottate per consentire l'esportazione successiva di una quantità utile di energia termica verso un carico termico esterno al sito in modo da ottenere una riduzione di almeno 10 % nel consumo di energia primaria rispetto alla generazione separata di energia termica ed elettrica. Ciò presuppone individuare e mantenere l'accesso ai punti specifici del sistema a vapore dai quali può essere estratto il vapore, nonché rendere disponibile uno spazio sufficiente per consentire la successiva installazione di elementi quali tubature, scambiatori di calore, una maggiore capacità di demineralizzazione dell'acqua, impianti caldaie in stand-by e turbine a contropressione. La componentistica, i sistemi ausiliari, strumentali e di controllo sono idonei a ricevere adeguamenti. Deve anche essere possibile il collegamento della turbina a contropressione in una fase successiva.
Ciclo combinato	Combinazione di due o più cicli termodinamici, ad esempio un ciclo di Brayton (turbina a gas/motore a combustione) con un ciclo di Rankine (turbina a vapore/caldaia), per convertire la perdita di calore dagli effluenti gassosi del primo ciclo in energia utile mediante uno o più cicli successivi.
Ottimizzazione della combustione	Cfr. la sezione 8.1.
Condensatore degli effluenti gassosi	Scambiatore di calore in cui l'acqua viene preriscaldata dai gas di combustione prima di essere riscaldata nel condensatore di vapore. In tal modo il vapore contenuto nel gas di combustione condensa man mano che cede calore all'acqua che si riscalda. Il condensatore degli effluenti gassosi è utilizzato sia per incrementare l'efficienza energetica delle unità di combustione sia per rimuovere le sostanze inquinanti quali polveri, SO _x , HCl e HF dagli effluenti gassosi.
Sistema di gestione dei gas di processo	Sistema che consente ai gas di processo della siderurgia che possono essere utilizzati come combustibili (ad esempio gas di altoforno, gas di cokeria, gas di convertitore a ossigeno) di dirigersi verso gli impianti di combustione, a seconda della disponibilità di tali combustibili e del tipo di impianti di combustione in un'acciaiera integrata.
Condizioni del vapore supercritiche	Uso di un circuito di vapore, compresi i sistemi di riscaldamento del vapore, nei quali il vapore può raggiungere pressioni e temperature superiori a, rispettivamente, 220,6 bar e > 540 °C.
Condizioni del vapore ultrasupercritiche	Uso di un circuito di vapore, compresi i sistemi di riscaldamento del vapore, nei quali il vapore può raggiungere pressioni e temperature superiori a, rispettivamente, 250-300 bar e > 580-600 °C.
Camino umido	Progettazione del camino in modo da consentire la condensazione del vapore acqueo dagli effluenti gassosi saturi e, quindi, da evitare di utilizzare un riscaldatore degli effluenti gassosi dopo la desolfurazione a umido.

8.3. **Tecniche per ridurre le emissioni di NO_x e/o di CO in atmosfera**

Tecnica	Descrizione
Sistema di controllo avanzato	Cfr. la sezione 8.1.
Immissione di aria in fasi successive (<i>Air staging</i>)	Creazione, all'interno della camera di combustione, di zone di combustione distinte con diverso tenore di ossigeno, al fine di ridurre le emissioni di NO _x e ottimizzare la combustione. La tecnica implica una zona di combustione primaria con combustione in condizioni sottostechiometriche (ossia carenti di ossigeno) e una zona secondaria di ricombustione (con eccesso di ossigeno) per migliorare la combustione. Per alcune caldaie vecchie e di piccole dimensioni può essere necessaria una riduzione di capacità, in modo da disporre dello spazio necessario all'immissione scaglionata dell'aria.

