

## II

(Atti adottati a norma dei trattati CE/Euratom la cui pubblicazione non è obbligatoria)

## DECISIONI

## COMMISSIONE

## DECISIONE DELLA COMMISSIONE

del 18 luglio 2007

**che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio**

[notificata con il numero C(2007) 3416]

(Testo rilevante ai fini del SEE)

(2007/589/CE)

LA COMMISSIONE DELLE COMUNITÀ EUROPEE,

della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(2)</sup>.

visto il trattato che istituisce la Comunità europea,

vista la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio <sup>(1)</sup>, in particolare l'articolo 14, paragrafo 1,

(3) Dopo il riesame della decisione 2004/156/CE è emerso con chiarezza che le linee guida istituite nella decisione citata dovevano essere modificate in vari punti per aumentarne la chiarezza e l'efficienza economica. Visto il numero consistente di modifiche, è opportuno sostituire la decisione 2004/156/CE.

considerando quanto segue:

- (1) La completezza, coerenza, trasparenza e accuratezza del monitoraggio e della comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra, in conformità delle linee guida istituite nella presente decisione, sono fondamentali per il buon funzionamento del sistema di scambio delle quote di emissione dei gas a effetto serra introdotto dalla direttiva 2003/87/CE.
- (2) Nel corso del primo periodo di conformità previsto dal sistema di scambio delle quote di emissione, relativo al 2005, gli operatori, i responsabili delle verifiche e le autorità competenti degli Stati membri hanno maturato le prime esperienze in materia di monitoraggio, verifica e comunicazione delle emissioni secondo le disposizioni della decisione 2004/156/CE della Commissione, del 29 gennaio 2004, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi

- (4) È opportuno facilitare l'applicazione delle linee guida agli impianti che hanno comunicato emissioni medie verificate inferiori a 25 000 tonnellate di CO<sub>2</sub> fossile l'anno nel corso del precedente periodo di scambio e garantire una maggiore armonizzazione e chiarezza su alcuni aspetti tecnici.
- (5) Ove opportuno si è tenuto conto delle linee guida sul monitoraggio dei gas a effetto serra elaborate dal Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC), dall'Organizzazione internazionale per la standardizzazione (ISO), dal protocollo sui gas a effetto serra del WRI-WBCSD (World Business Council on Sustainable Development) e dal World Resources Institute (WRI).
- (6) Le informazioni che i gestori comunicano a norma della presente decisione devono agevolare l'attribuzione incrociata delle emissioni comunicate nell'ambito della direttiva 2003/87/CE con le emissioni comunicate al registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze

<sup>(1)</sup> GU L 275 del 25.10.2003, pag. 32. Direttiva modificata dalla direttiva 2004/101/CE (GU L 338 del 13.11.2004, pag. 18).

<sup>(2)</sup> GU L 59 del 26.2.2004, pag. 1.

- inquinanti (PRTR europeo) istituito dal regolamento (CE) n. 166/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 gennaio 2006, relativo all'istituzione di un registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti e che modifica le direttive 91/689/CEE e 96/61/CE del Consiglio <sup>(1)</sup>, e con le emissioni comunicate nel contesto degli inventari nazionali che riprendono le varie categorie di fonti proposte dal Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC).
- (7) Se si aumenta l'efficacia dei costi complessiva delle metodologie di monitoraggio, senza compromettere l'accuratezza dei dati riguardanti le emissioni comunicate e l'integrità complessiva dei sistemi di monitoraggio, i gestori e le autorità competenti dovrebbero, in generale, essere in grado di rispettare gli obblighi derivanti dalla direttiva 2003/87/CE a costi notevolmente più bassi, in particolare per gli impianti che utilizzano combustibili da biomasse pure e per gli impianti a basse emissioni.
- (8) Le disposizioni in materia di comunicazione delle emissioni sono state allineate con quelle previste dall'articolo 21 della direttiva 2003/87/CE.
- (9) Le disposizioni riguardanti il piano di monitoraggio sono state chiarite e inasprite per rispecchiare meglio l'importanza del piano al fine di garantire la qualità delle comunicazioni e la validità dei risultati della verifica.
- (10) La tabella 1, che precisa i requisiti minimi definiti nell'allegato I, deve essere utilizzata in via permanente. Le voci specifiche inserite nella tabella sono state riesaminate sulla base delle informazioni raccolte dagli Stati membri, dai gestori e dai responsabili delle verifiche, alla luce delle modifiche delle disposizioni riguardanti le emissioni di combustione prodotte dalle attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE e delle linee guida specifiche alle varie attività, e dovrebbero ora garantire un opportuno equilibrio tra efficacia dei costi e accuratezza.
- (11) È stato introdotto un approccio alternativo con soglie minime di incertezza per fornire una soluzione alternativa per il monitoraggio delle emissioni prodotte da impianti molto specifici o complessi, esonerandoli dall'applicazione dell'approccio fondato sui livelli e consentendo così l'elaborazione di una metodologia di monitoraggio del tutto personalizzata.
- (12) Le disposizioni riguardanti il CO<sub>2</sub> trasferito e intrinseco in entrata o in uscita dagli impianti disciplinati dalla direttiva 2003/87/CE come sostanza o combustibile puri sono state chiarite e sono ora più rigorose, per renderle maggiormente conformi agli obblighi di comunicazione degli Stati membri nell'ambito del protocollo di Kyoto alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.
- (13) L'elenco dei fattori di emissione di riferimento è stato ampliato e aggiornato sulla base delle informazioni ricavate dalle linee guida 2006 preparate dal Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (di seguito «linee guida IPCC»). L'elenco è stato ampliato anche riguardo ai valori di riferimento per i poteri calorifici netti relativi ad un'ampia rosa di combustibili, sempre sulla base delle linee guida IPCC.
- (14) La parte riguardante il controllo e la verifica è stata riesaminata e modificata per renderla più compatibile, a livello concettuale e linguistico, con gli orientamenti elaborati dall'ECA (Consorzio europeo per l'accredimento), dal CEN (Comitato europeo di normalizzazione) e dall'ISO.
- (15) Per la determinazione delle caratteristiche dei combustibili e dei materiali si è proceduto a chiarire le disposizioni riguardanti l'utilizzo dei risultati forniti dai laboratori di analisi e dagli analizzatori di gas in linea al fine di tener conto dell'esperienza acquisita con l'applicazione delle disposizioni in materia negli Stati membri nel corso del primo periodo di scambio. Sono stati inoltre istituiti ulteriori requisiti sui metodi e sulle frequenze di campionamento.
- (16) Per incrementare l'efficacia dei costi negli impianti con emissioni annue inferiori a 25 000 tonnellate di CO<sub>2</sub> fossile sono state aggiunte alcune esenzioni ai requisiti specifici applicabili agli impianti in generale.
- (17) Per i processi di combustione è ora facoltativo utilizzare i fattori di ossidazione ai fini della metodologia di monitoraggio. È stato aggiunto l'approccio fondato sul bilancio di massa per gli impianti che producono nerofumo e per i terminali di trattamento gas. I requisiti relativi all'incertezza per la determinazione delle emissioni provenienti dalle torce sono stati abbassati per tener conto delle condizioni tecniche particolari di questi impianti.
- (18) L'approccio del bilancio di massa non deve rientrare nelle linee guida specifiche alle attività per le raffinerie di petrolio elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE visti i problemi riferiti nel corso del primo esercizio di comunicazione con riferimento all'accuratezza raggiungibile. Sono state riviste le disposizioni relative alle emissioni connesse alla rigenerazione di catalizzatori nel cracking catalitico, alla rigenerazione di altri catalizzatori e alle apparecchiature per il coking flessibile, onde tener conto delle condizioni tecniche specifiche di questi impianti.
- (19) Sono state inasprite le disposizioni e le soglie per l'applicazione dell'approccio fondato sul bilancio di massa agli impianti che producono coke, ferro, acciaio e agli impianti di sinterizzazione. Sono stati aggiunti i fattori di emissione ricavati dalle linee guida IPCC.
- (20) La terminologia e le metodologie applicabili agli impianti di produzione di clinker da cemento e agli impianti che producono calce sono state allineate alle pratiche commerciali in uso nei settori interessati dalla presente decisione. L'impiego dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e dei fattori di conversione è ora conforme a quello delle altre attività che rientrano nell'ambito di applicazione della direttiva 2003/87/CE.
- (21) Nell'allegato IX sono indicati fattori di emissione supplementari per gli impianti dell'industria del vetro.
- (22) I requisiti sull'incertezza per le emissioni prodotte dalla calcinazione delle materie prime negli impianti dell'industria ceramica sono ora meno rigorosi, per rispondere meglio alle situazioni in cui l'argilla proviene direttamente

<sup>(1)</sup> GU L 33 del 4.2.2006, pag. 1.

dalle cave. Non è più opportuno utilizzare il metodo basato puramente sulla quantità prodotta vista la limitata applicabilità evidenziata nel corso del primo ciclo di comunicazione delle emissioni.

- (23) È opportuno aggiungere linee guida specifiche per determinare le emissioni di gas a effetto serra tramite sistemi di misura in continuo delle emissioni al fine di favorire un utilizzo coerente di approcci di monitoraggio basati sulle misure compatibilmente con gli articoli 14 e 24 e con l'allegato IV della direttiva 2003/87/CE.
- (24) La presente decisione non prevede il riconoscimento delle attività riguardanti la cattura e lo stoccaggio del carbonio, che presuppone una modifica della direttiva 2003/87/CE o l'inserimento di tali attività nel contesto dell'articolo 24 della direttiva medesima.
- (25) Le linee guida contenute negli allegati della presente decisione istituiscono i nuovi criteri dettagliati per effettuare il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra prodotte dalle attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE. Si tratta di linee guida specifiche per tali attività, basate sui principi di monitoraggio e comunicazione riportati nell'allegato IV della direttiva, che dovrebbero essere applicate a decorrere dal 1° gennaio 2008.
- (26) L'articolo 15 della direttiva 2003/87/CE stabilisce che gli Stati membri provvedono affinché le comunicazioni effettuate dai gestori degli impianti siano verificate secondo i criteri definiti all'allegato V della direttiva medesima.
- (27) Un ulteriore riesame delle linee guida istituite nella presente decisione è previsto entro due anni dalla data di applicazione delle linee guida medesime.

- (28) Le misure di cui alla presente decisione sono conformi al parere del comitato istituito dall'articolo 8 della decisione 93/389/CEE <sup>(1)</sup>,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

*Articolo 1*

Le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra provenienti dalle attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE sono contenute negli allegati della presente decisione.

Le linee guida si basano sui principi di cui all'allegato IV della direttiva in questione.

*Articolo 2*

La decisione 2004/156/CE della Commissione è abrogata a decorrere dalla data di cui all'articolo 3.

*Articolo 3*

La presente decisione si applica a decorrere dal 1° gennaio 2008.

*Articolo 4*

Gli Stati membri sono destinatari della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 18 luglio 2007.

*Per la Commissione*

Stavros DIMAS

*Membro della Commissione*

---

<sup>(1)</sup> GU L 167 del 9.7.1993, pag. 1. Decisione modificata da ultimo dal regolamento (CE) n. 1882/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 284 del 31.10.2003, pag. 1).

## INDICE DEGLI ALLEGATI

	<i>Pagina</i>
Allegato I	Linee guida generali ..... 5
Allegato II	Linee guida relative alle emissioni di combustione provenienti dalle attività figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 48
Allegato III	Linee guida specifiche per le raffinerie di petrolio, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 55
Allegato IV	Linee guida specifiche per le cokerie, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 57
Allegato V	Linee guida specifiche per gli impianti di arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 61
Allegato VI	Linee guida specifiche per gli impianti di produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 64
Allegato VII	Linee guida specifiche per gli impianti di produzione di clinker da cemento, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 68
Allegato VIII	Linee guida specifiche per gli impianti per la produzione di calce viva, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 73
Allegato IX	Linee guida specifiche per gli impianti per la produzione di vetro, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 76
Allegato X	Linee guida specifiche per gli impianti per la produzione di prodotti ceramici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 78
Allegato XI	Linee guida specifiche per gli impianti di fabbricazione di pasta per carta e carta, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE ..... 83
Allegato XII	Linee guida per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra con sistemi di misura in continuo ..... 85

## ALLEGATO I

## LINEE GUIDA GENERALI

## INDICE

	<i>Pagina</i>
1. Introduzione .....	7
2. Definizioni .....	7
3. Principi di monitoraggio e comunicazione .....	10
4. Monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra .....	11
4.1. Confini .....	11
4.2. Metodologie fondate su calcoli e su misure .....	11
4.3. Piano di monitoraggio .....	12
5. Metodologie fondate su calcoli per le emissioni di CO <sub>2</sub> .....	13
5.1. Formule per il calcolo .....	13
5.2. Livelli di approcci .....	14
5.3. Approcci alternativi .....	19
5.4. Dati relativi all'attività .....	19
5.5. Fattori di emissione .....	20
5.6. Fattori di ossidazione e conversione .....	20
5.7. CO <sub>2</sub> trasferito .....	21
6. Metodologie fondate su misure .....	21
6.1. Disposizioni generali .....	21
6.2. Livelli per le metodologie fondate su misure .....	22
6.3. Altre procedure e requisiti .....	22
7. Valutazione dell'incertezza .....	23
7.1. Calcolo .....	23
7.2. Misure .....	25
8. Comunicazione .....	25
9. Conservazione delle informazioni .....	27
10. Controllo e verifica .....	28
10.1. Acquisizione e trattamento di dati .....	28
10.2. Sistema di controllo .....	28
10.3. Attività di controllo .....	28
10.3.1. Procedure e responsabilità .....	28
10.3.2. Garanzia della qualità .....	29
10.3.3. Controlli e convalida dei dati .....	29

	<i>Pagina</i>
10.3.4. Processi effettuati all'esterno .....	30
10.3.5. Rettifiche e azioni correttive .....	30
10.3.6. Registri e documentazione .....	30
10.4. Verifica .....	30
10.4.1. Principi generali .....	30
10.4.2. Metodologia di verifica .....	31
11. Fattori di emissione .....	33
12. Elenco di biomasse neutre in termini di CO <sub>2</sub> .....	34
13. Determinazione di dati e fattori specifici alle singole attività .....	36
13.1. Determinazione dei poteri calorifici netti e dei fattori di emissione per i combustibili .....	36
13.2. Determinazione dei fattori di ossidazione specifici alle singole attività .....	37
13.3. Determinazione dei fattori di emissione di processo, dei fattori di conversione e dei dati relativi alla composizione .....	37
13.4. Determinazione di una frazione di biomassa .....	37
13.5. Determinazione delle caratteristiche dei combustibili e dei materiali .....	38
13.5.1. Ricorso a laboratori accreditati .....	38
13.5.2. Ricorso a laboratori non accreditati .....	38
13.5.3. Analizzatori di gas e gascromatografi in linea .....	39
13.6. Metodi di campionamento e frequenza delle analisi .....	39
14. Modello di dichiarazione .....	40
14.1. Identificazione dell'impianto .....	40
14.2. Quadro generale delle attività .....	41
14.3. Emissioni di combustione (calcolo) .....	42
14.4. Emissioni di processo (calcolo) .....	42
14.5. Approccio basato sul bilancio di massa .....	43
14.6. Approccio fondato su misure .....	43
15. Categorie per la comunicazione delle emissioni .....	43
15.1. Formato per la presentazione delle relazioni IPCC .....	43
15.2. Codici delle categorie di fonti .....	45
16. Requisiti per gli impianti a basse emissioni .....	47

## 1. INTRODUZIONE

Il presente allegato contiene le linee guida generali riguardanti il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni dei gas a effetto serra provenienti dalle attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE e specificati in relazione a tali attività. Linee guida supplementari riguardanti le emissioni prodotte da attività specifiche sono contenute negli allegati da II a XI.

## 2. DEFINIZIONI

Ai fini del presente allegato e degli allegati da II a XII si applicano le definizioni della direttiva 2003/87/CE.

1) Si intende inoltre per:

- a) «attività», le attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE;
- b) «autorità competente», l'autorità o le autorità competenti designate a norma dell'articolo 18 della direttiva 2003/87/CE;
- c) «fonte di emissione», un punto o un processo individualmente identificabile dell'impianto, da cui vengono emessi i gas a effetto serra interessati;
- d) «flusso di fonti», un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto che dà origine a emissioni di gas a effetto serra presso una o più fonti di emissione a seguito del suo consumo o produzione;
- e) «metodologia di monitoraggio», la somma degli approcci applicati dal gestore per determinare le emissioni in un determinato impianto;
- f) «piano di monitoraggio», una documentazione precisa, completa e trasparente della metodologia di monitoraggio impiegata per un determinato impianto, compresa la documentazione riguardante le attività di acquisizione e di trattamento dei dati, nonché il sistema per verificare la veridicità di tali dati;
- g) «livello», un elemento specifico di una metodologia per la determinazione dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione o di conversione;
- h) «annuale», il periodo di tempo corrispondente ad un anno civile compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre;
- i) «periodo di riferimento», l'anno civile durante il quale devono essere monitorate e comunicate le emissioni;
- j) «periodo di scambio», una fase pluriennale del sistema di scambio delle quote di emissione (ad esempio 2005-2007 o 2008-2012) per il quale lo Stato membro predispone un piano nazionale di assegnazione a norma dell'articolo 11, paragrafi 1 e 2, della direttiva 2003/87/CE.

2) Per quanto riguarda le emissioni, i combustibili e i materiali si applicano le seguenti definizioni:

- a) «emissioni di combustione», le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante la reazione esotermica di un combustibile con l'ossigeno;
- b) «emissioni di processo», emissioni di gas a effetto serra diverse dalle «emissioni di combustione», risultanti da reazioni volute e non volute tra sostanze o dalla loro trasformazione, comprese la riduzione chimica o elettrolitica di minerali metallici, la decomposizione termica di sostanze e la formazione di sostanze da utilizzare come prodotti o come cariche;
- c) «CO<sub>2</sub> intrinseco», il CO<sub>2</sub> che fa parte di un combustibile;
- d) «prudenziale», riferito a una serie di ipotesi che garantiscono che le emissioni annuali non siano sottostimate;
- e) «lotto», una quantità di combustibile o materiale sottoposta a campionamento e caratterizzazione in modo che sia rappresentativa e trasferita in un'unica spedizione o in continuo nell'arco di un periodo di tempo specifico;
- f) «combustibili scambiati a fini commerciali», combustibili con una composizione specifica che vengono scambiati frequentemente e liberamente, se il lotto specifico è stato scambiato tra parti indipendenti sotto il profilo economico; sono compresi tutti i combustibili commerciali standard, il gas naturale, l'olio combustibile leggero e pesante, il carbone, il coke di petrolio;

- g) «materiali scambiati a fini commerciali», materiali con una composizione specifica che vengono scambiati frequentemente e liberamente, se il lotto specifico è stato scambiato tra parti indipendenti sotto il profilo economico;
- h) «combustibile commerciale standard», i combustibili reperibili in commercio standardizzati a livello internazionale che presentano un intervallo di confidenza al 95 % non superiore a  $\pm 1$  % del rispettivo potere calorifico specificato, compresi il gasolio, l'olio combustibile leggero, la benzina, l'olio lampante, il kerosene, l'etano, il propano e il butano.
- 3) Per quanto riguarda le misure si applicano le seguenti definizioni:
- a) «accuratezza», il grado di concordanza tra il risultato di una misura e il vero valore della quantità da misurare (o un valore di riferimento determinato in maniera empirica con materiali di taratura e con metodi standard accettati in ambito internazionale e rintracciabili), tenuto conto dei fattori casuali e sistematici;
- b) «incertezza», parametro, associato al risultato della determinazione di una quantità, che caratterizza la dispersione dei valori ragionevolmente attribuibile a quella particolare quantità, compresi gli effetti dei fattori sistematici e casuali, espresso in percentuale, e che descrive un intervallo di confidenza situato attorno a un valore medio comprendente il 95 % dei valori desunti, tenuto conto di eventuali asimmetrie nella distribuzione dei valori;
- c) «media aritmetica», la somma di tutti gli elementi di una serie di valori diviso il numero di elementi che costituiscono la serie;
- d) «misura», una serie di operazioni finalizzate a determinare il valore di una quantità;
- e) «strumento di misura», dispositivo destinato ad essere utilizzato per effettuare misure, da solo o associato ad uno o più dispositivi supplementari;
- f) «sistema di misura», serie completa di strumenti di misura e altre apparecchiature, come le apparecchiature di campionamento e trattamento dei dati, impiegate per determinare variabili come i dati relativi all'attività, il tenore di carbonio, il potere calorifico o il fattore di emissione delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- g) «taratura», serie di operazioni che istituiscono, a determinate condizioni, le relazioni tra i valori indicati da uno strumento di misura o da un sistema di misura, o i valori rappresentati da una misura materiale o da un materiale di riferimento, e i corrispondenti valori di una quantità ottenuti in base a una norma di riferimento;
- h) «misura in continuo delle emissioni», serie di operazioni finalizzate a determinare il valore di una quantità mediante misure periodiche (varie per ora), ricorrendo alle misure in situ nel camino o a procedure di estrazione posizionando lo strumento di misura in prossimità del camino; non sono compresi gli approcci fondati su misure basate sulla raccolta di singoli campioni dal camino;
- i) «condizioni standard», temperatura di 273,15 K (cioè 0 °C) e pressione di 101 325 Pa che definisce i metri cubi normali (Nm<sup>3</sup>).
- 4) Per quanto riguarda le metodologie fondate su calcoli e le metodologie fondate su misure per la determinazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, si applicano le seguenti definizioni:
- a) «costi eccessivi», costi di un intervento che si rivelano sproporzionati rispetto ai benefici complessivi dell'intervento stesso definiti dall'autorità competente. Per quanto concerne la scelta del livello, per «soglia» s'intende il valore delle tolleranze che corrispondono ad un miglioramento nel livello di accuratezza. Nel caso di interventi che aumentano la qualità delle emissioni comunicate ma che non hanno un'incidenza diretta sull'accuratezza, un costo può essere eccessivo se supera una soglia indicativa dell'1 % del valore medio dei dati disponibili sulle emissioni comunicate per il periodo di scambio precedente. Per gli impianti per i quali non si dispone di dati storici, sono usati come riferimento i dati di impianti rappresentativi che svolgono le stesse attività o attività comparabili, opportunamente adattati in base alle loro capacità;
- b) «tecnicamente realizzabile», significa che il gestore è in grado di acquisire le risorse tecniche in grado di soddisfare le esigenze di un sistema proposto nei tempi richiesti;



- c) «flussi di fonti de minimis», un gruppo di flussi di fonti di minore entità selezionati dal gestore e che, nel complesso, emettono al massimo 1 kilotonnellata di CO<sub>2</sub> fossile all'anno o che contribuiscono per meno del 2 % (fino ad un massimo di 20 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile l'anno) delle emissioni totali annue di CO<sub>2</sub> fossile dell'impianto in questione prima di sottrarre il CO<sub>2</sub> trasferito, se questo valore è più elevato in termini di emissioni assolute;
  - d) «flussi di fonti importanti», gruppo di flussi di fonti che non rientra nel gruppo «flussi di fonti di minore entità»;
  - e) «flussi di fonti di minore entità», flussi di fonti selezionati dal gestore e che, nel complesso, emettono al massimo 5 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile all'anno o che contribuiscono per meno del 10 % (fino ad un massimo di 100 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile l'anno) delle emissioni totali annue di CO<sub>2</sub> fossile di un impianto prima di sottrarre il CO<sub>2</sub> trasferito, se questo valore è più elevato in termini di emissioni assolute;
  - f) «biomassa», materiale organico non fossilizzato e biodegradabile derivante da vegetali, animali e microrganismi, compresi i prodotti, sottoprodotti, residui e scarti di agricoltura, silvicoltura e industrie correlate, e frazioni organiche non fossilizzate e biodegradabili di rifiuti industriali e urbani, compresi i gas e i liquidi recuperati dalla decomposizione di materiale organico non fossilizzato e biodegradabile;
  - g) «puro», se relativo a sostanze, s'intende che un materiale o combustibile è costituito da almeno il 97 % (in massa) della sostanza o dell'elemento specificato (corrispondente alla classificazione commerciale di «purum»). Nel caso della biomassa, il termine si riferisce alla frazione di carbonio da biomassa rispetto al quantitativo totale di carbonio contenuto nel combustibile o nel materiale;
  - h) «metodo del bilancio energetico», metodo per stimare il quantitativo di energia utilizzato come combustibile in una caldaia, calcolato come somma del calore utilizzabile e di tutte le pertinenti perdite di energia per radiazione, trasmissione e attraverso i gas effluenti.
- 5) Per quanto riguarda il controllo e la verifica, si applicano le seguenti definizioni:
- a) «rischi connessi al controllo», probabilità che un parametro contenuto nella comunicazione annuale delle emissioni possa essere soggetto a inesattezze rilevanti che non saranno evitate o rilevate e corrette tempestivamente dal sistema di controllo;
  - b) «rischio connesso al rilevamento», rischio che il responsabile della verifica non rilevi un'inesattezza o una non conformità rilevanti;
  - c) «rischio intrinseco», probabilità che un parametro contenuto nella comunicazione annuale delle emissioni possa essere soggetto a inesattezze rilevanti, ipotizzando che non ci siano state attività di controllo correlate;
  - d) «rischio connesso alla verifica», rischio che il responsabile della verifica esprima un parere inadeguato sulla verifica. Il rischio connesso alla verifica è in funzione dei rischi intrinseci, dei rischi connessi al controllo e del rischio connesso al rilevamento;
  - e) «ragionevole garanzia», livello elevato, ma non assoluto, di garanzia, espresso formalmente nella conclusione sulla verifica, che la comunicazione delle emissioni soggetta a verifica non presenta inesattezze rilevanti e che l'impianto non presenta non conformità rilevanti;
  - f) «livello di rilevanza», la soglia o il livello quantitativo da applicare per determinare un parere positivo sulla verifica riguardante i dati sulle emissioni contenuti nella comunicazione annuale delle emissioni;
  - g) «livello di certezza», la misura in cui il responsabile della verifica è convinto di aver dimostrato, nelle conclusioni della verifica, che le informazioni comunicate per un impianto nel suo complesso contengono o non contengono inesattezze rilevanti;
  - h) «non conformità», ogni atto od omissione di un atto da parte dell'impianto oggetto di verifica, intenzionale o meno, che risulti contrario alle disposizioni contenute nel piano di monitoraggio approvato dall'autorità competente nell'ambito dell'autorizzazione dell'impianto;
  - i) «non conformità rilevante», il fatto che una mancata conformità alle disposizioni del piano di monitoraggio approvato dall'autorità competente nell'ambito dell'autorizzazione dell'impianto possa comportare una diversità di trattamento dell'impianto da parte dell'autorità competente;
  - j) «inesattezza rilevante», un'inesattezza (omissione, erronca rappresentazione ed errore, esclusa l'incertezza ammissibile) contenuta nella comunicazione annuale delle emissioni che, secondo il parere professionale del responsabile della verifica, potrebbe ripercuotersi sul trattamento che

l'autorità competente riserva alla comunicazione annuale delle emissioni, ad esempio nel caso in cui l'inesattezza sia superiore al livello di rilevanza;

- k) «accreditamento», nell'ambito della verifica, il rilascio, da parte di un organismo di accreditamento, di una dichiarazione fondata su una decisione risultante da una valutazione dettagliata del responsabile della verifica e che ne dimostra formalmente la competenza e indipendenza nello svolgimento della verifica secondo modalità indicate;
- l) «verifica», le attività svolte da un responsabile della verifica al fine di presentare una conclusione sulla verifica a norma dell'articolo 15 e dell'allegato V della direttiva 2003/87/CE;
- m) «responsabile della verifica», una persona o un organismo di verifica competente, indipendente e accreditato incaricato di svolgere la verifica e di riferire sulle risultanze della stessa, secondo i criteri dettagliati stabiliti dallo Stato membro a norma dell'allegato V della direttiva 2003/87/CE.

### 3. PRINCIPI DI MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE

Il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE si fondano sui principi illustrati in prosieguo, diretti a garantirne l'accuratezza e la verificabilità.

*Completezza.* Il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni relative ad un impianto riguardano tutte le emissioni di processo e di combustione provenienti da tutte le fonti e i flussi di fonti di emissione riconducibili ad attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE, e relative a tutti i gas serra specificati in relazione a tali attività, evitando di contabilizzarle due volte.

*Comparabilità.* Le emissioni sottoposte a monitoraggio e comunicazione sono tali da poter essere comparate nel tempo usando le stesse metodologie di monitoraggio e gli stessi insiemi di dati. Le metodologie di monitoraggio possono essere modificate conformemente alle disposizioni contenute nelle presenti linee guida se tale modifica migliora l'accuratezza dei dati comunicati. La modifica delle metodologie di monitoraggio è condizionata all'approvazione dell'autorità competente ed è documentata in modo completo sulla base delle presenti linee guida.

*Trasparenza.* I dati relativi al monitoraggio, compresi i riferimenti, le ipotesi, i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, i fattori di ossidazione e i fattori di conversione, sono determinati, registrati, compilati, analizzati e documentati con modalità che consentano al responsabile della verifica e all'autorità competente di replicare la determinazione delle emissioni.

*Esattezza.* I valori delle emissioni determinati dal gestore non devono essere sistematicamente superiori o inferiori ai valori reali e le cause dell'incertezza devono essere individuate e ridotte il più possibile. Si esercita inoltre la dovuta diligenza affinché il calcolo e la misura delle emissioni siano quanto più possibile accurati. Il gestore fornisce ragionevoli garanzie circa l'integrità delle emissioni comunicate. La determinazione delle emissioni è effettuata utilizzando opportune metodologie di monitoraggio, indicate nelle presenti linee guida. Tutte le apparecchiature di misura o le altre apparecchiature di prova usate per la comunicazione dei dati ricavati dal monitoraggio sono utilizzate, sottoposte a manutenzione, tarate e controllate in maniera corretta. I fogli elettronici e gli altri strumenti usati per l'archiviazione e l'elaborazione dei dati sul monitoraggio devono essere privi di errori. Le comunicazioni sulle emissioni e le informazioni in esse contenute non devono essere viziate da inesattezze rilevanti, devono essere imparziali nella scelta e nella presentazione dei dati e fornire un resoconto attendibile ed equilibrato delle emissioni di un impianto.

*Rapporto costi/efficacia.* Nella scelta di una metodologia di monitoraggio, si valutano i miglioramenti derivanti da una maggiore accuratezza tenendo conto dei maggiori costi. Pertanto, nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni si mira a ottenere la massima accuratezza possibile, salvo il caso in cui ciò risulti tecnicamente non realizzabile o comporti costi eccessivi. La metodologia di monitoraggio descrive le istruzioni per il gestore in maniera logica e semplice, evitando la duplicazione degli sforzi e tenendo conto dei sistemi già esistenti presso l'impianto.

*Fedeltà.* Una comunicazione verificata delle emissioni deve poter essere considerata, da chi la utilizza, una rappresentazione fedele di ciò che asserisce di rappresentare o di ciò che ci si può lecitamente attendere che rappresenti.

*Miglioramento dell'efficienza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni.* Il processo di verifica delle comunicazioni riguardanti le emissioni è uno strumento efficace e affidabile a sostegno delle procedure di garanzia e controllo della qualità e fornisce informazioni in base alle quali il gestore può intervenire per migliorare la propria efficienza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni.

#### 4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA

##### 4.1. CONFINI

Il monitoraggio e la comunicazione relativi ad un impianto comprendono tutte le emissioni di gas a effetto serra prodotte da tutte le fonti e/o i flussi di fonti riconducibili ad attività di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE svolte nell'impianto, nonché riconducibili alle attività e ai gas a effetto serra aggiunti da uno Stato membro a norma dell'articolo 24 della direttiva 2003/87/CE.

In base all'articolo 6, paragrafo 2, lettera b), della direttiva 2003/87/CE, l'autorizzazione a emettere gas a effetto serra contiene una descrizione delle attività e delle emissioni dell'impianto. Pertanto, nell'autorizzazione sono elencate tutte le fonti e i flussi di fonti di emissione di gas a effetto serra riconducibili ad attività elencate dell'allegato I della direttiva 2003/87/CE che devono essere oggetto di monitoraggio e comunicazione. In base all'articolo 6, paragrafo 2, lettera c), della direttiva 2003/87/CE, le autorizzazioni a emettere gas a effetto serra contengono disposizioni in tema di monitoraggio e specificano la metodologia e la frequenza dello stesso.

Le emissioni provenienti dai motori a combustione interna utilizzati a fini di trasporto non sono incluse nelle stime delle emissioni.

Il monitoraggio delle emissioni riguarda le emissioni prodotte sia nelle operazioni normali che in occasione di eventi straordinari tra cui l'avviamento, l'arresto e situazioni di emergenza nell'arco del periodo di riferimento.

Se in un impianto o in un sito la capacità produttiva o la produzione singola o aggregata di una o più attività elencate nella stessa voce dell'allegato I della direttiva 2003/87/CE supera la relativa soglia definita nell'allegato I della direttiva, tutte le emissioni provenienti da tutte le fonti e/o i flussi di fonti di tutte le attività di cui all'allegato I della direttiva nell'impianto o nel sito considerato sono fatte oggetto di monitoraggio e comunicazione.

Nel caso di un nuovo impianto di combustione che si aggiunge agli impianti già esistenti, ad esempio un impianto per la cogenerazione di calore ed elettricità, la decisione di considerarlo come parte di un impianto in cui è svolta un'altra attività di cui all'allegato I oppure come impianto separato viene presa in funzione della situazione locale e indicata nell'autorizzazione dell'impianto a emettere gas a effetto serra.

Tutte le emissioni provenienti da un impianto sono assegnate a tale impianto, indipendentemente dalle eventuali esportazioni di calore o elettricità ad altri impianti. Le emissioni associate alla produzione di calore o elettricità importati da altri impianti non sono assegnate all'impianto importatore.

##### 4.2. METODOLOGIE FONDATE SU CALCOLI E SU MISURE

A norma dell'allegato IV della direttiva 2003/87/CE, per la determinazione delle emissioni è consentito l'impiego di:

- una metodologia fondata su calcoli, per determinare le emissioni prodotte da flussi di fonti in base ai dati relativi all'attività ottenuti tramite sistemi di misura e parametri supplementari ricavati da analisi di laboratorio o fattori standard,
- una metodologia fondata su misure, per determinare le emissioni prodotte da una fonte di emissione tramite misura in continuo della concentrazione dei gas a effetto serra interessati contenuti nei gas effluenti e nel flusso di gas effluenti.

Il gestore può proporre di utilizzare la metodologia fondata su misure se è in grado di dimostrare che:

- questa fornisce, in maniera attendibile, un valore più accurato delle emissioni annuali dell'impianto rispetto alla metodologia alternativa fondata sui calcoli, senza creare costi eccessivi, e
- la comparazione tra la metodologia fondata sulle misure e quella fondata sui calcoli si basa su serie identiche di fonti e flussi di fonti di emissione.

L'uso di una metodologia fondata su misure è condizionato all'approvazione dell'autorità competente. Per ogni periodo di riferimento, le emissioni determinate tramite misura sono convalidate dal gestore mediante l'applicazione della metodologia fondata sui calcoli, secondo le modalità indicate al punto 6, paragrafo 3, lettera c).

Il gestore, con l'approvazione dell'autorità competente, può combinare le due metodologie per fonti e flussi di fonti diversi riconducibili a uno stesso impianto. In questo caso, il gestore si accerta che non vi siano lacune nei dati né un doppio conteggio delle emissioni, e ne fornisce la dimostrazione.

#### 4.3. PIANO DI MONITORAGGIO

In base all'articolo 6, paragrafo 2, lettera c), della direttiva 2003/87/CE, le autorizzazioni a emettere gas a effetto serra contengono disposizioni in tema di monitoraggio e specificano la metodologia e la frequenza dello stesso.

Ciascuna metodologia di monitoraggio fa parte del piano di monitoraggio che è approvato dall'autorità competente secondo i criteri indicati in questo punto e nei suoi sottopunti. Lo Stato membro o le sue autorità competenti provvedono affinché la metodologia di monitoraggio che deve essere applicata dagli impianti sia precisata nelle condizioni dell'autorizzazione ovvero, ove ciò risulti coerente con la direttiva 2003/87/CE, in disposizioni generali aventi carattere obbligatorio.

L'autorità competente verifica e approva il piano di monitoraggio predisposto dal gestore prima dell'inizio del periodo di riferimento e successivamente ad ogni modifica sostanziale della metodologia di monitoraggio applicata ad un impianto e descritta nei paragrafi più sotto.

Fatto salvo il punto 16, il piano di monitoraggio contiene i seguenti elementi:

- a) descrizione dell'impianto e delle attività svolte dall'impianto da monitorare;
- b) informazioni sulle responsabilità in materia di monitoraggio e comunicazione presso l'impianto;
- c) elenco delle fonti e dei flussi di fonti di emissione da monitorare per ciascuna attività svolta nell'impianto;
- d) descrizione della metodologia fondata sui calcoli o sulle misure da utilizzare;
- e) elenco e descrizione dei livelli per i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, i fattori di ossidazione e conversione per ciascuno dei flussi di fonti da monitorare;
- f) descrizione dei sistemi di misura e indicazione precisa e ubicazione esatta degli strumenti di misura da utilizzare per ciascuno dei flussi di fonti da monitorare;
- g) elementi che dimostrino la conformità alle soglie di incertezza per i dati relativi all'attività e ad altri parametri (se applicabili) per i livelli utilizzati per ciascun flusso di fonti;
- h) eventuale descrizione dell'approccio da utilizzare per il campionamento del combustibile e dei materiali ai fini della determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio, dei fattori di emissione, del fattore di ossidazione e conversione e del contenuto di biomassa per ciascun flusso di fonti;
- i) descrizione delle fonti o degli approcci analitici che il gestore intende utilizzare per la determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio, del fattore di emissione, ossidazione e conversione o della frazione di biomassa per ciascun flusso di fonti;
- j) eventualmente, elenco e descrizione dei laboratori non accreditati e delle rispettive procedure analitiche, compreso l'elenco di tutte le misure di garanzia qualità applicabili, come le calibrazioni interlaboratorio di cui al punto 13.5.2;
- k) se pertinente, descrizione dei sistemi di misura in continuo delle emissioni da utilizzare per il monitoraggio di una fonte di emissione, cioè punti di misura, frequenza delle misure, attrezzature impiegate, procedure di taratura, procedure di raccolta e archiviazione dei dati e approccio per comprovare i calcoli e la comunicazione dei dati relativi all'attività, dei fattori di emissione e altro;
- l) se del caso, qualora si applichi il cosiddetto «approccio alternativo» (punto 5.3), descrizione esaustiva dell'approccio e dell'analisi dell'incertezza, se già non figura nelle lettere da a) a k) del presente elenco;
- m) descrizione delle procedure per le attività di acquisizione e trattamento dei dati e le attività di controllo, nonché descrizione delle attività (punti da 10.1 a 10.3);
- n) se del caso, informazioni sui collegamenti con attività svolte nel quadro del sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS) e di altri sistemi di gestione ambientale (ad esempio ISO 14001:2004), con particolare riguardo alle procedure e ai controlli attinenti al monitoraggio e alla comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra.

La metodologia di monitoraggio viene modificata se la modifica migliora l'accuratezza dei dati comunicati, salvo il caso in cui ciò non risulti tecnicamente realizzabile o comporti costi eccessivi.

Una modifica sostanziale della metodologia di monitoraggio che rientra nel piano di monitoraggio deve essere approvata dall'autorità competente se riguarda:

- una modifica della classificazione dell'impianto di cui alla tabella 1,
- una modifica della metodologia (fondata su calcoli o su misure) utilizzata per determinare le emissioni,
- un aumento dell'incertezza riguardo ai dati relativi all'attività o ad eventuali altri parametri che comporti un cambiamento di livello.

Tutte le altre modifiche e le proposte di modifica riguardanti le metodologie di monitoraggio o gli insiemi di dati che ne stanno alla base devono essere notificate all'autorità competente immediatamente dopo che il gestore ne sia venuto a conoscenza o possa ragionevolmente esserne venuto a conoscenza, salvo indicazione contraria nel piano di monitoraggio.

Le modifiche devono essere descritte in modo chiaro, essere motivate e documentate in modo completo nella documentazione interna del gestore.

L'autorità competente impone al gestore di modificare il piano di monitoraggio qualora esso non sia più conforme ai criteri stabiliti nelle presenti linee guida.

Lo scambio di informazioni tra le autorità competenti e la Commissione in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica di cui alle presenti linee guida e la loro applicazione coerente da parte degli Stati membri favorisce la realizzazione di una procedura annuale di garanzia qualità e valutazione delle attività di monitoraggio, comunicazione e verifica avviata dalla Commissione a norma dell'articolo 21, paragrafo 3, della direttiva 2003/87/CE.

## 5. METODOLOGIE FONDATE SU CALCOLI PER LE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

### 5.1. FORMULE PER IL CALCOLO

Il calcolo delle emissioni di CO<sub>2</sub> si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di ossidazione}$$

oppure con un approccio alternativo, se questo è definito nelle linee guida specifiche per le attività.

I termini della formula sono descritti di seguito sia per le emissioni di combustione che per le emissioni di processo.

#### ***Emissioni di combustione***

I dati relativi all'attività si basano sul consumo di combustibile. La quantità di combustibile utilizzata è espressa, salvo diversamente indicato nelle presenti linee guida, in termini di contenuto di energia in TJ. Il fattore di emissione è espresso, salvo diversamente indicato nelle linee guida, in t CO<sub>2</sub>/TJ. Quando viene consumato combustibile, non tutto il carbonio del combustibile si ossida formando CO<sub>2</sub>. L'ossidazione incompleta è dovuta a inefficienze del processo di combustione, a causa delle quali parte del carbonio rimane incombusto o viene ossidato solo parzialmente trasformandosi in fuliggine o cenere. Il fattore di ossidazione tiene conto del carbonio non ossidato o parzialmente ossidato e viene espresso in forma frazionaria. Il fattore di ossidazione è espresso come frazione di uno. La formula per il calcolo risulta:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{flusso di combustibile [t o Nm}^3] * \text{potere calorifico netto [TJ/t o TJ/Nm}^3] * \text{fattore di emissione [t CO}_2\text{/TJ]} * \text{fattore di ossidazione}$$

Ulteriori indicazioni sul calcolo delle emissioni di combustione sono contenute nell'allegato II.

#### ***Emissioni di processo***

I dati relativi all'attività si basano sul consumo di materiale, sulla carica di alimentazione o sulla produzione in uscita e sono espressi in t o Nm<sup>3</sup>. Il fattore di emissione è espresso in [t CO<sub>2</sub>/t o in t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>]. Il fattore di conversione tiene conto del carbonio contenuto nei materiali in entrata e non convertito in CO<sub>2</sub> nel corso del

processo ed è espresso in forma frazionaria. Se il fattore di emissione tiene conto di un fattore di conversione, non si applica un fattore di conversione distinto. La quantità di materiale in entrata al processo è espressa in massa o volume [t o Nm<sup>3</sup>]. La formula per il calcolo è la seguente:

emissioni di CO<sub>2</sub> = dati relativi all'attività [t o Nm<sup>3</sup>] \* fattore di emissione [t CO<sub>2</sub>/t o Nm<sup>3</sup>] \* fattore di conversione

Ulteriori indicazioni sul calcolo delle emissioni di processo sono contenute nelle linee guida relative alle attività specifiche degli allegati da II a XI. Non tutti i metodi di calcolo illustrati negli allegati da II a XI utilizzano un fattore di conversione.

## 5.2. LIVELLI DI APPROCCI

Le linee guida relative ad attività specifiche contenute negli allegati da II a XI indicano metodologie specifiche da utilizzare per ricavare le seguenti variabili: dati relativi all'attività (costituiti dalle due variabili flusso di combustibili/materiali e potere calorifico netto), fattori di emissione, dati sulla composizione, fattori di ossidazione e conversione. Questi diversi approcci sono denominati «livelli». La numerazione crescente dei livelli, a partire da 1, rispecchia gradi di accuratezza crescenti; il livello di numero più elevato è il livello da preferirsi.

Il gestore può applicare livelli diversi approvati alle differenti variabili (flusso combustibili/materiali, potere calorifico netto, fattori di emissione, dati sulla composizione, fattori di ossidazione o conversione) usate in uno stesso calcolo. La scelta dei livelli è comunque condizionata all'approvazione dell'autorità competente (cfr. punto 4.3).

Livelli equivalenti sono indicati con lo stesso numero e con un carattere alfabetico specifico (ad esempio livello 2a e 2b). Nel caso delle attività per le quali le presenti linee guida indicano metodi di calcolo alternativi (ad esempio nell'allegato VII, «Metodo A — Elementi in entrata ai forni» e «Metodo B — Quantità di clinker prodotto»), il gestore può passare da un metodo a un altro solo se è in grado di dimostrare all'autorità competente che il cambiamento consente una maggiore accuratezza nel monitoraggio e nella comunicazione delle emissioni dell'attività considerata.

Tutti i gestori utilizzano l'approccio di livello più elevato per determinare tutte le variabili per tutti i flussi di fonti degli impianti di categoria B o C. Solo se dimostra all'autorità competente che l'approccio di livello più elevato non è tecnicamente realizzabile o comporta costi eccessivi, il gestore può utilizzare il livello immediatamente inferiore per la variabile considerata nell'ambito della metodologia di monitoraggio utilizzata. Per gli impianti che emettono oltre 500 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile l'anno (impianti di categoria C), lo Stato membro notifica alla Commissione, a norma dell'articolo 21 della direttiva 2003/87/CE, se non viene applicata una combinazione di approcci di livello superiore per tutti i flussi di fonti importanti.

Fatto salvo il punto 16, gli Stati membri si accertano che, a meno che non sia realizzabile tecnicamente, per tutti i flussi di fonti importanti i gestori applichino come minimo i livelli definiti nella tabella 1.

Prima approvazione dell'autorità competente, il gestore può selezionare come minimo il livello 1 per le variabili utilizzate per il calcolo delle emissioni da flussi di fonti di minore entità e può applicare approcci per il monitoraggio e la comunicazione utilizzando un proprio metodo di stima al di fuori del sistema di livelli per i flussi di fonti di minore entità.

Nei casi seguenti, il gestore propone senza indebito ritardo una modifica dei livelli applicati:

- variazione dei dati accessibili e conseguente possibilità di ottenere una maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni,
- inizio di un'emissione che in precedenza non esisteva,
- modifica sostanziale della varietà di combustibili o materie prime relative,
- individuazione di errori nei dati risultanti dalla metodologia di monitoraggio,
- richiesta di modifica da parte dell'autorità competente.

Per i combustibili a biomasse e i materiali considerati puri, è possibile applicare approcci al di fuori del sistema dei livelli per gli impianti, o le parti tecnicamente individuabili di questi ultimi, a meno che il valore rispettivo non debba essere utilizzato per sottrarre il CO<sub>2</sub> derivante dalla biomassa dalle emissioni determinate tramite misura in continuo. Tra gli approcci al di fuori del sistema dei livelli figura il metodo del bilancio energetico. Le emissioni di CO<sub>2</sub> da contaminanti fossili presenti in combustibili e materiali definiti come biomassa pura devono essere

comunicate sotto la voce «flusso di fonti da biomassa» e possono essere stimate con un approccio al di fuori del sistema dei livelli. I combustibili e i materiali misti che contengono biomassa devono essere caratterizzati applicando le disposizioni del punto 13.4 del presente allegato, a meno che il flusso di fonti non sia considerato de minimis.

Se l'applicazione della metodologia di livello più elevato o del livello approvato per la variabile considerata risulta temporaneamente non realizzabile a causa di motivi tecnici, il gestore può applicare il livello più elevato raggiungibile fino a quando non siano state ripristinate le condizioni per l'applicazione del livello precedente. Il gestore fornisce senza indebito ritardo all'autorità competente la documentazione comprovante la necessità di cambiare il livello applicato, nonché informazioni dettagliate sulla metodologia di monitoraggio provvisoria. Il gestore attua tutti i provvedimenti necessari per consentire il sollecito ripristino del livello originale per il monitoraggio e la comunicazione.

I cambiamenti di livello devono essere documentati in maniera completa. Nel caso in cui temporanee interruzioni del funzionamento dei sistemi di misura causino lacune di scarso rilievo nei dati, per il loro trattamento ci si attiene alla buona prassi professionale che garantisce una stima prudentiale delle emissioni, tenuto conto delle disposizioni contenute nel documento di riferimento del luglio 2003 sui principi generali di monitoraggio, stilato in applicazione della direttiva sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento (IPPC) <sup>(1)</sup>. Quando, nel corso di un periodo di riferimento, vengono cambiati i livelli applicati, i risultati del cambiamento per l'attività considerata sono calcolati e riportati in sezioni distinte della comunicazione annuale all'autorità competente per le parti corrispondenti del periodo di riferimento.

---

<sup>(1)</sup> Disponibile al seguente indirizzo: <http://eippcb.jrc.es/>

Tabella 1

**Requisiti minimi**

(«n.a.» = non applicabile)

Colonna A: «impianti di categoria A» [cioè impianti con emissioni medie annue comunicate nel periodo di scambio precedente (o stima o previsione prudenziale, se le emissioni non sono state comunicate o se i dati non sono più applicabili) pari o inferiori a 50 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile prima di sottrarre il CO<sub>2</sub> trasferito]

Colonna B: «impianti di categoria B» [cioè impianti con emissioni medie annue comunicate nel periodo di scambio precedente (o stima o previsione prudenziale, se le emissioni non sono state comunicate o se i dati non sono più applicabili) superiori a 50 kilotonnellate e pari o inferiori a 500 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile prima di sottrarre il CO<sub>2</sub> trasferito]

Colonna C: «impianti di categoria C» [cioè impianti con emissioni medie annue comunicate nel periodo di scambio precedente (o stima o previsione prudenziale, se le emissioni non sono state comunicate o se i dati non sono più applicabili) superiori a 500 kilotonnellate di CO<sub>2</sub> fossile prima di sottrarre il CO<sub>2</sub> trasferito].