Tecnica	Descrizione
Combinazione di tecniche per l'abbattimento di NO _x e SO _x	Applicazione di tecniche di abbattimento complesse e integrate per la riduzione di NO _x , SO _x e, spesso, di altri inquinanti presenti negli effluenti gassosi, ad esempio processi con carboni attivi e DeSONO _x . Tali tecniche possono essere applicate singolarmente o in combinazione con altre tecniche primarie nelle caldaie PC a carbone.
Ottimizzazione della combustione	Cfr. la sezione 8.1.
Bruciatori a basse emissioni di NO _x a secco (DLN)	Bruciatori di turbine a gas che includono la premiscelazione dell'aria e del combustibile prima dell'ingresso nella zona di combustione. Miscelando l'aria e il combustibile prima della combustione si ottengono una distribuzione omogenea della temperatura e una minore temperatura di fiamma, con conseguente riduzione delle emissioni di NO _x .
Ricircolo di effluenti gassosi e gas di scarico (FGR/EGR)	Rimessa in circolazione di parte degli effluenti gassosi nella camera di combustione per sostituire parte dell'aria fresca di combustione, con il duplice effetto di raffreddare la temperatura e ridurre la quantità di O ₂ ai fini dell'ossidazione dell'azoto, limitando in tal modo la produzione di NO _x . Questa tecnica consiste nel convogliare gli effluenti gassosi provenienti dal forno nella fiamma al fine di ridurre l'ossigeno disponibile e quindi la temperatura di fiamma. L'utilizzo di bruciatori speciali o altri dispositivi si fonda sul ricircolo interno dei gas di combustione che raffreddano la radice della fiamma e riducono la disponibilità di ossigeno nella parte più calda della fiamma
Scelta del combustibile	Utilizzo di combustibili a basso tenore di azoto.
Immissione di combustibile in fasi successive (<i>Fuel staging</i>)	Questa tecnica si basa sulla riduzione della temperatura di fiamma o sulla riduzione di punti caldi localizzati mediante la creazione di diverse zone di combustione all'interno della camera di combustione, con livelli differenti di iniezione del combustibile e dell'aria. L'installazione a posteriori di questa tecnica può risultare meno efficiente negli impianti di dimensioni piccole rispetto agli impianti di grande taglia.
Modalità di combustione magra e modalità avanzata di combustione magra	Il controllo del picco di temperatura nella fiamma mediante condizioni di combustione magra costituisce la modalità principale di combustione per limitare la formazione di NO _x nei motori a gas. La combustione magra riduce il rapporto aria/combustibile nelle zone in cui sono prodotti i NO _x di modo che il picco di temperatura nella fiamma è inferiore alla temperatura adiabatica di fiamma in condizioni stechiometriche, riducendo di conseguenza la formazione di NO _x termici. L'ottimizzazione di questa tecnica è chiamata «modalità avanzata di combustione magra».
Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB)	La tecnica (che comprende bruciatori avanzati e a emissioni ultrabasse di NO _x) si basa sui principi di riduzione del picco di temperatura nella fiamma; i bruciatori della caldaia sono progettati in modo da ritardare la combustione, migliorandola, e da aumentare il trasferimento di calore (incremento di emissività della fiamma). La miscela aria/combustibile limita la disponibilità di ossigeno e riduce il picco di temperatura nella fiamma, rallentando la conversione dell'azoto presente nel combustibile in NO _x e la formazione degli NO _x termici, mantenendo comunque un'alta efficienza di combustione. La tecnica può essere associata a modifiche delle caratteristiche costruttive della camera di combustione del forno. La progettazione di bruciatori ad emissioni ultrabasse di NO _x comporta l'immissione in fasi successive (aria/combustibile) e il ricircolo dei gas (ricircolo interno degli effluenti gassosi). Il rendimento di questa tecnica può essere influenzato dalla progettazione della caldaia quando viene installata a posteriori su vecchi impianti.
Combustione a basse emissioni di NO _x nei motori diesel	La tecnica consiste in una combinazione di modifiche interne al motore, ad esempio l'ottimizzazione della combustione e dell'iniezione di combustibile (iniezione molto ritardata del combustibile combinata alla chiusura precoce della valvola di ingresso dell'aria), la turbocompressione o il ciclo Miller.
Catalizzatori ossidanti	Utilizzo di catalizzatori (che generalmente contengono metalli preziosi, quali palladio o platino), per ossidare il monossido di carbonio e gli idrocarburi incombusti mediante ossigeno, con la formazione di CO ₂ e vapore acqueo.
Riduzione della temperatura dell'aria di combustione	Utilizzo di aria di combustione a temperatura ambiente. L'aria di combustione non viene preriscaldata in un sistema rigenerativo di preriscaldamento dell'aria.

Tecnica	Descrizione
Riduzione catalitica selettiva (SCR)	Riduzione selettiva degli ossidi di azoto con ammoniaca o urea in presenza di un catalizzatore. La tecnica è basata sulla riduzione dei NO _x in azoto su un letto catalitico mediante reazione con l'ammoniaca (in genere sotto forma di soluzione acquosa) a una temperatura di funzionamento ottimale di circa 300 — 450 °C. Possono essere applicati più strati di catalizzatore. Utilizzando diversi strati di catalizzatore si ottiene una riduzione maggiore di NO _x . La progettazione tecnica può essere modulare, e si possono utilizzare speciali catalizzatori e/o un preriscaldamento per far fronte ai bassi carichi o a un'ampia finestra di temperatura degli effluenti gassosi. La tecnologia SCR «in-duct» o «slip» combina SNCR e SCR a valle, il che riduce il rilascio di ammoniaca dalle unità SNCR.
Riduzione non catalitica selettiva (SNCR)	Riduzione selettiva degli ossidi di azoto con ammoniaca o urea senza catalizzatore. Questa tecnica si basa sulla riduzione di NO _x in azoto mediante reazione ad alta temperatura con ammoniaca o urea. La finestra di temperatura operativa va mantenuta fra 800 °C e 1 000 °C per una reazione ottimale.
Aggiunta di acqua/vapore	L'acqua o il vapore è utilizzato come solvente per ridurre la temperatura di combustione nelle turbine a gas, nei motori o nelle caldaie e, conseguentemente, la formazione di NO _x termici. L'acqua o il vapore è premiscelato con il combustibile prima della combustione (emulsione, umidificazione o saturazione del combustibile) o iniettato direttamente nella camera di combustione (iniezione di vapore/acqua).

8.4. Tecniche per ridurre le emissioni di SO_x, HCl e/o HF in atmosfera

Tecnica	Descrizione
Iniezione di sorbente in caldaia (nel forno o nel letto della caldaia)	Iniezione diretta di un sorbente secco nella camera di combustione, o aggiunta di sorbenti a base di calcio o magnesio nel letto di una caldaia a letto fluido. La superficie delle particelle di solvente reagisce con la SO ₂ presente negli effluenti gassosi o nella caldaia a letto fluido. La tecnica è utilizzata principalmente in combinazione con una tecnica di abbattimento delle polveri.
Depuratore («scrubber») a secco a letto fluido circolante (CFB)	Gli effluenti gassosi provenienti dal preriscaldatore dell'aria nella caldaia penetrano nella parte inferiore del depuratore e risalgono verticalmente attraverso una sezione Venturi, nella quale un sorbente solido e acqua sono iniettati separatamente nel flusso di effluenti gassosi. La tecnica è utilizzata principalmente in combinazione con una tecnica di abbattimento delle polveri.
Combinazione di tecniche per l'abbattimento di NO _x e SO _x	Cfr. la sezione 8.3.
Iniezione in linea di sorbente (DSI)	Iniezione e dispersione di un sorbente secco in polvere nel flusso di effluenti gassosi. Il sorbente (ad esempio, carbonato di sodio, bicarbonato di sodio, calce idrata) reagisce con i gas acidi (ad esempio le specie solforose in forma gassosa e HCl) per formare un solido che viene rimosso con tecniche di abbattimento delle polveri (filtro a manica o precipitatore elettrostatico). La tecnica DSI è utilizzata principalmente in combinazione con un filtro a manica.
Condensatore degli effluenti gassosi	Cfr. la sezione 8.2.
Scelta del combustibile	Utilizzo di un combustibile a basso tenore di zolfo, cloro e/o fluoro
Sistema di gestione dei gas di processo	Cfr. la sezione 8.2.

Tecnica	Descrizione
FGD con acqua di mare	Tipo specifico di abbattimento a umido non rigenerativo che sfrutta l'alcalinità naturale dell'acqua di mare per assorbire i composti acidi presenti negli effluenti gassosi. In genere richiede un abbattimento a monte delle polveri.
Atomizzatore, assorbitore a secco (SDA)	Introduzione e dispersione di una sospensione/soluzione di reagente alcalino nel flusso degli effluenti gassosi. La materia reagisce con le specie solforose in forma gassosa per formare un solido che viene rimosso con tecniche di abbattimento delle polveri (filtro a manica o precipitatore elettrostatico). La tecnica SDA è utilizzata principalmente in combinazione con un filtro a manica.
Desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) ad umido	Tecnica o combinazione di tecniche di depurazione che consente di rimuovere gli ossidi di zolfo dagli effluenti gassosi mediante vari processi che generalmente sfruttano un sorbente alcalino per catturare la SO ₂ in stato gassoso e trasformarla in stato solido. Nel processo di depurazione a umido i composti gassosi sono dissolti in un liquido idoneo (acqua o soluzione alcalina). È possibile ottenere la rimozione simultanea dei composti solidi e gassosi. A valle dello scrubber a umido, gli effluenti gassosi sono saturati di acqua ed è necessaria una separazione delle goccioline prima di procedere al rilascio di questi effluenti. Il liquido risultante dalla depurazione a umido è inviato ad un impianto di trattamento delle acque reflue e la materia insolubile è raccolta mediante sedimentazione o filtrazione.
Abbattimento a umido	Utilizzo di un liquido, di norma acqua o soluzione acquosa, per catturare, mediante assorbimento, i composti acidi contenuti negli effluenti gassosi.