	Dati relativi all'attività						Fattore di emissione			Dati sulla composizione			Fattore di ossidazione			Fattore di conversione		
	Flusso di combustibile			Potere calorifico netto														
Allegato/Attività	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
<b>II. Combustione</b>																		
Combustibili commerciali standard	2	3	4	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	2a/2b	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Altri combustibili gassosi e liquidi	2	3	4	2a/2b	2a/2b	3	2a/2b	2a/2b	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Combustibili solidi	1	2	3	2a/2b	3	3	2a/2b	3	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Approccio basato sul bilancio di massa per la produzione di nerofumo e per i terminali di trattamento gas	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Torce	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	2a/b	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.
Lavaggio (scrubbing): carbonati	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
gesso	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.



	Dati relativi all'attività						Fattore di emissione			Dati sulla composizione			Fattore di conversione		
	Flusso di materiali			Potere calorifico netto			A	B	C	A	B	C	A	B	C
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
<b>III: Raffinerie</b>															
Rigenerazione di cracker catalitici	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Produzione di idrogeno	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>IV: Cokerie</b>															
Bilancio di massa	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2	3	3	n.a.	n.a.	n.a.
Combustibile come materiale in entrata al processo	1	2	3	2	2	3	2	3	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>V: Impianti di arrostitimento e sinterizzazione di minerali metallici</b>															
Bilancio di massa	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2	3	3	n.a.	n.a.	n.a.
Carbonato in entrata	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1
<b>VI: Ferro e acciaio</b>															
Bilancio di massa	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	2	3	3	n.a.	n.a.	n.a.
Combustibile come materiale in entrata al processo	1	2	3	2	2	3	2	3	3	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>VII: Cemento</b>															
Entrata ai forni	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2
Quantità di clinker prodotto	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2
CKD (polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento)	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Carbonio non derivante da carbonati	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2
<b>VIII: Calce</b>															
Carbonati	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2
Ossidi alcalino-terrosi	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2
<b>IX: Vetro</b>															
Carbonati	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>X: Prodotti ceramici</b>															
Carbonio in entrata	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1.	1	2

	Dati relativi all'attività						Fattore di emissione			Dati sulla composizione			Fattore di conversione		
	Flusso di materiali			Potere calorifico netto											
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Ossidi alcalini	1	1	2	n.a.	n.a.	n.a.	1	2	3	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	2
Lavaggio (scrubbing)	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
XI: <b>Pasta per carta e carta</b>															
Metodo standard	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	1	1	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

## 5.3. APPROCCI ALTERNATIVI

Nei casi in cui non sia possibile applicare almeno i requisiti di livello 1 per tutti i flussi di fonti (esclusi i flussi de minimis) perché non risulta tecnicamente realizzabile o perché i costi sono eccessivi, il gestore applica il cosiddetto «approccio alternativo». In altri termini, il gestore è esentato dall'applicazione del punto 5.2 del presente allegato e può elaborare una metodologia di monitoraggio totalmente personalizzata. Il gestore deve essere in grado di dimostrare all'autorità competente che, applicando tale metodologia alternativa di monitoraggio all'intero impianto, vengono rispettate le soglie d'incertezza globale indicate nella tabella 2 relativamente al livello annuale di emissioni di gas a effetto serra per l'intero impianto.

L'analisi dell'incertezza quantifica le incertezze di tutte le variabili e tutti i parametri utilizzati per il calcolo del livello annuo di emissione, tenendo conto del documento ISO «Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement» (1995) <sup>(1)</sup> e della norma ISO 5168:2005. L'analisi deve essere effettuata, prima che l'autorità competente approvi il piano di monitoraggio, sulla base dei dati dell'anno precedente e deve essere aggiornata ogni anno. L'aggiornamento annuale deve essere predisposto in concomitanza con la comunicazione annuale delle emissioni ed è soggetto a verifica.

Gli Stati membri devono comunicare alla Commissione il nome degli impianti che applicano l'approccio alternativo a norma dell'articolo 21 della direttiva 2003/87/CE. Il gestore determina e riferisce, nell'ambito della comunicazione annuale delle emissioni, i dati (se disponibili) o le migliori stime riguardanti i dati relativi all'attività, i poteri calorifici netti, i fattori di emissione, i fattori di ossidazione e altri parametri, utilizzando, secondo il caso, analisi di laboratorio. I vari approcci prescelti devono essere illustrati nel piano di monitoraggio ed essere approvati dall'autorità competente. La tabella 2 non si applica agli impianti che determinano le proprie emissioni di gas a effetto serra con sistemi di misura in continuo delle emissioni in applicazione dell'allegato XII.

Tabella 2

**Soglie globali di incertezza alternative**

Categoria dell'impianto	Soglia di incertezza da rispettare per il valore totale di emissioni annue
A	± 7,5 %
B	± 5,0 %
C	± 2,5 %

## 5.4. DATI RELATIVI ALL'ATTIVITÀ

I dati relativi all'attività sono informazioni sul flusso di materiali, sul consumo di combustibile, sul materiale in entrata o sulla produzione in uscita e sono espressi come contenuto di energia [TJ] (in casi eccezionali anche come massa o volume [t o Nm<sup>3</sup>], cfr. punto 5.5) per i combustibili e come massa o volume per le materie prime o i prodotti [t o Nm<sup>3</sup>].

Il gestore può determinare i dati relativi all'attività in base al quantitativo fatturato di combustibili o materiali determinato secondo quanto indicato all'allegato I e secondo i livelli approvati degli allegati da II a XI.

Qualora i dati relativi all'attività per il calcolo delle emissioni non possano essere determinati direttamente, la determinazione è effettuata valutando la variazione delle scorte nel modo seguente:

$$\text{materiale C} = \text{materiale P} + (\text{materiale S} - \text{materiale E}) - \text{materiale O}$$

dove:

materiale C: materiale lavorato durante il periodo di riferimento;

materiale P: materiale acquistato durante il periodo di riferimento;

materiale S: scorte di materiale all'inizio del periodo di riferimento;

materiale E: scorte di materiale al termine del periodo di riferimento;

materiale O: materiale usato per altri scopi (per il trasporto o rivenduto).

<sup>(1)</sup> «Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», ISO/TAG 4, pubblicato dall'Organizzazione internazionale per la standardizzazione (ISO) nel 1993 (corretto e ristampato, 1995) per conto di BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP e OIML.

Nei casi in cui la determinazione del «materiale S» e del «materiale E» mediante misura diretta non sia tecnicamente realizzabile o comporti costi verosimilmente eccessivi, il gestore può stimare queste due quantità basandosi su:

- i dati degli anni precedenti, correlandoli agli elementi in uscita per il periodo di riferimento,
- o
- metodi documentati e i rispettivi dati contenuti in rendiconti finanziari verificati per il periodo di riferimento.

Nei casi in cui la determinazione dei dati annui relativi all'attività di un intero anno civile esatto non sia tecnicamente realizzabile o comporti costi eccessivi, il gestore può scegliere il primo giorno lavorativo utile successivo per separare un anno di riferimento dall'altro. Le deviazioni che potrebbero applicarsi a uno o più flussi di fonti devono essere registrate chiaramente, devono costituire la base di un valore rappresentativo per l'anno civile interessato ed essere considerate in maniera coerente per l'anno successivo.

#### 5.5. FATTORI DI EMISSIONE

I fattori di emissione si basano sul tenore di carbonio dei combustibili o dei materiali in entrata e sono espressi in t CO<sub>2</sub>/TJ (emissioni di combustione) oppure in t CO<sub>2</sub>/t o t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (emissioni di processo).

Per ottenere la massima trasparenza e la più ampia coerenza con gli inventari nazionali di gas a effetto serra, l'impiego di fattori di emissione per combustibili espressi in termini di t CO<sub>2</sub>/t anziché in t CO<sub>2</sub>/TJ è limitato ai casi in cui il gestore dovrebbe altrimenti sostenere costi eccessivi per determinare le emissioni di combustione.

Per convertire il carbonio in CO<sub>2</sub> si utilizza un fattore pari a 3,664 <sup>(1)</sup> [t CO<sub>2</sub>/t C].

I punti 11 e 13 di questo allegato riportano fattori di emissione specifici alle varie attività e disposizioni riguardanti la loro definizione.

La biomassa è considerata neutra in termini di CO<sub>2</sub> e ad essa si applica un fattore di emissione pari a 0 [t CO<sub>2</sub>/TJ o t o Nm<sup>3</sup>]. Al punto 12 del presente allegato è riportato un elenco indicativo di vari tipi di materiali considerati biomassa.

Per i combustibili o i materiali contenenti carbonio sia fossile che da biomassa si applica un fattore di emissione ponderato, basato sul rapporto tra il carbonio fossile e il tenore totale di carbonio del combustibile. Questo calcolo è effettuato in modo trasparente e documentato secondo i criteri e le procedure di cui al punto 13 del presente allegato.

Il CO<sub>2</sub> intrinseco che viene trasferito in un impianto nell'ambito del sistema UE di scambio delle quote di emissione come parte di combustibile (ad esempio gas di altoforno, gas di cokeria o gas naturale) è incluso nel fattore di emissione per quel combustibile.

Previa approvazione dell'autorità competente, il CO<sub>2</sub> intrinseco derivante da un flusso di fonti e successivamente trasferito al di fuori di un impianto come parte di combustibile può essere detratto dalle emissioni dell'impianto in questione, indipendentemente dal fatto che sia fornito ad un altro impianto partecipante al sistema UE di scambio delle quote di emissione o meno. In ogni caso, deve essere riportato come voce per memoria. Gli Stati membri devono notificare alla Commissione gli impianti interessati a norma dell'articolo 21 della direttiva 2003/87/CE.

#### 5.6. FATTORI DI OSSIDAZIONE E CONVERSIONE

Per rappresentare la parte di carbonio che non viene ossidata o convertita nel processo, si utilizza un fattore di ossidazione per le emissioni di combustione o un fattore di conversione per le emissioni di processo. Per i fattori di ossidazione non c'è l'obbligo di applicare il livello più elevato. Se, per un impianto in cui sono utilizzati combustibili diversi, vengono calcolati fattori di ossidazione specifici all'attività, il gestore, previa approvazione dell'autorità competente, può determinare un fattore di ossidazione aggregato per l'attività e applicarlo a tutti i combustibili oppure, a meno di non utilizzare biomassa, attribuire un'ossidazione incompleta a un flusso di combustibili importante e usare un valore pari a 1 per gli altri.

<sup>(1)</sup> Basato sul rapporto tra la massa atomica del carbonio (12,011) e quella dell'ossigeno (15,9994).

## 5.7. CO<sub>2</sub> TRASFERITO

Pravia approvazione dell'autorità competente, il gestore può detrarre, dal livello calcolato delle emissioni di un impianto, il CO<sub>2</sub> che non viene emesso dall'impianto ma che è trasferito al di fuori dell'impianto come sostanza pura, o che è ancora usato direttamente e legato in prodotti o come carica, a condizione che alla detrazione corrisponda una riduzione rispettiva per l'attività e l'impianto in merito ai quali lo Stato membro interessato riferisce nel documento sull'inventario nazionale che trasmette al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. La quantità corrispondente di CO<sub>2</sub> è riportata come voce per memoria. Gli Stati membri devono notificare alla Commissione europea gli impianti interessati a norma dell'articolo 21 della direttiva 2003/87/CE. Tra i casi possibili di «CO<sub>2</sub> trasferito» al di fuori di un impianto si possono annoverare i seguenti:

- CO<sub>2</sub> puro usato per la carbonatazione delle bevande,
- CO<sub>2</sub> puro usato come ghiaccio secco per refrigerazione,
- CO<sub>2</sub> puro usato come agente estinguente, refrigerante o gas di laboratorio,
- CO<sub>2</sub> puro usato per la disinfestazione di cereali,
- CO<sub>2</sub> puro usato come solvente nell'industria alimentare o chimica,
- CO<sub>2</sub> usato e legato in prodotti o cariche nell'industria chimica o della pasta per carta (ad esempio per l'urea o i carbonati precipitati),
- carbonati legati in prodotti di assorbimento a secco per polverizzazione (SDAP) derivanti dal lavaggio di gas effluenti a semisecco.

La massa di CO<sub>2</sub> o carbonato trasferita ogni anno è determinata con un'incertezza massima inferiore all'1,5 % o direttamente, utilizzando flussimetri di massa o volume, tramite pesatura oppure indirettamente, ricavandola dalla massa del prodotto rispettivo (ad esempio carbonati o urea), se opportuno e possibile.

Nei casi in cui parte del CO<sub>2</sub> trasferito provenga da biomassa o se un impianto rientra solo parzialmente nella direttiva 2003/87/CE, il gestore detrae la rispettiva frazione della massa di CO<sub>2</sub> trasferito proveniente da combustibili fossili e materiali delle attività rientranti nella direttiva. I metodi di assegnazione rispettivi devono essere prudenziali e devono essere approvati dall'autorità competente.

## 6. METODOLOGIE FONDATE SU MISURE

### 6.1. DISPOSIZIONI GENERALI

Come indicato al punto 4.2, le emissioni di gas a effetto serra possono essere determinate utilizzando una metodologia fondata su misure che utilizza sistemi di misura in continuo delle emissioni prodotte da tutte o solo alcune fonti di emissione selezionate, con metodi standard o riconosciuti, a condizione che prima del periodo di riferimento l'autorità competente abbia approvato l'uso di un sistema di misura in continuo delle emissioni giudicandolo capace di assicurare un'accuratezza maggiore rispetto al calcolo delle emissioni effettuato con l'approccio di livello più accurato. Approcci specifici riguardanti le metodologie fondate su misure figurano all'allegato XII delle presenti linee guida. Gli Stati membri devono comunicare alla Commissione europea gli impianti che applicano sistemi di misura in continuo delle emissioni a norma dell'articolo 21 della direttiva 2003/87/CE.

Le procedure per la misura delle concentrazioni e della portata massica o volumetrica, se disponibili, si basano su un metodo standard che limiti gli errori sistematici di campionamento e misura e di cui sia nota l'incertezza della misura. Se disponibili, devono utilizzarsi le norme CEN (cioè le norme pubblicate dal Comitato europeo di normalizzazione); se non esistono norme CEN, devono applicarsi le norme ISO (cioè quelle pubblicate dall'Organizzazione internazionale per la standardizzazione) o le norme nazionali opportune. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite, ove possibile, conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori prassi del settore.

Tra le norme ISO applicabili sono comprese, a titolo di esempio, le seguenti:

- ISO 12039:2001 Emissioni da fonti fisse — Determinazione del monossido di carbonio, del biossido di carbonio e dell'ossigeno — Caratteristiche di prestazione e taratura di un metodo di misura automatizzato,
- ISO 10396:2006 Emissioni da fonti fisse — Campionamento per la determinazione automatizzata delle concentrazioni di gas,

- ISO 14164:1999 Emissioni da fonti fisse — Determinazione della portata volumetrica di flussi di gas in condotti — Metodo automatizzato.

La frazione di biomassa viene determinata mediante calcolo, quindi sottratta dalle emissioni di CO<sub>2</sub> misurate e riportata come voce per memoria (cfr. punto 14 del presente allegato).

## 6.2. LIVELLI PER LE METODOLOGIE FONDATE SU MISURE

Per ogni fonte di emissione che figura nell'autorizzazione ad emettere gas a effetto serra e per la quale le emissioni di gas a effetto serra vengono determinate applicando sistemi di misura in continuo, il gestore deve utilizzare il livello più elevato, secondo quanto indicato nell'allegato XII.

Solo se dimostra all'autorità competente che l'approccio di livello più elevato non è tecnicamente realizzabile o comporta costi eccessivi, il gestore può utilizzare il livello immediatamente inferiore per la fonte di emissione interessata. Il livello prescelto, quindi, rispecchia il grado di accuratezza più elevato che risulta tecnicamente realizzabile senza costi eccessivi per ciascuna fonte di emissione. La scelta dei livelli è comunque condizionata all'approvazione dell'autorità competente (cfr. punto 4.3).

Per i periodi di riferimento 2008-2012 deve essere applicato almeno il livello 2 dell'allegato XII, a meno che ciò non sia tecnicamente realizzabile.

## 6.3. ALTRE PROCEDURE E REQUISITI

### a) *Frequenze di campionamento*

Per tutti gli elementi che concorrono alla determinazione delle emissioni (secondo il caso) indicati nell'allegato XII le medie orarie (cioè «un'ora valida di dati») devono essere calcolate utilizzando tutti i punti di dati disponibili per quell'ora specifica. Se l'apparecchiatura impiegata è guasta o non può essere controllata per una parte dell'ora interessata, la media oraria si calcola in percentuale rispetto ai punti di dati rimanenti per quell'ora specifica. Se per un elemento necessario alla determinazione delle emissioni non è possibile calcolare un'ora valida di dati, ad esempio perché è disponibile meno del 50 % del numero massimo di punti di dati orari <sup>(1)</sup>, l'ora si considera persa. Per ogni caso in cui non è possibile calcolare un'ora valida di dati, occorre calcolare valori di sostituzione secondo le indicazioni contenute nel presente punto.

### b) *Dati mancanti*

Se non è possibile disporre di un'ora valida di dati per uno o più elementi del calcolo delle emissioni perché l'attrezzatura non può essere controllata (ad esempio in caso di errori di taratura o dovuti a interferenze) o è guasta, il gestore deve determinare i valori di sostituzione per ciascuna ora di dati mancante secondo le modalità descritte di seguito.

#### i) **Concentrazioni**

Se non è possibile disporre di un'ora valida di dati per un parametro misurato direttamente come concentrazione (ad esempio gas a effetto serra o O<sub>2</sub>) il valore di sostituzione  $C^*_{\text{sost}}$  per quell'ora è calcolato secondo la seguente formula:

$$C^*_{\text{sost}} = \bar{C} + \sigma_{C_-}$$

dove:

$\bar{C}$  = la media aritmetica della concentrazione del parametro specifico;

$\sigma_{C_-}$  = la migliore stima della deviazione standard della concentrazione del parametro specifico.

La media aritmetica e la deviazione standard devono essere calcolate al termine del periodo di riferimento e ricavate dall'intero set di dati misurati durante il periodo di riferimento medesimo. Se non è possibile fare riferimento a tale periodo a causa di modifiche tecniche essenziali avvenute nell'impianto, il gestore deve concordare con l'autorità competente un periodo di tempo rappresentativo, possibilmente della durata di un anno.

Il calcolo della media aritmetica e della deviazione standard deve essere presentato al responsabile della verifica.

<sup>(1)</sup> Il numero di punti di dati orari massimi si ricava dalla frequenza di misura.

ii) **Altri parametri**

Se non è possibile disporre di un'ora valida di dati per i parametri che non sono misurati direttamente come concentrazione, i valori di sostituzione per tali parametri sono ottenuti con un modello di bilancio di massa o ricorrendo all'approccio basato sul bilancio energetico del processo. Gli altri elementi misurati del calcolo delle emissioni sono utilizzati per convalidare i risultati.

Il modello del bilancio di massa o del bilancio energetico e i presupposti che ne sono alla base devono essere documentati e presentati con chiarezza al responsabile della verifica, unitamente ai risultati calcolati.

c) **Comprovare il calcolo delle emissioni**

Parallelamente alla determinazione delle emissioni con una metodologia fondata su misure, le emissioni annue di ciascun gas a effetto serra preso in esame sono determinate in base a calcoli, secondo una delle due alternative proposte di seguito:

- a) calcolo delle emissioni come indicato nei rispettivi allegati per le attività attinenti; per il calcolo delle emissioni in genere è possibile applicare i livelli più bassi (cioè come minimo il livello 1); oppure
- b) calcolo delle emissioni seguendo le indicazioni contenute nelle linee guida IPCC 2006 (ad esempio è possibile utilizzare i metodi del livello 1).

È possibile che ci siano divergenze tra i risultati ottenuti applicando le misure rispetto a quelli ottenuti tramite calcolo. Il gestore deve verificare la correlazione che intercorre tra i risultati ottenuti con le misure e con il calcolo, tenendo conto che potrebbe sussistere una deviazione generica tra i due approcci. Alla luce di questo elemento, il gestore deve utilizzare i risultati ottenuti con la metodologia del calcolo per verificare i risultati ottenuti tramite misure.

Il gestore determina e riferisce, nell'ambito della comunicazione annuale delle emissioni, i dati (se disponibili) o le migliori stime riguardanti i dati relativi all'attività, i poteri calorifici netti, i fattori di emissione, i fattori di ossidazione e altri parametri impiegati per determinare le emissioni secondo quanto descritto negli allegati da II a XI, utilizzando, ove opportuno, analisi di laboratorio. I vari approcci e il metodo scelto per comprovare il calcolo devono essere indicati nel piano di monitoraggio e approvati dall'autorità competente.

Se dalla comparazione con i risultati ottenuti tramite calcolo emerge chiaramente che i risultati dell'approccio fondato sulle misure non sono validi, il gestore deve utilizzare i valori di sostituzione descritti nel presente paragrafo.

## 7. VALUTAZIONE DELL'INCERTEZZA

### 7.1. CALCOLO

Questo punto si applica fatto salvo il punto 16 del presente allegato. Il gestore deve sapere quali sono le principali cause di incertezza legate al calcolo delle emissioni.

Quando viene utilizzata la metodologia fondata sui calcoli come indicato al punto 5.2, l'autorità competente ha già approvato in precedenza la combinazione dei livelli da utilizzare per ciascun flusso di fonti dell'impianto, nonché tutti gli altri dettagli relativi alla metodologia di monitoraggio per l'impianto contenuti nell'autorizzazione dello stesso. In questo modo, l'autorità competente autorizza l'incertezza direttamente risultante dalla corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e la prova del benessere dell'autorità competente è il contenuto dell'autorizzazione. L'indicazione della combinazione di livelli nella comunicazione sulle emissioni assume il valore di comunicazione dell'incertezza ai fini della direttiva 2003/87/CE. Pertanto, se applica la metodologia fondata sui calcoli, il gestore non è tenuto a fornire ulteriori precisazioni sull'incertezza.

L'incertezza ammissibile determinata per il sistema di misura nell'ambito del sistema articolato in livelli comprende l'incertezza specificata degli strumenti di misura utilizzati, l'incertezza associata alla taratura ed ogni ulteriore incertezza connessa alle modalità di utilizzo concreto degli strumenti di misura. I valori soglia indicati nel sistema articolato in livelli si riferiscono all'incertezza associata al valore per un periodo di riferimento.

Per i combustibili o i materiali scambiati a fini commerciali, l'autorità competente può consentire al gestore di determinare il flusso annuo di combustibili/materiali unicamente in base al quantitativo fatturato del combustibile o del materiale, senza dover dimostrare singolarmente le incertezze associate, a condizione che, per le operazioni commerciali, la normativa nazionale o l'applicazione comprovata delle norme nazionali o internazionali attinenti garantiscano il rispetto delle disposizioni del caso in materia di incertezza in merito ai dati relativi all'attività.

Negli altri casi, il gestore deve provare, per iscritto, il livello di incertezza associato alla determinazione dei dati relativi all'attività per ciascun flusso di fonti al fine di dimostrare il rispetto delle soglie di incertezza definite negli allegati da II a XI delle presenti linee guida. Il gestore basa il proprio calcolo sulle specifiche indicate dal fornitore degli strumenti di misura. Qualora non vengano indicate specifiche, il gestore fornisce una valutazione dell'incertezza dello strumento di misura. In entrambi i casi tiene conto delle rettifiche necessarie da apportare alle specifiche e associate agli effetti derivanti dalle condizioni d'uso effettive come l'usura, le condizioni dell'ambiente fisico circostante, la taratura e la manutenzione; tali rettifiche possono richiedere un parere esperto a titolo prudenziale.

Se vengono impiegati sistemi di misura, il gestore deve tener conto dell'effetto cumulativo di tutti gli elementi di tale sistema sull'incertezza dei dati annui relativi all'attività in base alla teoria della propagazione dell'errore <sup>(1)</sup>, che offre due regole utili per combinare le incertezze non correlate dell'addizione e della moltiplicazione o le rispettive approssimazioni prudenziali in caso di incertezze interdipendenti.

a) **Incetezza nel caso di una somma (ad esempio singoli contributi ad un valore annuale):**

per le incertezze non correlate:

$$U_{\text{totale}} = \frac{\sqrt{(U_1 \cdot x_1)^2 + (U_2 \cdot x_2)^2 + \dots + (U_n \cdot x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

per le incertezze interdipendenti:

$$U_{\text{totale}} = \frac{(U_1 \cdot x_1) + (U_2 \cdot x_2) + \dots + (U_n \cdot x_n)}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

dove:

$U_{\text{totale}}$ : incetezza della somma, espressa in percentuale;

$x_i$  e  $U_i$ : rispettivamente, le quantità incerte e le incertezze percentuali ad esse associate.

b) **Incetezza di un prodotto (ad esempio nel caso di utilizzo di parametri diversi per convertire la lettura del misuratore in dati sul flusso di massa):**

per le incertezze non correlate:

$$U_{\text{totale}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

per le incertezze interdipendenti:

$$U_{\text{totale}} = U_1 + U_2 + \dots + U_n$$

dove:

$U_{\text{totale}}$ : incetezza del prodotto, espressa in percentuale;

$U_i$ : incertezze percentuali associate a ciascuna quantità.

Attraverso il processo di garanzia e controllo della qualità, il gestore gestisce e riduce le incertezze residue riguardanti i dati sulle emissioni presentati nella comunicazione. Durante il processo di verifica, il responsabile della verifica controlla la corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e valuta la gestione e la riduzione delle incertezze residue per mezzo delle procedure di garanzia e controllo della qualità applicate dal gestore.

<sup>(1)</sup> Allegato I della guida del 2000 sulle buone prassi e allegato I della nuova versione delle linee guida IPCC del 1996 (capitolo sulle istruzioni per la comunicazione), <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm>; «Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement», ISO/TAG 4, pubblicato dall'ISO nel 1993 (corretto e ristampato, 1995) per conto di BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP e OIML; ISO-5168:2005 Misurazione del flusso di fluidi — Procedura per la valutazione delle incertezze.



## 7.2. MISURE

Come già indicato al punto 4.2, un gestore può giustificare l'uso di una metodologia fondata su misure se tale metodologia assicura in maniera affidabile un minor grado di incertezza rispetto alla metodologia fondata sul calcolo (cfr. punto 4.2). Per comprovare questa minore incertezza all'autorità competente, il gestore presenta i risultati quantitativi di un'analisi dell'incertezza più completa in cui siano prese in considerazione le seguenti fonti di incertezza facendo riferimento alla norma EN 14181:

- l'incertezza specificata degli apparecchi di misura in continuo,
- le incertezze associate alla taratura,
- l'ulteriore incertezza legata alle modalità di utilizzo concreto degli apparecchi di monitoraggio.

Sulla base della motivazione fornita dal gestore, l'autorità competente può approvare l'uso di un sistema di misura in continuo delle emissioni per determinate tutte le fonti di emissione di un impianto o solo alcune, nonché tutti gli altri dettagli relativi alla metodologia di monitoraggio utilizzata per tali fonti destinati a figurare nell'autorizzazione dell'impianto. In questo modo, l'autorità competente autorizza l'incertezza direttamente risultante dalla corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e la prova del benessere dell'autorità competente è il contenuto dell'autorizzazione.

Nella comunicazione annuale delle emissioni presentata all'autorità competente per le fonti e i flussi di fonti di emissione considerati, il gestore indica il valore dell'incertezza risultante dalla sua analisi iniziale completa dell'incertezza fintantoché l'autorità competente non riesamina la scelta di utilizzare la misura anziché il calcolo e non chiede che venga calcolato nuovamente il valore dell'incertezza. Ai fini della direttiva 2003/87/CE, l'indicazione di questo valore dell'incertezza nella comunicazione sulle emissioni assume il valore di comunicazione dell'incertezza.

Attraverso il processo di garanzia e controllo della qualità, il gestore gestisce e riduce le incertezze residue riguardanti i dati sulle emissioni presentati nella comunicazione. Durante il processo di verifica, il responsabile della verifica controlla la corretta applicazione della metodologia di monitoraggio approvata, e valuta la gestione e la riduzione delle incertezze residue per mezzo delle procedure di garanzia e controllo della qualità applicate dal gestore.

## 8. COMUNICAZIONE

L'allegato IV della direttiva 2003/87/CE contiene le disposizioni riguardanti le comunicazioni che devono essere presentate per gli impianti. I dati quantitativi sono presentati utilizzando il formato per la trasmissione delle comunicazioni di cui al punto 14 del presente allegato e le informazioni ivi contenute, a meno che la Commissione europea non abbia istituito un protocollo elettronico standard di carattere equivalente da utilizzare per la comunicazione annuale delle emissioni.

La comunicazione delle emissioni riguarda le emissioni di un anno civile all'interno di un periodo di riferimento.

Le comunicazioni sono verificate sulla base delle prescrizioni dettagliate emanate dagli Stati membri in applicazione dell'allegato V della direttiva 2003/87/CE. Il gestore presenta la comunicazione verificata all'autorità competente entro il 31 marzo di ogni anno per le emissioni rilasciate durante l'anno precedente.

Le comunicazioni in possesso dell'autorità competente sono messe a disposizione del pubblico da tale autorità nel rispetto delle disposizioni della direttiva 2003/4/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 gennaio 2003, sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio <sup>(1)</sup>. In relazione all'applicazione dell'eccezione prevista all'articolo 4, paragrafo 2, lettera d), di tale direttiva, i gestori possono indicare nella loro comunicazione quali informazioni siano considerate commercialmente sensibili.

Ciascun operatore deve presentare le informazioni riportate di seguito nella comunicazione riguardante un impianto.

- 1) Informazioni che identificano l'impianto, quali precisate nell'allegato IV della direttiva 2003/87/CE, e numero univoco dell'autorizzazione rilasciata all'impianto.
- 2) Per tutte le fonti e/o i flussi di fonti di emissione, le emissioni totali, l'approccio prescelto (misura o calcolo), i livelli prescelti e il metodo (se del caso), i dati relativi all'attività <sup>(2)</sup>, i fattori di emissione <sup>(3)</sup> e i fattori di ossidazione/conversione <sup>(4)</sup>. I seguenti elementi non concorrono alla determinazione delle emissioni, ma sono presentati come voci per memoria: quantità di biomassa bruciata [TJ] o utilizzata nei processi [t o

<sup>(1)</sup> GU L 41 del 14.2.2003, pag. 26.

<sup>(2)</sup> Per le attività di combustione, i dati relativi all'attività sono indicati in termini di energia (potere calorifico netto) e di massa. Anche i combustibili da biomassa o i materiali in entrata devono essere indicati come dati relativi all'attività.

<sup>(3)</sup> Per le attività di combustione, i fattori di emissione sono indicati come CO<sub>2</sub> emesso per contenuto di energia.

<sup>(4)</sup> I fattori di conversione e di ossidazione sono indicati sotto forma di frazioni adimensionali.

Nm<sup>3</sup>]; emissioni di CO<sub>2</sub> [t CO<sub>2</sub>] da biomassa, quando la determinazione delle emissioni viene effettuata con l'approccio fondato su misure; CO<sub>2</sub> trasferito da un impianto [t CO<sub>2</sub>]; CO<sub>2</sub> intrinseco che esce dall'impianto come parte di combustibile.

- 3) Se i fattori di emissione e i dati relativi all'attività per i combustibili si riferiscono alla massa e non all'energia, il gestore comunica dati surrogati (proxies) supplementari per il valore medio annuo del potere calorifico netto e il fattore di emissione di ciascun combustibile. Per «dati surrogati» s'intendono i valori annui, determinati in via empirica od ottenuti da fonti accettate, che vengono impiegati per sostituire i dati relativi alle variabili (cioè flusso di combustibile/materiale, potere calorifico netto o fattori di emissione, ossidazione o conversione) richiesti per gli approcci fondati sul calcolo previsti d'ufficio dagli allegati da I a XI al fine di garantire una comunicazione completa delle emissioni se la metodologia di monitoraggio non fornisce le variabili necessarie.
- 4) Se applica l'approccio basato sul bilancio di massa, il gestore indica il flusso di massa, il tenore di carbonio e il contenuto di energia in entrata e in uscita dall'impianto per ciascun flusso di combustibile e materiale, nonché le scorte relative.
- 5) Se viene utilizzato il monitoraggio in continuo delle emissioni (allegato XII), il gestore comunica le emissioni annue di CO<sub>2</sub> di origine fossile e le emissioni di CO<sub>2</sub> connesse all'impiego di biomassa. Per ciascun combustibile il gestore comunica inoltre altri dati surrogati per il valore medio annuo del potere calorifico netto e il fattore di emissione o altri parametri pertinenti per i materiali e i prodotti che ricava tramite calcolo di verifica.
- 6) Se si opta per l'approccio alternativo di cui al punto 5.3, il gestore comunica dati surrogati supplementari per ciascun parametro per il quale l'approccio non fornisce i dati richiesti secondo quanto indicato negli allegati da I a XI.
- 7) Se c'è uso di combustibili ma le emissioni sono calcolate come emissioni di processo, il gestore comunica dati surrogati supplementari per le rispettive variabili del calcolo delle emissioni previsto d'ufficio relativamente alle emissioni prodotte dalla combustione dei combustibili interessati.
- 8) I cambiamenti temporanei o permanenti di livello, i motivi di tali cambiamenti, la data d'inizio dei cambiamenti, nonché la data d'inizio e di termine dei cambiamenti temporanei.
- 9) Ogni altra modifica apportata all'impianto durante il periodo di riferimento che possa avere rilevanza ai fini della comunicazione delle emissioni.

Le informazioni di cui alle voci 8) e 9) e le informazioni supplementari relative alla voce 2) non si prestano ad essere presentate nelle tabelle previste dal formato per la presentazione delle comunicazioni; sono quindi inserite nella comunicazione annuale delle emissioni sotto forma di testo.

Nella comunicazione, per indicare i combustibili e le relative emissioni si utilizzano le categorie standard di combustibili previste dall'IPCC (cfr. punto 11 del presente allegato), a loro volta mutate dalle definizioni dell'Agenzia internazionale dell'energia. Se lo Stato membro del gestore ha pubblicato un elenco di categorie di combustibili contenente definizioni e fattori di emissione corrispondenti a quelli utilizzati nell'ultimo inventario nazionale presentato al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, il gestore utilizza tali categorie e i relativi fattori di emissione a condizione che il loro impiego sia approvato nel quadro della metodologia di monitoraggio utilizzata.

Nella comunicazione sono indicati anche i tipi di rifiuti usati come combustibili o materiali in entrata, nonché le emissioni risultanti da tale uso. I vari tipi di rifiuti devono essere comunicati secondo la classificazione proposta nell'elenco comunitario di rifiuti istituito dalla decisione 2000/532/CE della Commissione, del 3 maggio 2000, che sostituisce la decisione 94/3/CE della Commissione che istituisce un elenco di rifiuti conformemente all'articolo 1, lettera a), della direttiva 75/442/CEE del Consiglio relativa ai rifiuti e alla decisione 94/904/CE del Consiglio che istituisce un elenco di rifiuti pericolosi ai sensi dell'articolo 1, paragrafo 4, della direttiva 91/689/CEE del Consiglio relativa ai rifiuti pericolosi<sup>(1)</sup>, aggiungendo ai nomi dei tipi di rifiuti usati nell'impianto i codici a sei cifre previsti da tale classificazione.

Le emissioni provenienti da varie fonti o flussi di fonti dello stesso tipo in uno stesso impianto ma riconducibili ad un unico tipo di attività possono essere comunicate in maniera aggregata per il tipo di attività in questione.

Nelle comunicazioni, le emissioni sono indicate in tonnellate arrotondate di CO<sub>2</sub> (ad esempio 1 245 978 tonnellate). Sia per il calcolo che per la comunicazione delle emissioni, i dati relativi all'attività, i fattori di emissione e i fattori di ossidazione o conversione sono arrotondati alle sole cifre significative.

<sup>(1)</sup> GU L 226 del 6.9.2000, pag. 3. Decisione modificata da ultimo dalla decisione 2001/573/CE del Consiglio (GU L 203 del 28.7.2001, pag. 18).

Per garantire la coerenza dei dati comunicati a norma della direttiva 2003/87/CE con i dati comunicati dagli Stati membri nell'ambito della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e con gli altri dati sulle emissioni presentati nelle relazioni per il registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (PRTR europeo), ciascuna attività svolta da un impianto è identificata per mezzo dei codici previsti dai due seguenti sistemi di comunicazione:

- a) il formato comune per la trasmissione delle relazioni (Common Reporting Format) per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra approvato dagli organi competenti della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (cfr. punto 15.1 del presente allegato);
- b) il codice IPPC di cui all'allegato I del regolamento (CE) n. 166/2006 relativo all'istituzione di un registro europeo delle emissioni e dei trasferimenti di sostanze inquinanti (PRTR europeo) (cfr. punto 15.2 del presente documento).

## 9. CONSERVAZIONE DELLE INFORMAZIONI

Il gestore di un impianto documenta e archivia i dati relativi al monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra provenienti da tutte le fonti e/o i flussi di fonti dell'impianto riconducibili ad attività di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE e specificati in relazione a tali attività.

I dati documentati e archiviati relativi al monitoraggio devono essere tali da consentire la verifica, secondo i criteri indicati nell'allegato V della direttiva 2003/87/CE, della comunicazione annuale delle emissioni di un impianto presentata dal gestore a norma dell'articolo 14, paragrafo 3, della direttiva stessa.

Per i dati non inclusi nella comunicazione annuale delle emissioni non è previsto alcun obbligo di comunicazione o divulgazione sotto altra forma.

Per permettere al responsabile della verifica o ad altri terzi di replicare la determinazione delle emissioni, il gestore di un impianto conserva quanto indicato in appresso per almeno dieci anni dopo la presentazione di ciascuna comunicazione annuale a norma dell'articolo 14, paragrafo 3, della direttiva 2003/87/CE per ciascun anno di riferimento.

Metodologie fondate su calcolo:

- l'elenco di tutti i flussi di fonti sottoposti a monitoraggio,
- i dati relativi all'attività usati per ogni calcolo delle emissioni per ciascun flusso di fonti di gas a effetto serra, classificati in base al processo e al tipo di combustibile o materiale,
- i documenti che giustificano la scelta della metodologia di monitoraggio e i documenti che giustificano ogni eventuale modifica temporanea o non temporanea delle metodologie di monitoraggio e dei livelli approvati dall'autorità competente,
- la documentazione riguardante la metodologia di monitoraggio e i risultati della determinazione di fattori di emissione specifici all'attività, delle frazioni di biomassa per combustibili specifici e dei fattori di ossidazione o conversione, nonché le prove della relativa approvazione dell'autorità competente,
- la documentazione riguardante il processo di raccolta dei dati relativi all'attività per l'impianto e i suoi flussi di fonti,
- i dati relativi all'attività, i fattori di emissione, ossidazione o conversione presentati all'autorità competente per il piano nazionale di assegnazione delle quote di emissione per gli anni precedenti il periodo di applicazione del sistema di scambio delle quote di emissione,
- la documentazione riguardante le responsabilità in materia di monitoraggio delle emissioni,
- la comunicazione annuale delle emissioni, e
- ogni altra informazione identificata come necessaria per la verifica della comunicazione annuale delle emissioni.

Se applica la metodologia fondata su misure, il gestore conserva anche le informazioni seguenti:

- l'elenco di tutte le fonti di emissione sottoposte a monitoraggio,
- la documentazione che giustifica la scelta della misura come metodologia di monitoraggio,
- i dati utilizzati per l'analisi delle incertezze delle emissioni prodotte da ciascuna fonte di emissione, suddivisi per processo,

- i dati utilizzati per comprovare i calcoli,
- una descrizione tecnica dettagliata del sistema di misura in continuo, compresa la documentazione relativa all'approvazione rilasciata dall'autorità competente,
- dati grezzi e aggregati provenienti dal sistema di misura in continuo, compresa la documentazione riguardante le modifiche nel tempo, il registro delle prove effettuate, le interruzioni temporanee del funzionamento, gli interventi di taratura e di manutenzione,
- la documentazione relativa a ogni modifica del sistema di misura in continuo.

## 10. CONTROLLO E VERIFICA

Il controllo e la verifica delle emissioni sono subordinati alle disposizioni del punto 16 del presente allegato.

### 10.1. ACQUISIZIONE E TRATTAMENTO DI DATI

Il gestore definisce, documenta, applica e mantiene un sistema efficace di acquisizione e trattamento dei dati (di seguito «attività riguardanti il flusso dei dati») per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra conformemente a quanto stabilito nel piano di monitoraggio approvato, nell'autorizzazione e in queste linee guida. Le attività riguardanti il flusso dei dati comprendono la misura, il monitoraggio, l'analisi, la registrazione, il trattamento e il calcolo dei parametri per poter procedere alla comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra.

### 10.2. SISTEMA DI CONTROLLO

Il gestore definisce, documenta, applica e mantiene un sistema efficace di controllo per garantire che la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ricavata dalle attività riguardanti il flusso dei dati non contenga inesattezze e sia conforme al piano di monitoraggio approvato, all'autorizzazione e a queste linee guida.

Il sistema di controllo del gestore è costituito dai processi finalizzati ad effettuare un monitoraggio e una comunicazione efficaci, secondo quanto elaborato e messo in atto dalle persone incaricate di comunicare le emissioni annuali. Il sistema di controllo è costituito dai seguenti elementi:

- a) la procedura di valutazione, propria del gestore, dei rischi intrinseci e legati al controllo che si verifichino errori, dichiarazioni inesatte od omissioni (inesattezze) nella comunicazione annuale delle emissioni e non conformità rispetto al piano di monitoraggio approvato, all'autorizzazione e a queste linee guida;
- b) attività di controllo che aiutino ad attenuare i rischi individuati.

Il gestore deve valutare e migliorare il proprio sistema di controllo per far sì che la comunicazione annuale delle emissioni non contenga inesattezze rilevanti o presenti una non conformità rilevante. Le valutazioni in questione comprendono verifiche interne del sistema di controllo e dei dati comunicati. Il sistema di controllo può riferirsi ad altre procedure e documenti in materia, compresi quelli previsti da sistemi di gestione come EMAS (il sistema UE di ecogestione e audit), la norma ISO 14001:2004 (Sistemi di gestione ambientale — Requisiti e guida per l'uso), la norma ISO 9001:2000 e i sistemi di controllo finanziario. In tal caso, il gestore deve accertarsi che i requisiti previsti nel piano di monitoraggio approvato, nell'autorizzazione e in queste linee guida siano previsti anche nel rispettivo sistema applicabile.

### 10.3. ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Ai fini del controllo e dell'attenuazione dei rischi intrinseci e dei rischi connessi al controllo a norma del punto 10.2, il gestore deve individuare e mettere in atto attività di controllo secondo quanto indicato nei punti da 10.3.1 a 10.3.6 che seguono.

#### 10.3.1. PROCEDURE E RESPONSABILITÀ

Il gestore definisce le responsabilità per tutte le attività riguardanti il flusso dei dati e per tutte le attività di controllo. Eventuali funzioni contrastanti devono, ove possibile, essere separate, comprese le attività di trattamento e controllo, o, in caso contrario, devono essere istituiti controlli alternativi.

Il gestore documenta per iscritto le attività riguardanti il flusso dei dati descritte al punto 10.1 e le attività di controllo indicate ai punti da 10.3.2 a 10.3.6, compresi i seguenti elementi:

- sequenza e interazione delle attività di acquisizione e trattamento dei dati di cui al punto 10.1, compresi i metodi di calcolo o di misura utilizzati,
- valutazione del rischio connesso alla definizione e alle valutazioni del sistema di controllo di cui al punto 10.2,
- gestione delle competenze necessarie per assumersi le responsabilità attribuite come indicato al punto 10.3.1,
- garanzia della qualità delle apparecchiature di misura e delle tecnologie dell'informazione utilizzate (se applicabile) come indicato al punto 10.3.2,
- controlli interni dei dati comunicati di cui al punto 10.3.3,
- processi effettuati all'esterno (in outsourcing) come indicato al punto 10.3.4,
- rettifiche e azioni correttive come indicato al punto 10.3.5,
- registri e documentazione di cui al punto 10.3.6.

Ciascuna di queste procedure affronta (se opportuno) i seguenti elementi:

- responsabilità/funzioni,
- registri (elettronici e materiali, a seconda di quale forma sia possibile e indicata),
- eventuali sistemi informatici utilizzati,
- entrate e uscite e nesso evidente con l'attività precedente e seguente,
- frequenza (se applicabile).

Le procedure devono essere in grado di attenuare i rischi individuati.

#### 10.3.2. *GARANZIA DELLA QUALITÀ*

Il gestore provvede affinché gli apparecchi di misura siano tarati, regolati e controllati a intervalli regolari e prima dell'uso e affinché ne sia verificata la conformità a norme sulla misura riconducibili a eventuali norme internazionali esistenti in materia, sulla base dei rischi individuati ai sensi del punto 10.2. Il gestore indica, nell'ambito del piano di monitoraggio, se non è possibile tarare i componenti dello strumento di misura e propone attività di controllo alternative, che devono essere approvate dall'autorità competente. Qualora gli apparecchi risultino non conformi ai requisiti vigenti, il gestore provvede ad attuare prontamente i correttivi necessari. Le informazioni sui risultati della taratura e dell'autenticazione sono conservate per un periodo di 10 anni.

Se il gestore fa uso delle tecnologie dell'informazione, comprese tecnologie informatizzate di controllo delle procedure, queste devono essere progettate, documentate, testate, messe in atto, controllate e sottoposte a manutenzione in modo da garantire un'elaborazione affidabile, accurata e tempestiva dei dati, tenendo conto dei rischi indicati al punto 10.2. S'intende compreso anche l'uso corretto delle formule di calcolo contenute nel piano di monitoraggio. Il controllo delle tecnologie dell'informazione comprende il controllo dell'accesso, il back-up, il recupero dei dati, la continuità e la sicurezza.

#### 10.3.3. *CONTROLLI E CONVALIDA DEI DATI*

Per la gestione dei flussi di dati il gestore elabora e mette in atto controlli e convalide dei dati tenendo conto dei rischi indicati al punto 10.2. Le convalide possono essere effettuate manualmente o per via elettronica e devono essere concepite in modo tale che, ove possibile, siano chiare sin dall'inizio le soglie che, se superate, portano a respingere i dati.

A livello operativo possono essere attuate procedure semplici ed efficaci di controllo dei dati basate sulla comparazione, tramite approcci verticali e orizzontali, dei valori sottoposti a monitoraggio.

Gli approcci verticali mettono a confronto i dati sulle emissioni rilevati per lo stesso impianto in anni diversi. È possibile che vi sia un errore di monitoraggio se le differenze tra i dati annuali non possono essere imputabili a:

- cambiamenti dei livelli di attività,
- cambiamenti riguardanti i combustibili o il materiale in entrata,
- cambiamenti riguardanti i processi che danno origine alle emissioni (ad esempio miglioramenti dell'efficienza energetica).

Gli approcci orizzontali mettono a confronto i valori ricavati da sistemi diversi di raccolta dei dati operativi; essi prevedono ad esempio:

- la comparazione tra i dati sugli acquisti di combustibili o materiali e i dati sulle variazioni delle scorte (basati sulle informazioni riguardanti le scorte iniziali e le scorte finali) e i dati sui consumi per i flussi di fonti del caso,
- la comparazione tra i fattori di emissione analizzati, calcolati o segnalati dal fornitore di combustibile e i fattori di emissione di riferimento, nazionali o internazionali, di combustibili analoghi,
- la comparazione tra i fattori di emissione basati su analisi dei combustibili e i fattori di emissione di riferimento, nazionali o internazionali, di combustibili analoghi,
- la comparazione tra le emissioni misurate e le emissioni calcolate.

#### 10.3.4. *PROCESSI EFFETTUATI ALL'ESTERNO*

Se il gestore decide di affidare all'esterno (outsourcing) un processo nell'ambito del flusso dei dati, è tenuto a controllare la qualità dei processi sulla base dei rischi indicati al punto 10.2. Il gestore definisce i requisiti opportuni riguardanti i risultati e i metodi e verifica la qualità fornita.

#### 10.3.5. *RETTIFICHE E AZIONI CORRETTIVE*

Se si rileva che una parte delle attività riguardanti il flusso dei dati o delle attività di controllo (dispositivi, apparecchiature, personale, fornitori, procedure o altro) non funziona correttamente o funziona al di fuori dei confini definiti, il gestore procede immediatamente alle opportune rettifiche e corregge i dati respinti. Il gestore valuta la validità dei risultati ottenuti dalle varie fasi applicabili, determina la causa originaria dell'erroneo funzionamento o dell'errore e adotta le misure correttive del caso.

Le attività descritte in questo punto devono essere conformi al punto 10.2 (approccio basato sul rischio).

#### 10.3.6. *REGISTRI E DOCUMENTAZIONE*

Per poter dimostrare e garantire la conformità ed essere in grado di ricostruire i dati sulle emissioni comunicati, il gestore conserva per almeno 10 anni una traccia di tutte le attività di controllo (compresi la garanzia/il controllo qualità delle apparecchiature e delle tecnologie informatiche, il controllo e la convalida dei dati e le rettifiche) nonché tutte le informazioni indicate al punto 9 di questo allegato.

Il gestore garantisce che tutti i documenti utili siano disponibili quando e dove sia necessario per effettuare le attività riguardanti i flussi dei dati e le attività di controllo. Il gestore deve disporre di una procedura opportuna per individuare, produrre, distribuire e controllare la versione dei documenti in questione.

Le attività descritte in questo punto devono essere conformi al punto 10.2 (approccio basato sul rischio).