8.5. **Tecniche di riduzione delle emissioni in atmosfera di polveri, metalli compreso il mercurio, e/o PCDD/F**

Tecnica	Descrizione
Filtro a maniche	I filtri a manica sono costituiti da un tessuto poroso o feltrato attraverso il quale sono fatti passare i gas per rimuoverne le particelle. Il tessuto di cui è formato il filtro a maniche deve essere scelto in funzione delle caratteristiche dell'effluente gassoso e della temperatura di funzionamento massima.
Iniezione di sorbente in caldaia (nel forno o nel letto della caldaia)	Cfr. descrizione generale alla sezione 10.8.4. Inoltre, la tecnica offre vantaggi collaterali sotto forma di riduzione delle emissioni di polveri e di metalli.
Iniezione di sorbente al carbonio (carboni attivi o carboni attivi alogenati) negli effluenti gassosi	Adsorbimento di mercurio e/o PCDD/F mediante un sorbente al carbonio, quale il carbone attivo (alogenato), con o senza trattamento chimico. Il sistema di iniezione del sorbente può essere migliorato con l'aggiunta di un filtro a maniche supplementare.
Sistema di desolforazione degli effluenti gassosi a secco o semi-secco	Cfr. descrizione generale di ciascuna tecnica (atomizzatore, assorbitore a secco (SDA), iniezione in linea di sorbente (DSI), depuratore («scrubber») a secco a letto fluido circolante (CFB)] nella sezione 8.4. Inoltre, la tecnica offre vantaggi collaterali sotto forma di riduzione delle emissioni di polveri e di metalli.
Precipitatore elettrostatico (ESP)	Il funzionamento dei precipitatori elettrostatici si basa sulla carica e la separazione delle particelle sotto l'effetto di un campo elettrico. I precipitatori elettrostatici possono funzionare in condizioni molto diverse. La loro efficienza di abbattimento dipende in genere dal numero di campi, dal tempo di permanenza (dimensioni), dalle proprietà catalitiche e dai dispositivi di rimozione di particelle a monte. Gli ESP comportano generalmente da due a cinque campi, quelli più moderni (ad alta prestazione) fino a sette.

Tecnica	Descrizione
Scelta del combustibile	Utilizzo di un combustibile a basso tenore di ceneri o metalli (ad esempio, mercurio).
Multicicloni	Serie di sistemi di abbattimento delle polveri, assemblati in uno o più involucri, che separano le particelle dai gas vettore utilizzando le forze gravitazionali.
Utilizzo di additivi alogenati aggiunti al combustibile o iniettati nel forno	Aggiunta di composti alogenati (ad esempio additivi bromurati) nel forno per ossidare il mercurio elementare in specie solubili o in forma di particolato, facilitando in tal modo la rimozione del mercurio in sistemi di abbattimento a valle.
Desolforazione degli effluenti gassosi (FGD) ad umido	Cfr. descrizione alla sezione 8.4. Inoltre, la tecnica offre vantaggi collaterali sotto forma di riduzione delle emissioni di polveri e di metalli.