### 10.4. VERIFICA

#### 10.4.1. *PRINCIPI GENERALI*

La verifica è finalizzata a garantire che le emissioni siano state monitorate in base alle linee guida e che i dati sulle emissioni, che devono essere comunicati a norma dell'articolo 14, paragrafo 3, della direttiva 2003/87/CE, siano affidabili e corretti. Gli Stati membri prendono in considerazione gli orientamenti in materia pubblicati dall'ECA, il Consorzio europeo di accreditamento.

In applicazione del punto 10.4.2, lettera e), la verifica deve dar luogo a una conclusione nella quale si dichiara, con ragionevoli garanzie, che i dati contenuti nella comunicazione delle emissioni non presentano inesattezze e non conformità rilevanti.

Il gestore presenta al responsabile della verifica la comunicazione delle emissioni, una copia del piano di monitoraggio approvato per ciascun impianto e ogni altra informazione di interesse.

L'oggetto della verifica è definito dai compiti che il responsabile della verifica deve svolgere per conseguire il risultato illustrato in precedenza. Il responsabile della verifica deve svolgere almeno le attività indicate al punto 10.4.2.

#### 10.4.2. METODOLOGIA DI VERIFICA

Il responsabile della verifica programma e svolge la verifica con uno scetticismo professionale, partendo dal presupposto che possano verificarsi situazioni che fanno sì che le informazioni contenute nella comunicazione annuale delle emissioni presentino inesattezze rilevanti.

Nell'ambito del processo di verifica, il responsabile della verifica si occupa delle fasi descritte di seguito.

##### a) *Analisi strategica*

Il responsabile della verifica:

- controlla che il piano di monitoraggio sia stato approvato dall'autorità competente e che la versione sia corretta; in caso contrario, non deve continuare la verifica, esclusi gli elementi che non sono evidentemente interessati dalla mancata approvazione,
- capire ogni attività svolta dall'impianto, le fonti di emissione e i flussi di fonti dell'impianto, gli apparecchi di misura usati per controllare o misurare i dati relativi all'attività, l'origine e l'applicazione dei fattori di emissione e dei fattori di ossidazione/conversione, ogni altro dato utilizzato per il calcolo o la misura delle emissioni, e l'ambiente in cui opera l'impianto,
- capire il piano di monitoraggio del gestore, il flusso dei dati e il sistema di controllo adottato, compresa l'organizzazione globale delle attività di monitoraggio e comunicazione,
- applicare la soglia di rilevanza definita nella tabella 3.

Tabella 3

#### Soglie di rilevanza

	Soglia di rilevanza
Impianti di categoria A e B	5 %
Impianti di categoria C	2 %

Il responsabile della verifica svolge l'analisi strategica in modo da poter effettuare l'analisi dei rischi descritta di seguito; se necessario, l'analisi comprende un'ispezione sul posto.

##### b) *Analisi dei rischi*

Il responsabile della verifica:

- analizza i rischi intrinseci e i rischi connessi al controllo per quanto riguarda l'ambito e la complessità delle attività del gestore e delle fonti e dei flussi di fonti di emissione che potrebbero determinare inesattezze e non conformità rilevanti,
- stila un piano di verifica commisurato a tale analisi dei rischi. Il piano di verifica descrive come devono svolgersi le attività di verifica e contiene un programma di verifica e un piano per il campionamento dei dati. Il programma di verifica descrive il tipo di attività, i tempi in cui devono essere svolte e l'ambito per garantire che il piano di verifica sia completato. Il piano per il campionamento dei dati definisce i dati che devono essere verificati per poter giungere a una conclusione sulla verifica.



c) **Verifica**

Nell'ambito della verifica, il responsabile procede, eventualmente, a una visita sul posto per ispezionare il funzionamento degli strumenti di misura e dei sistemi di monitoraggio, fare colloqui e raccogliere sufficienti informazioni e prove.

Oltre a ciò, il responsabile della verifica:

- attua il piano di verifica raccogliendo i dati su cui basare le conclusioni della verifica, conformemente ai metodi di campionamento, al metodo ispettivo «walkthrough», alle verifiche dei documenti, alle procedure di analisi e alle procedure di verifica dei dati prescritti, più tutti gli ulteriori elementi oggettivi di interesse,
- conferma la validità delle informazioni utilizzate per calcolare il livello di incertezza definito nel piano di monitoraggio approvato,
- verifica che il piano di monitoraggio approvato sia messo in atto e si informa per verificare se è aggiornato,
- chiede al gestore di fornire eventuali dati mancanti o di completare parti mancanti degli audit trail, di spiegare le variazioni nei dati relativi alle emissioni, oppure di rivedere i calcoli o aggiornare i dati comunicati, prima di giungere a una conclusione finale sulla verifica; il responsabile della verifica è tenuto a riferire tutte le non conformità e le inesattezze individuate dal gestore, in qualsiasi forma.

Il gestore rettifica tutte le inesattezze riferite. Deve essere inoltre corretto tutto l'insieme di dati da cui è stato tratto il campione.

Nel corso del processo di verifica, il responsabile della verifica accerta l'eventuale presenza di inesattezze e non conformità valutando se:

- il piano di monitoraggio è stato messo in atto per aiutare a determinare le non conformità,
- vi sono elementi evidenti e oggettivi, ricavati attraverso la raccolta dei dati, a supporto della determinazione delle inesattezze.

d) **Rapporto interno sulla verifica**

Al termine del processo di verifica, il responsabile della verifica predispone un rapporto interno sulla verifica. Tale rapporto registra tutti gli elementi che dimostrano che l'analisi strategica, l'analisi dei rischi e il piano di verifica sono stati eseguiti nella loro interezza e fornisce informazioni sufficienti a supporto delle conclusioni della verifica. Il rapporto dovrebbe inoltre agevolare un'eventuale valutazione della verifica da parte dell'autorità competente e di un organo di accreditamento.

Sulla base delle risultanze contenute nel rapporto interno di verifica, il responsabile della verifica esprime una valutazione sull'eventuale presenza di inesattezze rilevanti nella comunicazione delle emissioni rispetto alla soglia di rilevanza e sull'eventuale presenza di non conformità rilevanti o altri elementi che possano essere utili ai fini delle conclusioni della verifica.

e) **Rapporto sulla verifica**

Il responsabile della verifica presenta la metodologia di verifica, le risultanze e le sue conclusioni in un rapporto sulla verifica destinato al gestore, che lo presenterà all'autorità competente con la comunicazione annuale delle emissioni. La comunicazione annuale delle emissioni è ritenuta soddisfacente, dopo la verifica, se le emissioni totali non contengono inesattezze rilevanti e se, a giudizio del responsabile della verifica, non si rilevano non conformità rilevanti. Il responsabile può inserire nel rapporto sulla verifica anche annotazioni sulle non conformità o inesattezze non rilevanti («verifica conforme rispetto alle non conformità o inesattezze non rilevanti»); il responsabile può riferire su questi elementi anche in una lettera distinta.

Il responsabile della verifica può concludere che la comunicazione annuale delle emissioni non è riconosciuta conforme se contiene non conformità rilevanti o inesattezze rilevanti (con o senza non conformità rilevanti). Il responsabile della verifica può concludere che la comunicazione annuale delle emissioni non è verificata se l'attività di verifica è stata limitata (nel caso in cui le circostanze gli impediscano di ottenere gli elementi necessari per ridurre a livelli ragionevoli il rischio connesso alla verifica o se viene imposta una limitazione che gli impedisce di ottenere tali elementi) e/o a causa di incertezze rilevanti.

Gli Stati membri si accertano che il gestore risolva le non conformità e le inesattezze dopo aver consultato l'autorità competente e nei tempi che quest'ultima definisce. Eventuali divergenze di opinione tra gestori,



responsabili delle verifiche e autorità competenti non devono pregiudicare la corretta comunicazione delle emissioni e sono risolte in conformità della direttiva 2003/87/CE, di queste linee guida, delle prescrizioni dettagliate emanate dagli Stati membri in applicazione dell'allegato V della direttiva e delle procedure nazionali applicabili.

#### 11. FATTORI DI EMISSIONE

Nella tabella seguente sono riportati i fattori di emissione di riferimento per il livello 1, che consente l'uso di fattori di emissione non specifici all'attività per la combustione di combustibile. Se un combustibile non appartiene a nessuna delle categorie indicate, il gestore lo assegna a una categoria affine sulla base del proprio giudizio di esperto, previa approvazione dell'autorità competente.

Tabella 4

#### Fattori di emissione per i combustibili correlati al potere calorifico netto e ai poteri calorifici netti per massa di combustibile

Tipo di combustibile	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> /TJ)	Potere calorifico netto (TJ/Gg)
	Linee guida IPCC 2006 (escluse biomasse)	Linee guida IPCC 2006
Petrolio greggio	73,3	42,3
Orimulsione	76,9	27,5
Liquidi da gas naturale	64,1	44,2
Benzina	69,2	44,3
Kerosene	71,8	43,8
Olio di scisto	73,3	38,1
Gasolio/Diesel	74,0	43,0
Olio combustibile residuo	77,3	40,4
Gas di petrolio liquefatto	63,0	47,3
Etano	61,6	46,4
Nafta	73,3	44,5
Bitume	80,6	40,2
Lubrificanti	73,3	40,2
Coke di petrolio	97,5	32,5
Cariche di raffineria	73,3	43,0
Gas di raffineria	51,3	49,5
Cera di paraffina	73,3	40,2
Acqua ragia minerale ( <i>white spirit</i> ) e solventi con punto di ebollizione speciale (SBP)	73,3	40,2
Altri prodotti petroliferi	73,3	40,2
Antracite	98,2	26,7
Carbone da coke	94,5	28,2
Altro carbone bituminoso	94,5	25,8
Carbone sub-bituminoso	96,0	18,9
Lignite	101,1	11,9
Scisto bituminoso e sabbie bituminose	106,6	8,9

Tipo di combustibile	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> /Tj)	Potere calorifico netto (Tj)/Gg)
	Linee guida IPCC 2006 (escluse biomasse)	Linee guida IPCC 2006
Patent Fuel	97,5	20,7
Coke da cokeria siderurgica e coke di lignite	107,0	28,2
Coke da gas	107,0	28,2
Catrame di carbone	80,6	28,0
Gas di officine del gas	44,7	38,7
Gas di cokeria siderurgica	44,7	38,7
Gas di altoforno	259,4	2,5
Gas di forno di acciaieria a ossigeno	171,8	7,1
Gas naturale	56,1	48,0
Rifiuti industriali	142,9	n.d.
Oli usati	73,3	40,2
Torba	105,9	9,8
Legno/rifiuti del legno	0	15,6
Altre biomasse solide primarie	0	11,6
Carbone di legna	0	29,5
Biocarburante (benzina)	0	27,0
Biodiesel	0	27,0
Altri biocombustibili liquidi	0	27,4
Gas di discarica	0	50,4
Gas di fanghi	0	50,4
Altri biogas	0	50,4
	Altre fonti:	Altre fonti:
Pneumatici usati	85,0	n.d.
Monossido di carbonio	155,2	10,1
Metano	54,9	50,0

## 12. ELENCO DI BIOMASSE NEUTRE IN TERMINI DI CO<sub>2</sub>

In questo elenco figurano vari materiali che sono considerati biomasse ai fini dell'applicazione delle presenti linee guida, e per i quali è prevista la ponderazione con un fattore di emissione pari a 0 [t CO<sub>2</sub>/Tj] o t o Nm<sup>3</sup>]. La torba e le frazioni fossili dei materiali elencati non sono considerate biomasse. A meno che non risulti evidenti una contaminazione con altri materiali o combustibili dall'esame visivo od olfattivo, non è necessario applicare procedure analitiche per dimostrare la purezza degli elementi appartenenti al gruppo 1 e al gruppo 2 indicati di seguito.

### **Gruppo 1 — Vegetali e parti di vegetali:**

- paglia,
- fieno ed erba,
- foglie, legno, radici, ceppi, corteccia,
- colture, ad esempio mais e triticale.

**Gruppo 2 — Rifiuti, prodotti e sottoprodotti da biomasse:**

- scarti di legname industriale (scarti di legname provenienti da operazioni di lavorazione e trasformazione del legno e dall'industria dei materiali lignei),
- legno usato (prodotti usati composti da legno, materiali lignei) e prodotti e sottoprodotti delle operazioni di trasformazione del legno,
- rifiuti a base di legno delle industrie della carta e della pasta per carta, ad esempio il liscivio nero (solo con carbonio da biomassa),
- tall oil grezzo, tall oil e pitch oil dalla produzione della pasta per carta,
- residui della silvicoltura,
- lignina derivante dalla lavorazione di piante contenenti lignocellulosa,
- farine, grassi, oli e sego ricavati da animali, pesci e alimenti,
- residui primari provenienti dalla produzione di alimenti e bevande,
- oli e grassi vegetali,
- letame,
- residui di piante agricole,
- fanghi di depurazione,
- biogas prodotto dalla digestione, fermentazione o gassificazione di biomasse,
- fanghi portuali e altri fanghi e sedimenti provenienti da corpi idrici,
- gas di discarica,
- carbone di legna.

**Gruppo 3 — Frazioni di biomassa di materiali misti:**

- la frazione di biomassa dei relitti galleggianti provenienti dalla gestione dei corpi idrici,
- la frazione di biomassa dei residui misti provenienti dalla produzione di alimenti e bevande,
- la frazione di biomassa dei materiali composti contenenti legno,
- la frazione di biomassa dei cascami tessili,
- la frazione di biomassa della carta, del cartone e del cartone accoppiato,
- la frazione di biomassa dei rifiuti urbani e industriali,
- la frazione di biomassa del liscivio nero contenente carbonio fossile,
- la frazione di biomassa dei rifiuti urbani e industriali trattati,
- la frazione di biomassa dell'etil-terz-butil-etero (ETBE),
- la frazione di biomassa del butanolo.

**Gruppo 4 — Combustibili i cui componenti e prodotti intermedi sono stati tutti prodotti a partire da biomasse:**

- bioetanolo,
- biodiesel,

- bioetanolo trasformato in ETBE,
- biometanolo,
- biodimetiltere,
- bioolio (olio combustibile da pirolisi) e biogas.

### 13. DETERMINAZIONE DI DATI E FATTORI SPECIFICI ALLE SINGOLE ATTIVITÀ

Questa parte è obbligatoria solo per le parti contenute nelle presenti linee guida in cui è fatto esplicito riferimento al «punto 13» dell'allegato I. Le disposizioni qui riportate sono subordinate a quelle definite al punto 16 del presente allegato.

#### 13.1. DETERMINAZIONE DEI POTERI CALORIFICI NETTI E DEI FATTORI DI EMISSIONE PER I COMBUSTIBILI

La procedura particolare per la determinazione del fattore di emissione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un tipo specifico di combustibile, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento del combustibile e la determinazione del potere calorifico netto, del tenore di carbonio e del fattore di emissione sono conformi ad un metodo standardizzato (se disponibile) che limiti gli errori sistematici di campionamento e misura e che presenti un'incertezza di misura nota. Se disponibili, devono essere utilizzate le norme CEN; se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali opportune. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori prassi del settore.

Tra le norme CEN applicabili figurano le seguenti:

- EN ISO 6976:2005 Gas naturale — Calcolo dei poteri calorifici, della densità, della densità relativa e dell'indice di Wobbe a partire dalla composizione,
- EN ISO 4259:1996 Prodotti petroliferi — Determinazione e applicazione di dati di precisione riguardo ai metodi di prova.

Tra le norme ISO applicabili figurano le seguenti:

- ISO 13909-1,2,3,4:2001 Antracite e coke — Campionamento meccanico,
- ISO 5069-1,2:1983 Carboni bituminosi e ligniti — Principi di campionamento,
- ISO 625:1996 Combustibili minerali solidi — Determinazione del carbonio e dell'idrogeno — Metodo di Liebig,
- ISO 925:1997 Combustibili minerali solidi — Determinazione del tenore di carbonio contenuto in carbonati — Metodo gravimetrico,
- ISO 9300:1990 Misurazione della portata di gas per mezzo di ugelli Venturi in regime critico,
- ISO 9951:1993/94 Misurazione della portata di gas in condotti chiusi — Misuratori a turbina.

Esistono anche norme nazionali che riguardano la caratterizzazione dei combustibili:

- DIN 51900-1:2000 Prova di combustibili solidi e liquidi — Determinazione del potere calorifico netto con calorimetro a bomba e calcolo del potere calorifico inferiore — Parte 1: indicazioni generali, apparecchi di base, metodi di base,
- DIN 51857:1997 Combustibili gassosi e altri gas — Calcolo del potere calorifico, densità, densità relativa e indice di Wobbe per i gas puri e le miscele di gas,
- DIN 51612:1980 Prova di gas di petrolio liquefatto; calcolo del potere calorifico netto,
- DIN 51721:2001 Prove di combustibili liquidi — Determinazione del tenore di carbonio e idrogeno (applicabile anche ai combustibili liquidi).

La determinazione del fattore di emissione, del tenore di carbonio e del potere calorifico netto è affidata a un laboratorio che risponda ai requisiti stabiliti al punto 13.5 del presente allegato. È importante notare che la frequenza di campionamento, la procedura di campionamento e la preparazione dei campioni sono elementi critici ai fini dell'accuratezza del fattore di emissione specifico all'attività (oltre che ai fini della precisione del procedimento analitico per la determinazione del tenore di carbonio e del potere calorifico netto). Essi dipendono in larga misura dallo stato e dall'omogeneità del combustibile/materiale. Il numero di campioni necessario è elevato per i materiali molto eterogenei come i rifiuti solidi urbani; risulta invece molto meno elevato per la maggior parte dei combustibili gassosi o liquidi commerciali.

La procedura di campionamento e la frequenza delle analisi per la determinazione del tenore di carbonio, del potere calorifico netto e dei fattori di emissione devono rispondere ai requisiti stabiliti al punto 13.6 del presente allegato.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dal laboratorio per la determinazione del fattore di emissione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

#### 13.2. DETERMINAZIONE DEI FATTORI DI OSSIDAZIONE SPECIFICI ALLE SINGOLE ATTIVITÀ

La procedura specifica per la determinazione del fattore di ossidazione specifico all'attività considerata, compresa la procedura di campionamento per un tipo specifico di combustibile e per l'impianto, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per la determinazione di fattori di ossidazione rappresentativi specifici alle singole attività (ad esempio per mezzo del tenore di carbonio della fuliggine, delle ceneri, degli effluenti e di altri rifiuti o sottoprodotti) sono conformi ad un metodo standardizzato (se disponibile) che limiti gli errori sistematici di campionamento e misura e che presenti un'incertezza di misura nota. Se disponibili, devono essere utilizzate le norme CEN; se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali opportune. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori prassi del settore.

La determinazione del fattore di ossidazione o dei dati che ne sono alla base è affidata a un laboratorio che risponde ai requisiti stabiliti al punto 13.5 del presente allegato. La procedura di campionamento e la frequenza delle analisi per la determinazione delle variabili attinenti (ad esempio tenore di carbonio delle ceneri) utilizzate per il calcolo dei fattori di emissione devono rispondere ai requisiti stabiliti al punto 13.6 del presente allegato.

La documentazione completa relativa alle procedure usate per la determinazione del fattore di ossidazione e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

#### 13.3. DETERMINAZIONE DEI FATTORI DI EMISSIONE DI PROCESSO, DEI FATTORI DI CONVERSIONE E DEI DATI RELATIVI ALLA COMPOSIZIONE

La procedura specifica per la determinazione del fattore di emissione specifico all'attività considerata, del fattore di conversione o dei dati relativi alla composizione, compresa la procedura di campionamento per un materiale specifico, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento e la determinazione della composizione del materiale o per la derivazione di un fattore di emissione di processo sono conformi ad un metodo standardizzato (se disponibile) che limiti gli errori sistematici di campionamento e misura e che presenti un'incertezza di misura nota. Se disponibili, devono essere utilizzate le norme CEN; se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali opportune. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite ove possibile conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori prassi del settore.

La determinazione è affidata a un laboratorio che risponde ai requisiti stabiliti al punto 13.5 del presente allegato. La procedura di campionamento e la frequenza delle analisi devono rispondere ai requisiti stabiliti al punto 13.6 del presente allegato.

La documentazione completa relativa alle procedure usate e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

#### 13.4. DETERMINAZIONE DI UNA FRAZIONE DI BIOMASSA

Ai fini delle presenti linee guida, per «frazione di biomassa» si intende la percentuale in massa del carbonio da biomassa (secondo la definizione di biomassa di cui ai punti 2 e 12 del presente allegato) rispetto alla massa totale di carbonio di un campione.

Un combustibile o un materiale si considera come «biomassa pura» se il contenuto non considerato biomassa è pari al 3 % massimo della quantità totale del combustibile o del materiale interessato; in tal caso si applicano le disposizioni semplificate per il monitoraggio e la comunicazione definite al punto 5.2.

La procedura specifica per la determinazione della frazione di biomassa di un tipo specifico di combustibile o materiale, compresa la procedura di campionamento, è definita d'accordo con l'autorità competente prima dell'inizio del periodo di riferimento in cui sarà applicata.

Le procedure applicate per il campionamento del combustibile o del materiale e per la determinazione della frazione di biomassa sono conformi ad un metodo standardizzato (se disponibile) che limiti gli errori sistematici di campionamento e misura e che presenti un'incertezza di misura nota. Se disponibili, devono essere utilizzate le norme CEN; se non sono disponibili norme CEN, si applicano le norme ISO o le norme nazionali opportune. Se non esistono norme applicabili, le procedure possono essere eseguite, ove possibile, conformemente a progetti di norme o a linee guida sulle migliori prassi del settore.

Per la determinazione della frazione di biomassa di un combustibile o materiale si possono applicare vari metodi, che vanno dalla cernita manuale dei componenti da cui sono formati i materiali misti a metodi differenziali per la determinazione del calore di combustione di una miscela binaria e dei suoi due componenti puri o a un'analisi isotopica del carbonio-14, a seconda della natura specifica della miscela combustibile in esame. Per i combustibili e i materiali derivanti da un processo di produzione con flussi in entrata definiti e rintracciabili, il gestore può determinare la frazione della biomassa tramite bilancio di massa del carbonio di origine fossile o da biomassa che entra ed esce dal processo. I metodi scelti devono essere approvati dall'autorità competente.

La determinazione della frazione di biomassa è affidata a un laboratorio che risponde ai requisiti stabiliti al punto 13.5 del presente allegato.

La procedura di campionamento e la frequenza delle analisi per la determinazione della frazione di biomassa del combustibile e del materiale devono rispondere ai requisiti stabiliti al punto 13.6 del presente allegato.

La documentazione completa relativa alle procedure usate dal laboratorio per la determinazione della frazione di biomassa e l'insieme completo dei risultati sono conservati e messi a disposizione del responsabile della verifica.

Se la determinazione della frazione di biomassa di un combustibile misto non è tecnicamente realizzabile o comporta costi eccessivi, il gestore ipotizza una quota di biomassa pari a 0 % (vale a dire un'origine totalmente fossile di tutto il carbonio contenuto nel combustibile specifico), ovvero propone un metodo di stima che sottopone all'approvazione dell'autorità competente.

### 13.5. DETERMINAZIONE DELLE CARATTERISTICHE DEI COMBUSTIBILI E DEI MATERIALI

#### 13.5.1. RICORSO A LABORATORI ACCREDITATI

La determinazione del fattore di emissione, del potere calorifico netto, del fattore di ossidazione, del tenore di carbonio, della frazione di biomassa o dei dati relativi alla composizione è affidata a un laboratorio accreditato secondo la norma EN ISO 17025:2005 (Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura).

#### 13.5.2. RICORSO A LABORATORI NON ACCREDITATI

È preferibile ricorrere a laboratori accreditati secondo la norma EN ISO 17025:2005. Il ricorso a laboratori non accreditati deve limitarsi ai casi in cui il gestore è in grado di dimostrare all'autorità competente che il laboratorio risponde a requisiti equivalenti a quelli fissati nella norma EN ISO 17025:2005. I laboratori utilizzati e le procedure analitiche applicate devono essere elencati nel piano di monitoraggio relativo all'impianto. L'equivalenza in termini di gestione della qualità può essere dimostrata da un certificato di accreditamento del laboratorio rispetto alla norma EN ISO 9001:2000. Occorre inoltre dimostrare che il laboratorio è competente a livello tecnico ed è in grado di produrre risultati validi sotto il profilo tecnico utilizzando le procedure analitiche del caso.

Il gestore è responsabile di verificare che ciascun laboratorio non accreditato a cui si rivolge per determinare i risultati utilizzati per il calcolo delle emissioni proceda alle attività illustrate di seguito.

##### a) **Convalida**

Ciascun metodo analitico utilizzato da un laboratorio non accreditato deve essere convalidato rispetto al metodo di riferimento da un laboratorio accreditato conformemente alla norma EN ISO 17025:2005. La procedura di convalida viene effettuata prima dell'inizio o all'inizio del rapporto contrattuale che lega il gestore al laboratorio. La convalida comprende un numero adeguato di replicazioni delle analisi di un set costituito da almeno cinque campioni rappresentativi per l'intervallo previsto di valori, compreso un

campione in bianco per ciascun parametro da misurare e ciascun combustibile o materiale, al fine di caratterizzare la ripetibilità del metodo e ricavare la curva di taratura dello strumento.

b) **Intercalibrazione**

Una volta all'anno un laboratorio accreditato conformemente alla norma EN ISO 17025:2005 effettua un'intercalibrazione dei risultati ottenuti dai metodi analitici; l'esercizio comporta almeno cinque repliche delle analisi di un campione rappresentativo con il metodo di riferimento per ciascun parametro, combustibile o materiale utile.