8.6. Tecniche di riduzione delle emissioni nell'acqua

Tecnica	Descrizione
Adsorbimento su carboni attivi	Trattenimento di inquinanti solubili sulla superficie di particelle solide, altamente porose (adsorbente). Il carbone attivo è generalmente utilizzato per l'adsorbimento dei composti organici e del mercurio.
Trattamento biologico aerobico	Ossidazione biologica degli inquinanti organici disciolti mediante l'ossigeno proveniente dal metabolismo di microorganismi. In presenza di ossigeno disciolto (iniezione di aria o ossigeno puro) i componenti organici si mineralizzano in biossido di carbonio e acqua o si trasformano in altri metaboliti e biomassa. A determinate condizioni, si osserva anche una nitrificazione aerobica nel corso della quale i microorganismi ossidano l'ammonio (NH_4^+) in nitrito intermedio (NO_2^-), che poi è a sua volta ossidato in nitrato (NO_3^-).
Trattamento biologico anossico/anaerobico	Riduzione biologica di agenti inquinanti grazie al metabolismo di microorganismi [ad esempio, il nitrato (NO_3^-) è ridotto ad azoto elementare gassoso; le specie ossidate di mercurio sono ridotte a mercurio elementare]. Il trattamento anossico/anaerobico delle acque reflue che risulta dall'uso di sistemi di abbattimento a umido viene tipicamente svolto in bioreattori con film adesi utilizzando carbone attivo come supporto. Il trattamento biologico anossico/anaerobico per la rimozione del mercurio è applicato in combinazione con altre tecniche.
Coagulazione e flocculazione	La coagulazione e la flocculazione sono usate per separare i solidi in sospensione nelle acque reflue e spesso sono eseguite in fasi successive. La coagulazione si effettua aggiungendo coagulanti a cariche opposte a quelle dei solidi in sospensione. La flocculazione si effettua aggiungendo polimeri affinché le collisioni tra particelle di microflocchi ne provochino l'aggregazione per ottenere flocculi di dimensioni superiori.
Cristallizzazione	Eliminazione di inquinanti ionici nelle acque reflue mediante loro cristallizzazione su substrati, quali sabbia o minerali, in un processo a letto fluido
Filtrazione	Separazione di solidi dalle acque reflue facendoli passare attraverso un mezzo poroso. Comprende diversi tipi di tecniche, ad esempio filtrazione a sabbia, microfiltrazione e ultrafiltrazione.
Flottazione	Separazione delle particelle solide o liquide presenti nelle acque reflue, facendole fissare su piccole bolle di gas, solitamente aria. Le particelle galleggiano e si accumulano sulla superficie dell'acqua dove vengono raccolte con una schiumarola.
Scambio di ioni	Trattenimento di inquinanti ionici nelle acque reflue e loro sostituzione con ioni più accettabili usando una resina scambiatrice di ioni. Gli inquinanti vengono temporaneamente trattenuti e successivamente rilasciati in un liquido di rigenerazione o di controlavaggio.

Tecnica	Descrizione
Neutralizzazione	Regolazione del pH delle acque reflue ad un livello di pH neutro (circa 7) mediante l'aggiunta di sostanze chimiche. Generalmente per aumentare il pH si utilizza idrato di sodio (NaOH) o idrossido di calcio [Ca(OH) ₂], mentre l'acido solforico (H ₂ SO ₄), l'acido cloridrico (HCl) o il biossido di carbonio (CO ₂) sono generalmente utilizzati per ridurlo. Durante la neutralizzazione può verificarsi la precipitazione di alcuni inquinanti.
Separazione olio-acqua	Eliminazione di olio non emulsionato da acque reflue mediante dispositivi di separazione per gravità, quali il separatore dell'American Petroleum Institute, un collettore a piastre ondulate o un collettore a piastre piane parallele. La separazione olio-acqua è generalmente seguita da flottazione, sostenuta da coagulazione/flocculazione. In alcuni casi può essere necessaria una rottura dell'emulsione, prima di procedere con la separazione olio-acqua.
Ossidazione	Trasformazione degli inquinanti mediante agenti chimici ossidanti in composti simili meno pericolosi e/o più facili da rimuovere. Nel caso di acque reflue derivanti dall'utilizzo di sistemi di abbattimento a umido, può essere utilizzata l'aria per ossidare i solfiti (SO ₃ ²⁻) in solfati (SO ₄ ²⁻).
Precipitazione	Trasformazione degli inquinanti disciolti in composti insolubili mediante l'aggiunta di precipitanti chimici. I precipitati solidi formati vengono poi separati per sedimentazione, flottazione o filtrazione. Le sostanze solitamente utilizzate per la precipitazione dei metalli sono: calce, dolomite, idrossido di sodio, carbonato di sodio, solfuro di sodio e solfuri organici. I sali di calcio (diversi dalla calce) sono utilizzati per precipitare solfati o fluoruri.
Sedimentazione	Separazione delle particelle solide sospese mediante sedimentazione gravitativa.
Stripping	Eliminazione di inquinanti volatili (ad esempio ammoniaca) dalle acque reflue mediante contatto con una corrente gassosa ad alto flusso per trasferirli alla fase gassosa. Gli inquinanti sono eliminati dal gas di estrazione in un trattamento a valle e possono essere riutilizzati.