Se i risultati ottenuti dal laboratorio non accreditato e quelli ottenuti dal laboratorio accreditato presentano divergenze tali da determinare una stima al ribasso delle emissioni, il gestore applica correzioni in via prudenziale (cioè tendenti ad evitare una stima per difetto delle emissioni) a tutti i dati del caso relativi all'anno in causa. Eventuali divergenze statisticamente rilevanti ( $2\sigma$ ) tra i risultati finali (ad esempio sui dati relativi alla composizione) ottenuti dal laboratorio non accreditato e da quello accreditato devono essere notificate all'autorità competente ed essere risolte tempestivamente sotto la sorveglianza di un laboratorio accreditato conformemente alla norma EN ISO 17025:2005.

### 13.5.3. ANALIZZATORI DI GAS E GASCROMATOGRAFI IN LINEA

L'utilizzo di gascromatografi e di analizzatori di gas (a estrazione e non) in linea per determinare le emissioni a norma di queste linee guida è subordinato all'approvazione dell'autorità competente. L'impiego di questi sistemi è limitato alla determinazione dei dati relativi alla composizione dei combustibili e dei materiali gassosi. Il gestore che ricorre a questi sistemi deve soddisfare la norma EN ISO 9001:2000. La conformità del sistema ai requisiti della norma può essere dimostrata da un certificato di accreditamento del sistema. I servizi di taratura e i fornitori di gas di taratura devono essere accreditati per la norma EN ISO 17025:2005.

Ove applicabile, un laboratorio accreditato per la norma EN ISO 17025:2005 effettua una convalida iniziale, successivamente ripetuta ogni anno, dello strumento applicando la norma EN ISO 10723:1995 Gas naturale — Valutazione delle prestazioni per sistemi analitici in linea. In tutti gli altri casi, il gestore commissiona una convalida iniziale e un'intercalibrazione annuale, come segue.

a) **Convalida iniziale**

La convalida deve essere eseguita entro il 31 gennaio 2008 o quando viene commissionato un nuovo sistema. La convalida comprende un numero adeguato di repliche delle analisi di un set costituito da almeno cinque campioni rappresentativi per l'intervallo previsto di valori, compreso un campione in bianco per ciascun parametro da misurare e ciascun combustibile o materiale, al fine di caratterizzare la ripetibilità del metodo e ricavare la curva di taratura dello strumento.

b) **Intercalibrazione annuale**

Una volta all'anno un laboratorio accreditato conformemente alla norma EN ISO 17025:2005 effettua un'intercalibrazione dei risultati ottenuti dai metodi analitici; l'esercizio comporta un numero adeguato di repliche delle analisi di un campione rappresentativo con il metodo di riferimento per ciascun parametro, combustibile o materiale.

Se i risultati ottenuti con l'analizzatore di gas o il gascromatografo e quelli ottenuti dal laboratorio accreditato presentano divergenze tali da determinare una stima al ribasso delle emissioni, il gestore applica correzioni in via prudenziale (cioè tendenti ad evitare una stima per difetto delle emissioni) a tutti i dati del caso relativi all'anno in causa. Eventuali divergenze statisticamente rilevanti ( $2\sigma$ ) tra i risultati finali (ad esempio sui dati relativi alla composizione) ottenuti con l'analizzatore di gas o il gascromatografo e quelli ricavati dal laboratorio accreditato devono essere notificate all'autorità competente ed essere risolte tempestivamente sotto la sorveglianza di un laboratorio accreditato conformemente alla norma EN ISO 17025:2005.

### 13.6. METODI DI CAMPIONAMENTO E FREQUENZA DELLE ANALISI

La determinazione del fattore di emissione, del potere calorifico netto, del fattore di ossidazione, del fattore di conversione, del tenore di carbonio, della frazione di biomassa o dei dati relativi alla composizione segue la prassi generalmente accettata per un campionamento rappresentativo. Il gestore fornisce elementi atti a comprovare la rappresentatività dei campioni ricavati, nonché l'assenza di errori sistematici. I valori ottenuti sono utilizzati unicamente per il periodo di consegna o il lotto di combustibile o materiale di cui sono destinati ad essere rappresentativi.

In generale, l'analisi è effettuata su un campione che rappresenta una miscela di un numero più elevato di campioni (ad esempio 10-100) prelevati nell'arco di un certo periodo (che può andare da un giorno a vari mesi), a condizione che i campioni di combustibile o materiale possano essere conservati senza che subiscano cambiamenti nella composizione.

La procedura di campionamento e la frequenza delle analisi devono essere studiate in modo da garantire che le medie annue di ciascun parametro siano determinate con un'incertezza massima inferiore a  $1/3$  dell'incertezza massima richiesta dal livello approvato per i dati relativi all'attività per lo stesso flusso di fonti.

Se il gestore non è in grado di rispettare l'incertezza massima ammissibile per il valore annuo o non è in grado di dimostrare la conformità alle soglie, deve ripetere le analisi come minimo alla frequenza indicata nella tabella 5; in tutti gli altri casi la frequenza delle analisi è fissata dall'autorità competente.

Tabella 5

**Frequenza minima indicativa delle analisi**

Combustibile/materiale	Frequenza delle analisi
Gas naturale	Minimo una volta alla settimana
Gas di processo (gas misti di raffineria, gas di cokeria, gas di altoforno, gas di convertitore)	Minimo giornaliera, applicando le procedure opportune in diversi momenti della giornata
Olio combustibile	Ogni 20 000 tonnellate e almeno sei volte l'anno
Carbone, carbone da coke, coke di petrolio	Ogni 20 000 tonnellate e almeno sei volte l'anno
Rifiuti solidi (rifiuti da combustibili fossili puri o da rifiuti misti di origine fossile e da biomassa)	Ogni 5 000 tonnellate e almeno quattro volte l'anno
Rifiuti liquidi	Ogni 10 000 tonnellate e almeno quattro volte l'anno
Minerali carbonati (ad esempio calcare e dolomite)	Ogni 50 000 tonnellate e almeno quattro volte l'anno
Argille e scisti	Per quantitativi di materiale corrispondenti a 50 000 tonnellate di CO <sub>2</sub> e almeno quattro volte l'anno
Altri flussi in entrata e uscita nel bilancio di massa (non applicabile ai combustibili o agli agenti riducenti)	Ogni 20 000 tonnellate e almeno una volta al mese
Altri materiali	In base al tipo di materiale e alla variazione, per quantitativi di materiale corrispondenti a 50 000 tonnellate di CO <sub>2</sub> e almeno quattro volte l'anno

**14. MODELLO DI DICHIARAZIONE**

La comunicazione delle emissioni è effettuata in base alle tabelle seguenti, che possono essere adattate al numero di attività e al tipo di impianto, combustibili e processi sottoposti a monitoraggio. Le parti a sfondo grigio indicano che bisogna introdurre le informazioni.

**14.1. IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO**

Identificazione dell'impianto	Risposta
1. Denominazione dell'impresa	
2. Gestore dell'impianto	
3. Impianto	
3.1. Denominazione	
3.2. Numero dell'autorizzazione <sup>(1)</sup>	
3.3. È richiesta una comunicazione nell'ambito del PRTR europeo?	Sì/No
3.4. PRTR europeo, numero d'identificazione <sup>(2)</sup>	



Identificazione dell'impianto	Risposta
3.5. Indirizzo/città dell'impianto	
3.6. Codice postale/paese	
3.7. Coordinate geografiche del sito	
4. Referente	
4.1. Nome	
4.2. Indirizzo/città/codice postale/paese	
4.3. Telefono	
4.4. Fax	
4.5. E-mail	
5. Anno cui si riferisce la relazione	
6. Tipo di attività dell'allegato I svolte <sup>(3)</sup>	
Attività 1	
Attività 2	
Attività N	

<sup>(1)</sup> Il numero d'identificazione viene fornito dall'autorità competente nel processo di rilascio dell'autorizzazione.

<sup>(2)</sup> Da completare solo se è necessario comunicare le emissioni nell'ambito del PRTR europeo e c'è solo un'attività PRTR a norma dell'autorizzazione rilasciata all'impianto. Questa informazione non è obbligatoria e viene utilizzata ai soli fini di un'identificazione più precisa, che vada oltre il nome e l'indirizzo forniti.

<sup>(3)</sup> Ad esempio «Raffinerie di petrolio».

#### 14.2. QUADRO GENERALE DELLE ATTIVITÀ

##### Emissioni delle attività dell'allegato I

Categorie	Categoria IPCC CRF <sup>(1)</sup> — Emissioni di combustione	Categoria IPCC CRF <sup>(2)</sup> — Emissioni di processo	Codice IPCC della categoria PRTR europeo	Modifica di livello? Sì/No	Emissioni t CO <sub>2</sub>
Attività					
Attività 1					
Attività 2					
Attività N					
<b>Totale</b>					

<sup>(1)</sup> Ad esempio «1A2f Combustione di combustibili in altre industrie».

<sup>(2)</sup> Ad esempio «2A2 Processi industriali — Produzione di calce viva».

##### Voci per memoria

	CO <sub>2</sub> trasferito o intrinseco			Emissioni da biomassa <sup>(1)</sup>
	Quantitativo trasferito o intrinseco	Materiale o combustibile trasferito	Tipo di trasferimento (intrinseco in entrata/uscita impianto, trasferito a/da impianto)	
Unità di misura	[t CO <sub>2</sub> ]			[t CO <sub>2</sub> ]
Attività 1				
Attività 2				
Attività N				

<sup>(1)</sup> Da completare solo se le emissioni sono determinate tramite misura.

## 14.3. EMISSIONI DI COMBUSTIONE (CALCOLO)

Attività				
Tipo di combustibile				
Categoria AIE				
Numero di catalogo rifiuti (se applicabile)				
Parametro	Unità di misura ammessa	Unità di misura usata	Valore	Livello applicato
Quantitativo di combustibile consumato	t o Nm <sup>3</sup>			
Potere calorifico netto del combustibile	TJ/t o TJ/Nm <sup>3</sup>			
Fattore di emissione	t CO <sub>2</sub> /TJ o t CO <sub>2</sub> /t o t CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup>			
Fattore di ossidazione				
CO <sub>2</sub> fossile	t CO <sub>2</sub>	t CO <sub>2</sub>		
<b>Biomassa usata</b>	TJ o t o Nm <sup>3</sup>			

## 14.4. EMISSIONI DI PROCESSO (CALCOLO)

Attività				
Tipo di materiale				
Numero di catalogo rifiuti (se applicabile)				
Parametro	Unità di misura ammessa	Unità di misura usata	Valore	Livello applicato
Dati relativi all'attività	t o Nm <sup>3</sup>			
Fattore di emissione	t CO <sub>2</sub> /t o t CO <sub>2</sub> /Nm <sup>3</sup>			
Fattore di conversione				
CO <sub>2</sub> fossile	t CO <sub>2</sub>	t CO <sub>2</sub>		
<b>Biomassa usata</b>	t o Nm <sup>3</sup>			

## 14.5. APPROCCIO BASATO SUL BILANCIO DI MASSA

Parametro				
Nome del combustibile o materiale				
Categoria AIE (se applicabile)				
Numero catalogo rifiuti (se applicabile)				
	Unità di misura ammessa	Unità di misura usata	Valore	Livello applicato
Dati relativi all'attività (in massa o volume). Per i flussi in uscita usare valori negativi	t o Nm <sup>3</sup>			
Potere calorifico netto (se applicabile)	TJ/t o TJ/Nm <sup>3</sup>			
Dati relativi all'attività (calore in entrata) = massa o volume * potere calorifico netto (se applicabile)	TJ			
Tenore di carbonio	t C/t o t C/Nm <sup>3</sup>			
CO <sub>2</sub> fossile	t CO <sub>2</sub>	t CO <sub>2</sub>		

## 14.6. APPROCCIO FONDATO SU MISURE

Attività				
Tipo di fonte di emissione				
Parametro	Unità di misura ammessa	Valore	Livello applicato	Incertezza
CO <sub>2</sub> fossile	t CO <sub>2</sub>			
CO <sub>2</sub> da biomassa	t CO <sub>2</sub>			

## 15. CATEGORIE PER LA COMUNICAZIONE DELLE EMISSIONI

Ai fini della comunicazione delle emissioni si utilizzano le categorie stabilite nel formato per la presentazione delle relazioni IPCC e il codice IPCC di cui all'allegato I del regolamento (CE) n. 166/2006 relativo al PRTR europeo (cfr. punto 15.2 del presente allegato). Di seguito sono riportate le categorie specifiche di entrambi i formati. Se un'attività può essere classificata in due o più categorie, la categoria di assegnazione viene scelta in base allo scopo principale dell'attività.

## 15.1. FORMATO PER LA PRESENTAZIONE DELLE RELAZIONI IPCC

La tabella seguente è tratta dal capitolo riguardante il formato comune per la trasmissione delle relazioni (Common Reporting Format, CRF) degli orientamenti IPCC per la presentazione delle relazioni sugli inventari annuali <sup>(1)</sup>. Nel CRF le emissioni sono classificate in sette grandi categorie:

- 1) energia;
- 2) processi industriali;
- 3) uso di solventi e di altri prodotti;
- 4) agricoltura;

<sup>(1)</sup> UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

- 5) cambiamento nella destinazione d'uso dei terreni e silvicoltura;
- 6) rifiuti;
- 7) altro.

Le categorie 1, 2 e 6 della tabella seguente del CRF, che sono rilevanti ai fini della direttiva 2003/87/CE, sono riprodotte di seguito con le rispettive sottocategorie.

---

## 1. RELAZIONE SETTORIALE PER L'ENERGIA

---

### A. Attività di combustione di carburanti (approccio settoriale)

---

#### 1. Attività energetiche

- a) Produzione pubblica di elettricità e calore
  - b) Raffinazione di petrolio
  - c) Produzione di combustibili solidi e altre industrie dell'energia
- 

#### 2. Industrie manifatturiere ed edili

- a) Ferro e acciaio
  - b) Metalli non ferrosi
  - c) Sostanze chimiche
  - d) Pasta-carta, carta e stampa
  - e) Trasformazione alimentare, bevande e tabacco
  - f) (Altro)
- 

#### 4. Altri settori:

- a) Commerciale/istituzionale
  - b) Residenziale
  - c) Agricoltura/silvicoltura/pesca
- 

#### 5. Altro <sup>(1)</sup>

- a) Fisso
  - b) Mobile
- 

### B. Emissioni fuoriuscite da combustibili

---

#### 1. Combustibili solidi

- a) Estrazione di carbone
  - b) Trasformazione di combustibili solidi
  - c) Altro
- 

#### 2. Petrolio e gas naturale

- a) Petrolio
  - b) Gas naturale
  - c) Rilascio in atmosfera (venting) e combustione in torcia  
Rilascio in atmosfera  
Combustione in torcia
  - d) Altro
- 

## 2. RELAZIONE SETTORIALE PER I PROCESSI INDUSTRIALI

---

### A. Prodotti minerali

1. Produzione di cemento
  2. Produzione di calce viva
  3. Uso di calcare e dolomite
  4. Produzione e uso di soda
  5. Asfaltatura di coperture
  6. Asfaltatura di strade
  7. Altro
- 

### B. Industria chimica

1. Produzione di ammoniaca
2. Produzione di acido nitrico

3. Produzione di acido adipico
4. Produzione di carburi
5. Altro

---

**C. Metallurgia**

1. Produzione di ferro e acciaio
  2. Produzione di ferroleghie
  3. Produzione di alluminio
  4. SF<sub>6</sub> usato in fonderie di alluminio e magnesio
  5. Altro
- 

**6. RELAZIONE SETTORIALE PER I RIFIUTI**


---

**C. Incenerimento dei rifiuti <sup>(1)</sup>**


---

**VOCI PER MEMORIA**


---

**Emissioni di CO<sub>2</sub> da biomasse**


---

<sup>(1)</sup> Non sono compresi gli impianti di recupero dell'energia dai rifiuti. Le emissioni derivanti dai rifiuti combustibili per produrre energia sono riportate nel modulo Energia, 1A. Cfr. Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici, *Greenhouse Gas Inventory Reporting Instructions, Revised 1996 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories, 1997.*

---

**15.2. CODICI DELLE CATEGORIE DI FONTI**

Ai fini della comunicazione dei dati si utilizzano i seguenti codici relativi alle categorie delle fonti.

N.	Attività
<b>1.</b>	<b>Settore energetico</b>
a)	Raffinerie di petrolio e di gas
b)	Impianti di gassificazione e liquefazione
c)	Centrali termiche ed altri impianti di combustione
d)	Cokerie
e)	Frantoi rotatori per il carbone
f)	Impianti per la produzione di prodotti a base di carbone e di combustibili solidi non fumogeni
<b>2.</b>	<b>Produzione e trasformazione dei metalli</b>
a)	Impianti di arrostimento o sinterizzazione di minerali metallici (compresi i minerali solforati)
b)	Impianti per la produzione di ghisa o acciaio (fusione primaria o secondaria), compresa la colata continua
c)	Impianti destinati alla trasformazione di metalli ferrosi mediante: <ol style="list-style-type: none"> <li>i) laminazione a caldo</li> <li>ii) forgiatura con magli</li> <li>iii) applicazione di strati protettivi di metallo fuso</li> </ol>
d)	Fonderie di metalli ferrosi
e)	Impianti: <ol style="list-style-type: none"> <li>i) per la produzione di metalli grezzi non ferrosi da minerali, concentrati o materie prime secondarie mediante processi metallurgici, chimici o elettrolitici</li> <li>ii) per la fusione, comprese le leghe, di metalli non ferrosi, inclusi i prodotti di recupero (affinazione, formatura in fonderia, ecc.)</li> </ol>
f)	Impianti per il trattamento superficiale di metalli e materie plastiche mediante processi elettrolitici o chimici
<b>3.</b>	<b>Industria mineraria</b>
a)	Coltivazione sotterranea e operazioni connesse
b)	Coltivazione a cielo aperto
c)	Impianti per la produzione di: <ul style="list-style-type: none"> <li>— clinker (cemento) in forni rotativi</li> <li>— calce viva in forni rotativi</li> <li>— clinker (cemento) o calce viva in altri forni</li> </ul>
d)	Impianti per la produzione di amianto e la fabbricazione di prodotti a base di amianto

N.	Attività
e)	Impianti per la fabbricazione del vetro, comprese le fibre di vetro
f)	Impianti per la fusione di sostanze minerali, compresa la produzione di fibre minerali
g)	Impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici mediante cottura, in particolare tegole, mattoni, mattoni refrattari, piastrelle, gres, porcellane
<b>4.</b>	<b>Industria chimica</b>
a)	<p>Impianti chimici per la produzione su scala industriale di prodotti chimici organici di base quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) idrocarburi semplici (lineari o ciclici, saturi o insaturi, alifatici o aromatici)</li> <li>ii) idrocarburi ossigenati, quali alcoli, aldeidi, chetoni, acidi carbossilici, esteri, acetati, eteri, perossidi, resine epossidiche</li> <li>iii) idrocarburi solforati</li> <li>iv) idrocarburi azotati, quali ammine, amidi, composti nitrosi, nitrati o nitrici, nitrili, cianati, isocianati</li> <li>v) idrocarburi fosforosi</li> <li>vi) idrocarburi alogenati</li> <li>vii) composti organometallici</li> <li>viii) materie plastiche di base (polimeri, fibre sintetiche, fibre a base di cellulosa)</li> <li>ix) gomme sintetiche</li> <li>x) coloranti e pigmenti</li> <li>xi) tensioattivi e surfattanti</li> </ul>
b)	<p>Impianti chimici per la produzione su scala industriale di prodotti chimici inorganici di base quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) gas, quali ammoniaca, cloro o cloruro di idrogeno, fluoro o fluoruro di idrogeno, ossidi di carbonio, composti dello zolfo, ossidi di azoto, idrogeno, biossido di zolfo, cloruro di carbonile</li> <li>ii) acidi, quali acido cromico, acido fluoridrico, acido fosforico, acido nitrico, acido cloridrico, acido solforico, oleum, acidi solforosi</li> <li>iii) basi, quali idrossido di ammonio, idrossido di potassio, idrossido di sodio</li> <li>iv) sali, quali cloruro di ammonio, clorato di potassio, carbonato di potassio, carbonato di sodio, perborato, nitrato di argento</li> <li>v) metalloidi, ossidi metallici o altri composti inorganici, quali carburo di calcio, silicio, carburo di silicio</li> </ul>
c)	Impianti chimici per la produzione su scala industriale di fertilizzanti a base di fosforo, azoto o potassio (fertilizzanti semplici o composti)
d)	Impianti chimici per la produzione su scala industriale di prodotti fitosanitari di base e di biocidi
e)	Impianti che utilizzano un processo chimico o biologico per la fabbricazione su scala industriale di prodotti farmaceutici di base
f)	Impianti per la fabbricazione su scala industriale di esplosivi e prodotti pirotecnici
<b>5.</b>	<b>Gestione dei rifiuti e delle acque reflue</b>
a)	Impianti di incenerimento, pirolisi, recupero, trattamento chimico o scarica di rifiuti pericolosi
b)	Impianti di incenerimento dei rifiuti urbani
c)	Impianti per lo smaltimento di rifiuti non pericolosi
d)	Discariche (escluse le discariche di rifiuti inerti)
e)	Impianti per lo smaltimento o il recupero di carcasse e di residui di animali
f)	Impianti di trattamento delle acque reflue urbane
g)	Impianti a gestione indipendente per il trattamento delle acque reflue industriali risultanti da una o più delle attività del presente allegato
<b>6.</b>	<b>Produzione e lavorazione della carta e del legno</b>
a)	Impianti industriali per la fabbricazione di pasta per carta a partire da legno o altre materie fibrose
b)	Impianti industriali per la fabbricazione di carta e cartone e altri prodotti primari del legno (come truciolati, pannelli di fibre e compensati)
c)	Impianti industriali per la conservazione del legno e dei prodotti del legno mediante sostanze chimiche
<b>7.</b>	<b>Allevamento intensivo e acquacoltura</b>
a)	Impianti per l'allevamento intensivo di pollame o suini
b)	Acquacoltura intensiva

N.	Attività
8.	<b>Prodotti animali e vegetali del settore alimentare e delle bevande</b>
a)	Macelli
b)	Trattamento e trasformazione destinati alla fabbricazione di prodotti alimentari e bevande a partire da: — materie prime animali (diverse dal latte) — materie prime vegetali
c)	Trattamento e trasformazione del latte
9.	<b>Altre attività</b>
a)	Impianti di pretrattamento (operazioni di lavaggio, imbianchimento, mercerizzazione) o tintura di fibre o tessili
b)	Impianti per la concia delle pelli
c)	Impianti per il trattamento di superficie di materie, oggetti o prodotti mediante solventi organici, in particolare per apprettare, stampare, rivestire, sgrassare, impermeabilizzare, incollare, verniciare, pulire o impregnare
d)	Impianti per la fabbricazione di carbonio (carbone duro) o grafite artificiale mediante incenerimento o grafitizzazione
e)	Impianti per la costruzione e la verniciatura o la sverniciatura delle navi

#### 16. REQUISITI PER GLI IMPIANTI A BASSE EMISIONI

Gli impianti che presentano emissioni medie comunicate e verificate inferiori a 25 000 tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno nel periodo di scambio precedente sono esonerati dalle disposizioni del presente allegato per quanto concerne i punti 4.3, 5.2, 7.1, 10 e 13. Se i dati sulle emissioni comunicate non sono più validi perché sono mutate le condizioni di esercizio o l'impianto ha subito modifiche o ancora non è disponibile la storia delle emissioni verificate, le esenzioni sono applicabili solo se l'autorità competente ha approvato una proiezione delle emissioni a titolo prudenziale per i successivi cinque anni inferiore a 25 000 tonnellate di CO<sub>2</sub> fossile per ogni anno. Gli Stati membri possono rinunciare all'obbligo di visite annuali sul posto ad opera del responsabile della verifica nell'ambito della procedura di verifica e consentire a questi di decidere in base ai risultati dell'analisi del rischio.

- Se necessario, per stimare l'incertezza dei dati relativi all'attività il gestore può utilizzare le informazioni indicate dal fornitore degli strumenti di misura interessati, a prescindere dalle condizioni specifiche di utilizzo.
- Gli Stati membri possono rinunciare all'obbligo di dimostrare la conformità ai requisiti fissati per la taratura al punto 10.3.2 del presente allegato.
- Gli Stati membri possono consentire che vengano utilizzati approcci di livello inferiore (ma non al di sotto del livello 1) per tutti i flussi di fonti e le relative variabili.
- Gli Stati membri possono ammettere piani di monitoraggio semplificati, che devono comunque contenere almeno gli elementi delle lettere a), b), c), e), f), k) ed l) del punto 4.3 del presente allegato.
- Gli Stati membri possono non pretendere la conformità ai requisiti in materia di accreditamento secondo la norma EN ISO 17025:2005 se il laboratorio interessato:
  - fornisce prove inconfutabili sulla sua competenza tecnica e sul fatto di essere in grado di produrre risultati validi sotto il profilo tecnico utilizzando le procedure analitiche del caso, e
  - partecipa ogni anno alle calibrazioni interlaboratorio e adotta le eventuali misure correttive che risultassero necessarie.
- L'impiego dei combustibili e dei materiali può essere determinato sulla base dei dati sugli acquisti e delle variazioni stimate delle scorte, senza tener conto delle incertezze.

## ALLEGATO II

**Linee guida relative alle emissioni di combustione provenienti dalle attività figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Le linee guida specifiche contenute nel presente allegato si applicano al monitoraggio delle emissioni provenienti dagli impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione superiore a 20 MW (eccetto gli impianti di trattamento dei rifiuti pericolosi o urbani), quali indicati nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE, nonché al monitoraggio delle emissioni di combustione provenienti dalle altre attività elencate nell'allegato I della direttiva, ove a queste si faccia riferimento negli allegati da III a XI delle presenti linee guida. Per i processi dell'industria petrolchimica rientranti nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE si può applicare anche l'allegato III.

Il monitoraggio delle emissioni provenienti da processi di combustione riguarda le emissioni prodotte dalla combustione di tutti i combustibili presso l'impianto, nonché le emissioni provenienti da processi di lavaggio (scrubbing) realizzati ad esempio per l'abbattimento dell' $\text{SO}_2$  dai gas effluenti. Le emissioni dei motori a combustione interna utilizzati per il trasporto non sono fatte oggetto di monitoraggio e comunicazione. Tutte le emissioni provenienti dalla combustione di combustibili presso l'impianto sono assegnate all'impianto, indipendentemente dalle esportazioni di calore o elettricità verso altri impianti. Le emissioni associate alla produzione di calore o elettricità importati da altri impianti non sono assegnate all'impianto importatore.

Le emissioni prodotte da un impianto di combustione contiguo e che ricava il combustibile principale da un'acciaiera integrata, ma che opera nell'ambito di un'autorizzazione distinta ad emettere gas a effetto serra, possono essere calcolate nell'ambito del bilancio di massa di tale acciaiera, a condizione che il gestore dimostri all'autorità competente che in tal modo si riduce l'incertezza complessiva connessa alla determinazione delle emissioni.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI  $\text{CO}_2$** 

Le fonti di emissioni di  $\text{CO}_2$  connesse agli impianti e ai processi di combustione comprendono:

- caldaie,
- bruciatori,
- turbine,
- riscaldatori,
- fornaci,
- inceneritori,
- stufe,
- forni,
- essiccatoi,
- motori,
- torce,
- torri di lavaggio (emissioni di processo),
- ogni altro apparecchio o macchina che utilizza combustibile, esclusi gli apparecchi o le macchine muniti di motori a combustione utilizzati per il trasporto.



## 2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

### 2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE

#### 2.1.1.1. ATTIVITÀ GENERALI DI COMBUSTIONE

Le emissioni di CO<sub>2</sub> provenienti da impianti di combustione si calcolano moltiplicando il contenuto di energia di ciascun combustibile utilizzato per un fattore di emissione e un fattore di ossidazione. Per ciascun combustibile, si esegue il calcolo seguente per ciascuna attività:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di ossidazione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

#### a) **Dati relativi all'attività**

I dati relativi all'attività sono in genere espressi come contenuto netto di energia del combustibile consumato [TJ] durante il periodo di riferimento. Per calcolare il contenuto di energia del consumo di combustibile si utilizza la formula seguente:

$$\text{contenuto di energia del consumo di combustibile [TJ]} = \text{combustibile consumato [t o Nm}^3\text{]} * \text{potere calorifico netto del combustibile [TJ/t o TJ/Nm}^3\text{]} \text{ (}^1\text{)}$$

Se viene utilizzato un fattore di emissione in termini di massa o volume [t CO<sub>2</sub>/t o t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>], i dati relativi all'attività sono espressi come quantitativo di combustibile consumato [t o Nm<sup>3</sup>].

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

#### a1) **Combustibile consumato**

##### *Livello 1*

Il consumo di combustibile nel periodo di riferimento è determinato dal gestore o dal fornitore del combustibile con un'incertezza massima inferiore a ± 7,5 %, tenuto eventualmente conto dell'effetto delle variazioni delle scorte.

##### *Livello 2*

Il consumo di combustibile nel periodo di riferimento è determinato dal gestore o dal fornitore del combustibile con un'incertezza massima inferiore a ± 5 %, tenuto eventualmente conto dell'effetto delle variazioni delle scorte.

##### *Livello 3*

Il consumo di combustibile nel periodo di riferimento è determinato dal gestore o dal fornitore del combustibile con un'incertezza massima inferiore a ± 2,5 %, tenuto eventualmente conto dell'effetto delle variazioni delle scorte.

##### *Livello 4*

Il consumo di combustibile nel periodo di riferimento è determinato dal gestore o dal fornitore del combustibile con un'incertezza massima inferiore a ± 1,5 %, tenuto eventualmente conto dell'effetto delle variazioni delle scorte.

#### a2) **Potere calorifico netto**

##### *Livello 1*

Per ciascun combustibile si utilizzano i valori di riferimento indicati al punto 11 dell'allegato I.

<sup>(1)</sup> Se si utilizzano unità di volume, il gestore prende in considerazione l'eventuale necessità di effettuare una conversione per tenere conto delle differenze di pressione e temperatura del dispositivo di misura e delle condizioni standard per le quali è stato ricavato il potere calorifico netto per il tipo specifico di combustibile.

*Livello 2a*

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il suo paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 2b*

Per i combustibili scambiati a fini commerciali, si utilizza il potere calorifico netto ricavato dai dati sugli acquisti per i rispettivi combustibili forniti dai fornitori di combustibili, a condizione che tale valore sia ricavato secondo norme nazionali o internazionali accettate.

*Livello 3*

Il potere calorifico netto rappresentativo del combustibile in un impianto è misurato dal gestore, da un laboratorio incaricato con contratto o dal fornitore del combustibile, conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

**b) Fattore di emissione***Livello 1*

Per ciascun combustibile si utilizzano i fattori di riferimento indicati al punto 11 dell'allegato I.

*Livello 2a*

Il gestore applica i fattori di emissione specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 2b*

Il gestore ricava i fattori di emissione per il combustibile sulla base di uno dei seguenti indicatori surrogati riconosciuti:

- misura della densità di oli o gas specifici di comune utilizzo ad esempio nelle raffinerie o nell'industria dell'acciaio, e
- potere calorifico netto per tipi specifici di carbone,

unitamente a una correlazione empirica determinata almeno una volta all'anno secondo le disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I. Il gestore si accerta che la correlazione soddisfa i criteri di buona prassi tecnica e che venga applicata solo ai valori dell'indicatore che rientrano nell'intervallo per il quale è stato stabilito.

*Livello 3*

I fattori di emissione specifici all'attività rappresentativi del combustibile sono determinati dal gestore, da un laboratorio esterno o dal fornitore del combustibile conformemente alle disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I.

**c) Fattore di ossidazione**

Il gestore può scegliere il livello più opportuno per la metodologia di monitoraggio prescelta.

*Livello 1*

Viene usato un fattore di ossidazione pari a 1,0 <sup>(1)</sup>.

<sup>(1)</sup> Cfr. IPCC 2006 *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.

*Livello 2*

Il gestore applica i fattori di ossidazione specificati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

Per i combustibili il gestore ricava fattori specifici all'attività sulla base del tenore di carbonio delle ceneri, degli effluenti e degli altri rifiuti e sottoprodotti, nonché delle altre forme gassose completamente ossidate del carbonio emesso. I dati relativi alla composizione sono determinati in base alle disposizioni del punto 13 dell'allegato I.

#### 2.1.1.2. APPROCCIO BASATO SUL BILANCIO DI MASSA: PRODUZIONE DI NEROFUMO E TERMINALI DI TRATTAMENTO GAS

L'approccio basato sul bilancio di massa può essere applicato per la produzione di nerofumo e per i terminali di trattamento gas, tenendo conto di tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, nelle scorte, nei prodotti e in altre esportazioni dall'impianto al fine di determinare le emissioni di gas a effetto serra, secondo la seguente equazione:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{elementi in entrata} - \text{prodotti} - \text{esportazione} - \text{variazioni scorte}) * \text{fattore di conversione CO}_2\text{/C}$$

dove:

- *elementi in entrata [t C]*: tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto,
- *prodotti [t C]*: tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini dell'impianto,
- *esportazione [t C]*: il carbonio esportato fuori dai confini dell'impianto, ad esempio scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite; nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera,
- *variazioni delle scorte [t C]*: aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = [\Sigma (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore carbonio}_{\text{entrata}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore carbonio}_{\text{prodotti}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore carbonio}_{\text{esportazione}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore carbonio}_{\text{variazioni scorte}})] * 3,664$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

##### a) **Dati relativi all'attività**

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte. Se il tenore di carbonio di un flusso di massa è di norma correlato al contenuto di energia (combustibili), per il calcolo del bilancio di massa il gestore può determinare e utilizzare il tenore di carbonio correlato al contenuto di energia [t C/TJ] del flusso di massa rispettivo.

*Livello 1*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5\%$ .

*Livello 2*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5\%$ .

*Livello 3*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5\%$ .

*Livello 4*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 1,5\%$ .

b) **Tenore di carbonio***Livello 1*

Il tenore di carbonio dei flussi in entrata o in uscita è ricavato dai fattori di emissione standard per i combustibili o i materiali indicati al punto 11 dell'allegato I o negli allegati IV-VI. Il tenore del carbonio è ricavato dalla seguente formula:

$$\text{tenore di C [t/t o Tj]} = \frac{\text{Fattore emiss [t CO}_2 \text{ / t o Tj]}}{3,664 \text{ [t CO}_2 \text{ / t C]}}$$

*Livello 2*

Nel calcolo del tenore di carbonio del flusso in entrata o in uscita, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

## 2.1.1.3. TORCE

Le emissioni provenienti dalle torce comprendono le emissioni prodotte dalla combustione in torcia effettuata di routine e per esigenze operative (disinnesti, avviamenti e fermate), nonché gli sfiati di emergenza.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono calcolate in base alla quantità di gas bruciato in torcia [Nm<sup>3</sup>] e al tenore di carbonio del gas bruciato in torcia [t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>] (compreso l'eventuale CO<sub>2</sub> intrinseco).

$$\text{emissioni di CO}_2 = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di ossidazione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività***Livello 1*

Il quantitativo di gas bruciato in torcia nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima di  $\pm 7,5\%$ .

*Livello 2*

Il quantitativo di gas bruciato in torcia nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima di  $\pm 12,5\%$ .

*Livello 3*

Il quantitativo di gas bruciato in torcia nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima di  $\pm 7,5\%$ .

b) **Fattore di emissione***Livello 1*

Si usa un fattore di emissione di riferimento pari a 0,00393 t CO<sub>2</sub>/m<sup>3</sup> (in condizioni normali), ricavato dalla combustione di etano puro, scelto prudenzialmente come indicatore dei gas bruciati in torcia.

*Livello 2a*

Il gestore applica i fattori di emissione specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 2b*

I fattori di emissione specifici all'impianto sono ricavati dalla stima del peso molecolare del flusso di torcia ricorrendo a modelli di processo fondati su modelli standard del settore. Considerando le proporzioni relative e il peso molecolare di ogni flusso che contribuisce, si ricava una cifra media annua ponderata per il peso molecolare del gas bruciato in torcia.

*Livello 3*

Il fattore di emissione [ $t\ CO_2/Nm^3_{\text{gas bruciato in torcia}}$ ] è calcolato in base al tenore di carbonio del gas bruciato in torcia secondo quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

c) **Fattore di ossidazione**

È possibile applicare livelli inferiori.

*Livello 1*

Viene usato il valore 1,0.

*Livello 2*

Il gestore applica il fattore di ossidazione specificato dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

2.1.2. **EMISSIONI DI PROCESSO**

Le emissioni di processo di  $CO_2$  provenienti dall'uso di carbonato per l'abbattimento dell' $SO_2$  contenuto nel flusso di effluenti gassosi si calcolano in base al carbonato acquistato (metodo di calcolo livello 1a) o al gesso prodotto (metodo di calcolo livello 1b). I due metodi sono equivalenti. La formula per il calcolo è la seguente:

$$\text{emissioni } CO_2 [t] = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

**Metodo di calcolo A — Carbonato**

Il calcolo delle emissioni si basa sulla quantità di carbonato utilizzata.

a) **Dati relativi all'attività***Livello 1*

Tonnellate di carbonato anidro come elemento in entrata al processo nel periodo di riferimento, determinate dal gestore o dal fornitore con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5\%$ .

b) **Fattore di emissione***Livello 1*

I fattori di emissione sono calcolati e comunicati come unità di massa di  $CO_2$  rilasciato per tonnellata di carbonato. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1.

La quantità di  $CaCO_3$  e di  $MgCO_3$  in ciascun materiale in entrata al forno viene determinata secondo le linee guida sulle migliori prassi del settore.

Tabella 1

**Rapporti stechiometrici**

Carbonato	Rapporto [t CO <sub>2</sub> /t Ca-, Mg- o altro carbonato]	Osservazioni
CaCO <sub>3</sub>	0,440	
MgCO <sub>3</sub>	0,522	
In generale: X <sub>Y</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>Z</sub>	Fattore di emissione = $\frac{[M_{CO_2}]}{[M_{CO_3^{2-}}] \{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}}$	X = metalli alcalino-terrosi o metalli alcalini M <sub>x</sub> = peso molecolare di X in [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = peso molecolare del CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>CO<sub>3</sub></sub> = peso molecolare del CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 60 [g/mol] Y = numero stechiometrico di X = 1 (per metalli alcalino-terrosi) = 2 (per metalli alcalini) Z = numero stechiometrico del CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 1

**Metodo di calcolo B — Gesso**

Il calcolo delle emissioni si basa sulla quantità di gesso prodotta.

a) **Dati relativi all'attività**

Livello 1

Tonnellate annue di gesso anidro (CaSO<sub>4</sub> · 2H<sub>2</sub>O) come elemento in uscita dal processo, misurate dal gestore o dal trasformatore del gesso con un'incertezza massima inferiore a ± 7,5 %.

b) **Fattore di emissione**

Livello 1

Rapporto stechiometrico tra gesso anidro (CaSO<sub>4</sub> · 2H<sub>2</sub>O) e CO<sub>2</sub> nel processo: 0,2558 t CO<sub>2</sub>/t gesso.

2.2. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato XII.

## ALLEGATO III

**Linee guida specifiche per le raffinerie di petrolio, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI**

Il monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra provenienti da un impianto riguarda tutte le emissioni prodotte dai processi di combustione e produzione svolti nelle raffinerie. Le emissioni provenienti da processi svolti in impianti contigui dell'industria chimica non indicati nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE e non facenti parte della catena produttiva della raffinazione non sono prese in considerazione.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Le fonti potenziali di emissioni di CO<sub>2</sub> comprendono:

## a) combustione per scopi energetici:

- caldaie,
- riscaldatori di processo/dispositivi di trattamento,
- motori a combustione interna/turbine,
- ossidatori catalitici e termici,
- forni per la calcinazione di coke,
- pompe antincendio,
- generatori di emergenza/di riserva,
- torce,
- inceneritori,
- cracker;

## b) processo:

- impianti per la produzione di idrogeno,
- rigenerazione di catalizzatori (nel cracking catalitico e in altri processi catalitici),
- apparecchiature per il coking (coking flessibile, coking ritardato).

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>****2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

Le emissioni di combustione sono fatte oggetto di monitoraggio conformemente a quanto disposto nell'allegato II.

**2.1.2. EMISSIONI DI PROCESSO**

Tra i processi specifici che danno luogo a emissioni di CO<sub>2</sub> sono compresi i processi seguenti.

**1. *Rigenerazione di cracker catalitici, rigenerazione di altri catalizzatori e apparecchiature per il coking flessibile***

Il coke depositato sul catalizzatore come sottoprodotto del processo di cracking viene bruciato nel rigeneratore per riattivare il catalizzatore. Anche altri processi di raffinazione, ad esempio il reforming catalitico, utilizzano un catalizzatore che deve essere rigenerato.

Le emissioni sono calcolate determinando il bilancio del materiale, tenuto conto dello stato dell'aria in entrata e del gas effluente. Tutto il CO contenuto nel gas effluente è computato come CO<sub>2</sub> <sup>(1)</sup>.

<sup>(1)</sup> Applicando il rapporto di massa = t CO \* 1,571.

L'analisi dell'aria in entrata e dei gas effluenti nonché la scelta dei livelli avvengono secondo le disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I. L'approccio specifico di calcolo deve essere approvato dall'autorità competente nell'ambito della valutazione del piano di monitoraggio e della metodologia di monitoraggio descritta.

*Livello 1*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 10\%$ .

*Livello 2*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 7,5\%$ .

*Livello 3*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 5\%$ .

*Livello 4*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 2,5\%$ .

2. **Produzione di idrogeno mediante raffinazione**

Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono riconducibili al carbonio contenuto nel gas utilizzato come carica di processo. Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono quindi calcolate in base agli elementi in entrata.

$$\text{emissioni CO}_2 = \text{dati relativi all'attività}_{\text{entrata}} * \text{fattore di emissione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

*Livello 1*

Quantità di idrocarburi usati come carica [t carica] durante il periodo di riferimento, determinata con un'incertezza massima di  $\pm 7,5\%$ .

*Livello 2*

Quantità di idrocarburi usati come carica [t carica] durante il periodo di riferimento, determinata con un'incertezza massima di  $\pm 2,5\%$ .

b) **Fattore di emissione**

*Livello 1*

Uso di un valore di riferimento pari a 2,9 t CO<sub>2</sub> per t di carica trattata, basato prudenzialmente sull'etano.

*Livello 2*

Uso di un fattore di emissione specifico all'attività [CO<sub>2</sub>/t carica] calcolato in base al tenore di carbonio del gas utilizzato come carica, determinato conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I e nell'allegato II.



## ALLEGATO IV

**Linee guida specifiche per le cokerie, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Le cokerie possono far parte di un'acciaiera ed essere direttamente collegate, sotto il profilo tecnico, a impianti di sinterizzazione e impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua: questo determina un intenso scambio di energia e materiali (ad esempio gas di altoforno, gas di cokeria, coke) nel normale esercizio. Se l'autorizzazione dell'impianto di cui agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva 2003/87/CE riguarda tutta l'acciaiera e non solo la cokeria, il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> può anche essere effettuato per l'acciaiera integrata nel suo complesso ricorrendo all'approccio basato sul bilancio di massa precisato al punto 2.1.1 del presente allegato.

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Nelle cokerie, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle fonti e flussi di fonti seguenti:

- materie prime (carbone o coke di petrolio),
- combustibili convenzionali (ad esempio gas naturale),
- gas di processo (ad esempio gas di altoforno),
- altri combustibili,
- lavaggio degli effluenti gassosi.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Se la cokeria fa parte di un'acciaiera integrata, il gestore può calcolare le emissioni:

- a) per l'acciaiera integrata nel suo complesso, usando l'approccio basato sul bilancio di massa; oppure
- b) per la cokeria considerata come singola attività nell'ambito dell'acciaiera integrata.

**2.1.1. APPROCCIO BASATO SUL BILANCIO DI MASSA**

L'approccio basato sul bilancio di massa tiene conto di tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, nelle scorte, nei prodotti e in altre esportazioni dall'impianto per determinare le emissioni di gas a effetto serra nel periodo di riferimento, secondo la seguente equazione:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{elementi in entrata} - \text{prodotti} - \text{esportazioni} - \text{variazioni scorte}) * \text{fattore di conversione CO}_2\text{/C}$$

dove:

- *elementi in entrata [t C]*: tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto,
- *prodotti [t C]*: tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini dell'impianto,
- *esportazione [t C]*: il carbonio esportato fuori dai confini dell'impianto, ad esempio scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite; nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera,
- *variazioni delle scorte [t C]*: aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = [\Sigma (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore carbonio}_{\text{entrata}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore carbonio}_{\text{prodotti}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore carbonio}_{\text{esportazione}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore carbonio}_{\text{variazioni scorte}})] * 3,664$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte. Se il tenore di carbonio di un flusso di massa è di norma correlato al contenuto di energia (combustibili), per il calcolo del bilancio di massa il gestore può determinare e utilizzare il tenore di carbonio correlato al contenuto di energia [t C/TJ] del flusso di massa rispettivo.

*Livello 1*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

*Livello 2*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5$  %.

*Livello 3*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

*Livello 4*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 1,5$  %.

b) **Tenore di carbonio**

*Livello 1*

Il tenore di carbonio dei flussi in entrata o in uscita è ricavato dai fattori di emissione standard per i combustibili o i materiali indicati al punto 11 dell'allegato I o negli allegati da IV a X. Il tenore del carbonio è ricavato dalla seguente formula:

$$\text{tenore di C [t/t o TJ]} = \frac{\text{Fattore emiss [t CO}_2\text{ / t TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

*Livello 2*

Il gestore applica il tenore di carbonio specifico per il paese indicato per i vari combustibili o materiali dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

Nel calcolo del tenore di carbonio del flusso in entrata o in uscita, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

2.1.2. **EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

I processi di combustione realizzati nelle cokerie in cui i combustibili (ad esempio coke, carbone e gas naturale) non sono inseriti nell'approccio basato sul bilancio di massa sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

2.1.3. **EMISSIONI DI PROCESSO**

Durante la carbonizzazione nelle camere del coke, il carbone viene convertito, fuori dal contatto con l'aria, in coke e gas di cokeria grezzo. Il principale flusso/materiale in entrata contenente carbonio è il carbone, ma può essere anche il polverino di coke, il coke di petrolio, il petrolio o un gas di processo come il gas di altoforno. Il gas

di cokeria grezzo, che fa parte degli elementi in uscita dal processo, contiene molti componenti in cui è presente carbonio, tra cui biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), monossido di carbonio (CO), metano (CH<sub>4</sub>), idrocarburi (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>).

Le emissioni totali di CO<sub>2</sub> delle cokerie si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma (\text{dati attività}_{\text{ENTRATA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{ENTRATA}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{USCITA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{USCITA}})$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

I «dati attività<sub>ENTRATA</sub>» possono riferirsi a carbone usato come materia prima, polverino di coke, coke di petrolio, petrolio, gas di altoforno, gas di cokeria e simili. I «dati attività<sub>USCITA</sub>» possono riferirsi a coke, catrame, olio leggero, gas di cokeria e simili.

a1) **Combustibile impiegato come elemento in entrata al processo**

*Livello 1*

Il flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a ± 7,5 %.

*Livello 2*

Il flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a ± 5,0 %.

*Livello 3*

Il flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a ± 2,5 %.

*Livello 4*

Il flusso di massa dei combustibili in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a ± 1,5 %.

a2) **Potere calorifico netto**

*Livello 1*

Per ciascun combustibile si utilizzano i fattori di riferimento indicati al punto 11 dell'allegato I.

*Livello 2*

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

Il potere calorifico netto rappresentativo di ciascun lotto di combustibile in un impianto è misurato dal gestore, da un laboratorio incaricato con contratto o dal fornitore del combustibile, conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

b) **Fattore di emissione**

*Livello 1*

Si utilizzano i fattori di riferimento indicati al punto 11 dell'allegato I.

*Livello 2*

Il gestore applica i fattori di emissione specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

I fattori di emissione specifici sono determinati conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I e nell'allegato XII.

---

## ALLEGATO V

**Linee guida specifiche per gli impianti di arrostimento e sinterizzazione di minerali metallici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Gli impianti di arrostimento, sinterizzazione o pellettizzazione di minerali metallici possono essere parte integrante di un'acciaiera ed essere direttamente collegati, sotto il profilo tecnico, a cokerie e impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua; questo determina un intenso scambio di energia e materiali (ad esempio gas di altoforno, gas di cokeria, coke, calcare) nel normale esercizio. Se l'autorizzazione dell'impianto di cui agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva 2003/87/CE riguarda tutta l'acciaiera e non solo l'impianto di arrostimento o sinterizzazione, il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> può anche essere effettuato per l'acciaiera integrata nel suo complesso. In questo caso, si può utilizzare l'approccio basato sul bilancio di massa (cfr. punto 2.1.1 del presente allegato).

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti di arrostimento, sinterizzazione o pellettizzazione di minerali metallici, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle fonti e flussi di fonti seguenti:

- materie prime (calcina di calcare, dolomite e minerali di ferro carbonati, come FeCO<sub>3</sub>),
- combustibili convenzionali (gas naturale e coke/coke minuto),
- gas di processo (ad esempio gas di cokeria e gas di altoforno),
- residui di processo usati come materiale in entrata, compresa la polvere captata dai filtri dell'impianto di sinterizzazione, del convertitore e dell'altoforno,
- altri combustibili,
- lavaggio degli effluenti gassosi.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Se gli impianti di arrostimento, sinterizzazione o pellettizzazione di minerali metallici sono parte integrante di un'acciaiera, il gestore può calcolare le emissioni:

- a) per l'acciaiera integrata nel suo complesso, usando l'approccio basato sul bilancio di massa; oppure
- b) per gli impianti di arrostimento, sinterizzazione o pellettizzazione di minerali metallici intesi come attività individuali nell'ambito dell'acciaiera integrata.

**2.1.1. APPROCCIO BASATO SUL BILANCIO DI MASSA**

L'approccio basato sul bilancio di massa tiene conto di tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, nelle scorte, nei prodotti e in altre esportazioni dall'impianto per determinare le emissioni di gas a effetto serra nel periodo di riferimento, secondo la seguente equazione:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = (\text{elementi in entrata} - \text{prodotti} - \text{esportazioni} - \text{variazioni scorte}) * \text{fattore di conversione CO}_2/\text{C}$$

dove:

- *elementi in entrata [t C]*: tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto,
- *prodotti [t C]*: tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini dell'impianto,

- *esportazione [t C]*: il carbonio esportato fuori dai confini dell'impianto, ad esempio scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite; nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera,
- *variazioni delle scorte [t C]*: aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = [\Sigma (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore carbonio}_{\text{entrata}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore carbonio}_{\text{prodotti}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore carbonio}_{\text{esportazione}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore carbonio}_{\text{variazioni scorte}})] * 3,664$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte. Se il tenore di carbonio di un flusso di massa è di norma correlato al contenuto di energia (combustibili), per il calcolo del bilancio di massa il gestore può determinare e utilizzare il tenore di carbonio correlato al contenuto di energia [t C/TJ] del flusso di massa rispettivo.

*Livello 1*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

*Livello 2*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5$  %.

*Livello 3*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

*Livello 4*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 1,5$  %.

b) **Tenore di carbonio**

*Livello 1*

Il tenore di carbonio dei flussi in entrata o in uscita è ricavato dai fattori di emissione standard per i combustibili o i materiali indicati al punto 11 dell'allegato I o negli allegati da IV a X. Il tenore del carbonio è ricavato dalla seguente formula:

$$\text{tenore di C [t/t o TJ]} = \frac{\text{Fattore emiss. [t CO}_2\text{ / t o TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

*Livello 2*

Il gestore applica il tenore di carbonio specifico per il paese indicato per i vari combustibili o materiali dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

Nel calcolo del tenore di carbonio del flusso in entrata o in uscita, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

2.1.2. **EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

I processi di combustione realizzati in impianti di arrostitimento, sinterizzazione o pellettizzazione di minerali metallici in cui i combustibili non sono usati come agenti riducenti o non hanno origine da reazioni metallurgiche sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

## 2.1.3. EMISSIONI DI PROCESSO

Durante la calcinazione sulla griglia si ha rilascio di CO<sub>2</sub> dai materiali in entrata, vale a dire dalla miscela di materie prime (in genere dal carbonato di calcio) e dai residui di processo riutilizzati. Per ogni tipo di materiale utilizzato in entrata, la quantità di CO<sub>2</sub> si calcola nel modo seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \Sigma \{ \text{dati attività}_{\text{elementi in entrata processo}} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione} \}$$

a) **Dati relativi all'attività***Livello 1*

Quantità [t] di carbonato [t<sub>CaCO<sub>3</sub></sub>, t<sub>MgCO<sub>3</sub></sub> o t<sub>CaCO<sub>3</sub>-MgCO<sub>3</sub></sub>] e di residui di processo utilizzati come materiali in entrata al processo nel periodo di riferimento, determinata dal gestore o dai fornitori con un'incertezza massima inferiore a ± 5,0 %.

*Livello 2*

Quantità [t] di carbonato [t<sub>CaCO<sub>3</sub></sub>, t<sub>MgCO<sub>3</sub></sub> o t<sub>CaCO<sub>3</sub>-MgCO<sub>3</sub></sub>] e di residui di processo utilizzati come materiali in entrata al processo nel periodo di riferimento, determinata dal gestore o dai fornitori con un'incertezza massima inferiore a ± 2,5 %.

b) **Fattore di emissione***Livello 1*

Carbonati: si usano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1 seguente.

Tabella 1

**Fattori di emissione stechiometrici**

Fattore di emissione	
CaCO <sub>3</sub>	0,440 t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub>
MgCO <sub>3</sub>	0,522 t CO <sub>2</sub> /t MgCO <sub>3</sub>
FeCO <sub>3</sub>	0,380 t CO <sub>2</sub> /t FeCO <sub>3</sub>

Questi valori vanno aggiustati in considerazione del tenore di umidità e del contenuto di ganga del materiale carbonatico utilizzato.

Residui di processo: si utilizzano fattori specifici all'attività, determinati conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

c) **Fattore di conversione***Livello 1*

Fattore di conversione: 1,0.

*Livello 2*

I fattori di conversione specifici all'attività sono ricavati conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I, determinando la quantità di carbonio contenuta nell'agglomerato ottenuto per sinterizzazione e nella polvere captata dai filtri. Se la polvere captata dai filtri è riutilizzata nel processo, la quantità di carbonio [t] in essa contenuta non viene presa in considerazione al fine di evitarne il doppio conteggio.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I e nell'allegato XII.

## ALLEGATO VI

**Linee guida specifiche per gli impianti di produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Le linee guida contenute nel presente allegato riguardano le emissioni provenienti da impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la relativa colata continua. Si riferiscono in particolare alla produzione primaria (altoforno e forno ad ossigeno basico) e secondaria (forno elettrico ad arco) di acciaio.

Gli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, sono generalmente parte integrante di un'acciaiera e sono collegati, dal punto di vista tecnico, alle cokerie e agli impianti di sinterizzazione; questo determina un intenso scambio di energia e materiali (ad esempio gas di altoforno, gas di cokeria, coke, calcare) nel normale esercizio. Se l'autorizzazione dell'impianto di cui agli articoli 4, 5 e 6 della direttiva 2003/87/CE riguarda tutta l'acciaiera e non solo l'altoforno, il monitoraggio delle emissioni di CO<sub>2</sub> può essere effettuato anche per l'acciaiera integrata nel suo complesso. In questi casi, si può utilizzare l'approccio basato sul bilancio di massa illustrato al punto 2.1.1 del presente allegato.

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle fonti e dai flussi di fonti seguenti:

- materie prime (calcinazione di calcare, dolomite e minerali di ferro carbonati, come FeCO<sub>3</sub>),
- combustibili convenzionali (gas naturale, carbone e coke),
- agenti riducenti (coke, carbone, plastica, ecc.),
- gas di processo (gas di cokeria, gas di altoforno e gas di forno ad ossigeno basico),
- consumo degli elettrodi in grafite,
- altri combustibili,
- lavaggio degli effluenti gassosi.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Se gli impianti per la produzione di ghisa e acciaio sono parte integrante di un'acciaiera, il gestore può calcolare le emissioni:

- a) per l'acciaiera integrata nel suo complesso, usando l'approccio basato sul bilancio di massa; oppure
- b) per l'impianto per la produzione di ghisa e acciaio considerato come singola attività nell'ambito dell'acciaiera integrata.

**2.1.1. APPROCCIO BASATO SUL BILANCIO DI MASSA**

Per determinare le emissioni di gas a effetto serra nel periodo di riferimento, l'approccio basato sul bilancio di massa tiene conto di tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, nelle scorte, nei prodotti e in altre esportazioni dall'impianto, secondo la seguente equazione:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = (\text{elementi in entrata} - \text{prodotti} - \text{esportazioni} - \text{variazioni scorte}) * \text{fattore di conversione CO}_2\text{/C}$$



dove:

- *elementi in entrata* [t C]: tutto il carbonio che entra nei confini dell'impianto,
- *prodotti* [t C]: tutto il carbonio contenuto nei prodotti e nei materiali (compresi i sottoprodotti) che esce dai confini dell'impianto,
- *esportazione* [t C]: il carbonio esportato fuori dai confini dell'impianto, ad esempio scaricato nella rete fognaria, collocato in discarica o contenuto in perdite; nell'esportazione non è compreso il rilascio di gas a effetto serra nell'atmosfera,
- *variazioni delle scorte* [t C]: aumenti degli stock di carbonio entro i confini dell'impianto.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = [\Sigma (\text{dati attività}_{\text{entrata}} * \text{tenore carbonio}_{\text{entrata}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{prodotti}} * \text{tenore carbonio}_{\text{prodotti}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{esportazione}} * \text{tenore carbonio}_{\text{esportazione}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{variazioni scorte}} * \text{tenore carbonio}_{\text{variazioni scorte}})] * 3,664$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

Per tutti i combustibili e materiali interessati, il gestore analizza e comunica separatamente i flussi di massa in entrata e in uscita dall'impianto e le variazioni delle rispettive scorte. Se il tenore di carbonio di un flusso di massa è di norma correlato al contenuto di energia (combustibili), per il calcolo del bilancio di massa il gestore può determinare e utilizzare il tenore di carbonio correlato al contenuto di energia [t C/TJ] del flusso di massa rispettivo.

*Livello 1*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

*Livello 2*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5$  %.

*Livello 3*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

*Livello 4*

I dati relativi all'attività nel periodo di riferimento sono determinati con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 1,5$  %.

b) **Tenore di carbonio**

*Livello 1*

Il tenore di carbonio dei flussi in entrata o in uscita è ricavato dai fattori di emissione standard per i combustibili o i materiali indicati al punto 11 dell'allegato I o negli allegati da IV a X. Il tenore del carbonio è ricavato dalla seguente formula:

$$\text{tenore di C [t/t o TJ]} = \frac{\text{Fattore emiss [t CO}_2\text{ / t o TJ]}}{3,664 \text{ [t CO}_2\text{ / t C]}}$$

*Livello 2*

Il gestore applica il tenore di carbonio specifico per il paese indicato per i vari combustibili o materiali dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretario della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

Nel calcolo del tenore di carbonio del flusso in entrata o in uscita, il gestore si attiene alle disposizioni di cui al punto 13 dell'allegato I relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa.

Il tenore di carbonio di prodotti o prodotti semifiniti può essere determinato sulla base di analisi annue eseguite secondo quanto disposto al punto 13 dell'allegato I oppure può essere ricavato dai valori medi relativi alla composizione secondo quanto indicato nelle norme nazionali o internazionali pertinenti.

2.1.2. *EMISSIONI DI COMBUSTIONE*

I processi di combustione che si realizzano in impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, in cui i combustibili (ad esempio coke, carbone e gas naturale) non sono usati come agenti riducenti o non hanno origine da reazioni metallurgiche sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente alle disposizioni dell'allegato II.

2.1.3. *EMISSIONI DI PROCESSO*

Gli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, sono normalmente caratterizzati da una serie di installazioni (ad esempio altoforno, forno ad ossigeno basico), spesso collegate tecnicamente ad altri impianti (ad esempio cokeria, impianto di sinterizzazione, centrale elettrica). In questi impianti vengono utilizzati vari combustibili come agenti riducenti. Di norma, tali impianti producono anche gas di processo di varia composizione, ad esempio gas di cokeria, gas di altoforno, gas di forno ad ossigeno basico.

Le emissioni totali di CO<sub>2</sub> degli impianti per la produzione di ghisa e acciaio, compresa la colata continua, si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma (\text{dati attività}_{\text{ENTRATA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{ENTRATA}}) - \Sigma (\text{dati attività}_{\text{USCITA}} * \text{fattore di emissione}_{\text{USCITA}})$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**a1) **Flussi di massa pertinenti***Livello 1*

Il flusso di massa in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

*Livello 2*

Il flusso di massa in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5,0$  %.

*Livello 3*

Il flusso di massa in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

*Livello 4*

Il flusso di massa in entrata e in uscita dall'impianto nel periodo di riferimento è determinato con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 1,5$  %.

a2) **Potere calorifico netto (se pertinente)***Livello 1*

Per ciascun combustibile si utilizzano i fattori di riferimento indicati al punto 11 dell'allegato I.

*Livello 2*

Il gestore applica i poteri calorifici netti specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

Il potere calorifico netto rappresentativo di ciascun lotto di combustibile in un impianto è misurato dal gestore, da un laboratorio incaricato con contratto o dal fornitore del combustibile, conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

b) **Fattore di emissione**

Il fattore di emissione per i dati attività<sub>USCITA</sub> si riferisce alla quantità di carbonio diverso dal CO<sub>2</sub> contenuta negli elementi in uscita dal processo espressa, a fini di una migliore comparabilità, come t CO<sub>2</sub>/t di elementi in uscita.

*Livello 1*

I fattori di riferimento per il materiale in entrata o in uscita sono indicati nella tabella 1 e nel punto 11 dell'allegato I.

Tabella 1

**Fattori di emissione di riferimento <sup>(1)</sup>**

Fattore di emissione	Valore	Unità di misura	Origine del fattore di emissione
CaCO <sub>3</sub>	0,440	t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub>	Rapporto stechiometrico
CaCO <sub>3</sub> -MgCO <sub>3</sub>	0,477	t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub> -MgCO <sub>3</sub>	Rapporto stechiometrico
FeCO <sub>3</sub>	0,380	t CO <sub>2</sub> /t FeCO <sub>3</sub>	Rapporto stechiometrico
Ferro ridotto diretto (DRI)	0,07	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Elettrodi di carbonio per forni elettrici ad arco	3,00	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Carbonio di carica per forni elettrici ad arco	3,04	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Ferro agglomerato a caldo	0,07	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Gas di forno a ossigeno	1,28	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Coke di petrolio	3,19	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Ghisa acquistata	0,15	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Rottame di ferro	0,15	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006
Acciaio	0,04	t CO <sub>2</sub> /t	Linee guida IPCC 2006

*Livello 2*

Il gestore applica i fattori di emissione specifici per il paese indicati per i vari combustibili dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

*Livello 3*

I fattori di emissione specifici (t CO<sub>2</sub>/t<sub>ENTRATA</sub> o t<sub>USCITA</sub>) utilizzati per il materiale in entrata e in uscita sono elaborati conformemente a quanto disposto al punto 13 dell'allegato I.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I e nell'allegato XII.

<sup>(1)</sup> Cfr. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006. I valori dell'IPCC derivano da fattori espressi in t C/t moltiplicati per un fattore di conversione CO<sub>2</sub>/C di 3,664.

## ALLEGATO VII

**Linee guida specifiche per gli impianti di produzione di clinker da cemento, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Non esistono elementi specifici da segnalare in merito ai confini.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti per la produzione di cemento, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle fonti e flussi di fonti seguenti:

- calcinazione del calcare utilizzato come materia prima,
- combustibili fossili convenzionali usati per i forni,
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi usati per i forni,
- combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti da biomassa),
- combustibili non usati per i forni,
- tenore di carbonio organico di calcare e scisti,
- materie prime usate per il lavaggio degli effluenti gassosi.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>****2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

I processi di combustione realizzati negli impianti per la produzione di clinker da cemento con diversi tipi di combustibili (ad esempio carbone, coke di petrolio, olio combustibile, gas naturale e i vari combustibili da rifiuti) sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II.

**2.1.2. EMISSIONI DI PROCESSO**

Emissioni di CO<sub>2</sub> legate ai processi sono dovute alla calcinazione dei carbonati presenti nelle materie prime impiegate per la produzione di clinker (2.1.2.1), alla calcinazione totale o parziale della polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento o della polvere da bypass eliminata dal processo (2.1.2.2) o, in alcuni casi, al tenore di carbonio non dovuto ai carbonati presente nelle materie prime (2.1.2.3).

**2.1.2.1. CO<sub>2</sub> derivante dalla produzione di clinker**

Le emissioni si possono calcolare in base al contenuto di carbonati degli elementi in entrata al processo (metodo di calcolo A) o alla quantità di clinker prodotto (metodo di calcolo B). I due metodi sono considerati equivalenti e possono essere indifferentemente utilizzati dal gestore per convalidare i risultati dell'altro metodo.

**Metodo di calcolo A — Elementi in entrata ai forni**

Il calcolo si basa sulla quantità di carbonati contenuta negli elementi in entrata al processo (comprese le ceneri volanti o le scorie di altoforno), sottraendo la polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (CKD) e la polvere da bypass (cioè la polvere captata dai depolveratori del sistema di bypass dei forni) dal consumo di materie prime e le emissioni sono calcolate secondo le modalità indicate al punto 2.1.2.2, se la polvere CKD e la polvere da bypass fuoriescono dal sistema del forno. Questo metodo considera il carbonio non derivante da carbonati e pertanto il punto 2.1.2.3 non si applica.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_{2\text{clinker}} = \Sigma \{\text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}\}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

A meno che la farina cruda in quanto tale non sia caratterizzata, questi requisiti si applicano separatamente a ciascun materiale in entrata al forno contenente carbonio (diverso dai combustibili), ad esempio calcare o scisto, evitando doppi conteggi od omissioni dovuti a materiali reintrodotti o bypassati. La quantità netta di farina cruda può essere determinata con un rapporto empirico farina cruda/clinker specifico al sito, che deve essere aggiornato almeno una volta all'anno secondo le linee guida sulle migliori prassi del settore.

*Livello 1*

La quantità netta di materiale in entrata al forno [t] consumata durante il periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5\%$ .

*Livello 2*

La quantità netta di materiale in entrata al forno [t] consumata durante il periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5,0\%$ .

*Livello 3*

La quantità netta di materiale in entrata al forno [t] consumata durante il periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5\%$ .

b) **Fattore di emissione**

I fattori di emissione sono calcolati e comunicati come unità di massa di CO<sub>2</sub> rilasciato per tonnellata di ciascun materiale in entrata al forno. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1.

*Livello 1*

La quantità di carbonati, compresi CaCO<sub>3</sub> ed MgCO<sub>3</sub>, in ciascun materiale in entrata al forno viene determinata secondo le modalità indicate al punto 13 dell'allegato I. Tale determinazione può essere effettuata con metodi termogravimetrici.

Tabella 1

**Rapporti stechiometrici**

Sostanza	Rapporto stechiometrico
CaCO <sub>3</sub>	0,440 [t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub> ]
MgCO <sub>3</sub>	0,522 [t CO <sub>2</sub> /t MgCO <sub>3</sub> ]
FeCO <sub>3</sub>	0,380 [t CO <sub>2</sub> /t FeCO <sub>3</sub> ]
C	3,664 [t CO <sub>2</sub> /t C]

c) **Fattore di conversione**

*Livello 1*

Prudenzialmente, i carbonati in uscita dal forno sono considerati pari a zero (calcinazione totale e fattore di conversione 1).

*Livello 2*

I carbonati e altro carbonio che lasciano il forno nel clinker sono presi in considerazione applicando un fattore di conversione compreso tra 0 e 1. Il gestore può ritenere che la conversione sia completa per uno o più materiali in entrata al forno e imputare i carbonati e altro carbonio non convertiti ai rimanenti materiali in entrata al forno. La determinazione aggiuntiva dei parametri chimici utili dei prodotti avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

### Metodo di calcolo B — Quantità di clinker prodotto

Questo metodo di calcolo si basa sulla quantità di clinker prodotto. Le emissioni di CO<sub>2</sub> si calcolano con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_{2\text{clinker}} = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}$$

Il CO<sub>2</sub> rilasciato dalla calcinazione della CKD (la polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento) e della polvere da bypass deve essere considerato per gli impianti in cui tale polvere lascia il sistema del forno (cfr. punto 2.1.2.2); occorre inoltre tener conto delle potenziali emissioni prodotte dal carbonio non derivante da carbonati presente nella farina cruda (cfr. punto 2.1.2.3). Le emissioni provenienti dalla produzione di clinker e dalla polvere CKD e da bypass nonché quelle prodotte dal carbonio non derivante da carbonati presente nei materiali in entrata sono calcolate separatamente e poi aggiunte per ottenere le emissioni totali:

$$\text{emissioni di CO}_{2\text{totale processo}} [\text{t}] = \text{emissioni CO}_{2\text{clinker}} [\text{t}] + \text{emissioni CO}_{2\text{polvere}} [\text{t}] + \text{emissioni CO}_{2\text{carbonio non derivante da carbonati}}$$

#### EMISSIONI CORRELATE ALLA PRODUZIONE DI CLINKER

##### a) **Dati relativi all'attività**

La produzione di clinker [t] nel periodo di riferimento è determinata:

- o mediante pesatura diretta del clinker, oppure
- sulla base delle consegne di cemento, applicando la formula seguente (che permette di determinare il bilancio del materiale tenendo conto delle spedizioni di clinker all'esterno dell'impianto, degli approvvigionamenti di clinker dall'esterno e delle variazioni delle scorte di clinker):

$$\text{produzione di clinker [t]} = \{(\text{consegne di cemento [t]} - \text{variazioni delle scorte di cemento [t]}) * \text{rapporto clinker/cemento [t clinker/t cemento]}\} - (\text{clinker approvvigionato dall'esterno [t]}) + (\text{clinker spedito [t]}) - (\text{variazioni delle scorte di clinker [t]})$$

Il rapporto cemento/clinker si ricava separatamente per i diversi tipi di cemento prodotti secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I o si calcola in base alla differenza tra le consegne di cemento e le variazioni delle scorte e tutti i materiali usati come additivi per il cemento, comprese la polvere da bypass e la polvere CKD.

##### Livello 1

La quantità di clinker prodotto [t] nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a ± 5,0 %.

##### Livello 2

La quantità di clinker prodotto [t] nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a ± 2,5 %.

##### b) **Fattore di emissione**

##### Livello 1

Fattore di emissione: 0,525 t CO<sub>2</sub>/t di clinker.

##### Livello 2

Il gestore applica i fattori di emissione specifici per il paese indicati dallo Stato membro di appartenenza nell'ultimo inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

##### Livello 3

La quantità di CaO e di MgO presente nel prodotto è determinata secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 2, ipotizzando che tutto il CaO e l'MgO siano derivati dai rispettivi carbonati.

Tabella 2

**Rapporti stechiometrici**

Ossido	Rapporto stechiometrico [t CO <sub>2</sub> ]/[t Ossidi alcalino-terrosi]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Fattore di conversione***Livello 1*

Prudenzialmente, la quantità di CaO e MgO (non carbonati) presente nelle materie prime è considerata pari a zero; in altri termini, si considera che tutto il Ca e l'Mg presente nel prodotto derivi da materie prime carbonatate, e il fattore di conversione è 1.

*Livello 2*

La quantità di CaO e MgO (non carbonati) presente nelle materie prime si traduce in fattori di conversione compresi tra 0 e 1, dove il valore 1 corrisponde alla conversione totale dei carbonati presenti nelle materie prime in ossidi. La determinazione aggiuntiva dei parametri chimici utili delle materie prime avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I. Tale determinazione può essere effettuata con metodi termogravimetrici.

## 2.1.2.2. EMISSIONI CORRELATE ALLA POLVERE SCARTATA

Le emissioni di CO<sub>2</sub> provenienti dalla polvere da bypass (la polvere captata dai depolveratori del sistema di bypass dei forni) o dalla CKD in uscita dal sistema del forno si calcolano sulla base della quantità di polvere in uscita dal sistema del forno e del fattore di emissione calcolato per il clinker (ma con un contenuto di CaO e MgO potenzialmente diverso), corretto in funzione della calcinazione parziale della CKD. Le emissioni sono calcolate secondo la seguente formula:

$$\text{emissioni di CO}_{2\text{polvere}} = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività***Livello 1*

La quantità [t] di polvere CKD o polvere da bypass (se del caso) in uscita dal sistema del forno nel periodo di riferimento è stimata secondo le linee guida sulle migliori prassi del settore.

*Livello 2*

La quantità [t] di polvere CKD o polvere da bypass (se del caso) in uscita dal sistema del forno nel periodo di riferimento è ricavata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5\%$ .

b) **Fattore di emissione***Livello 1*

Anche per la CKD o la polvere da bypass in uscita dal sistema del forno viene usato il valore di riferimento pari a 0,525 t CO<sub>2</sub> per tonnellata di clinker.

*Livello 2*

Il fattore di emissione [t CO<sub>2</sub>/t] per la CKD o la polvere da bypass in uscita dal sistema del forno è calcolato in base al grado di calcinazione e alla composizione. Il grado di calcinazione e la composizione sono determinati almeno una volta l'anno secondo le modalità indicate al punto 13 dell'allegato I.

Il rapporto tra grado di calcinazione della CKD ed emissioni di CO<sub>2</sub> per tonnellata di CKD non è lineare. Può essere calcolato approssimativamente con la formula seguente:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Cl} * d}{1 + EF_{Cl}}}{1 - \frac{EF_{Cl} * d}{1 + EF_{Cl}}}$$

dove:

$EF_{CKD}$  = fattore di emissione della CKD parzialmente calcinata [t CO<sub>2</sub>/t CKD]  
 $EF_{Cl}$  = fattore di emissione del clinker, specifico all'impianto [CO<sub>2</sub>/t clinker]  
 $d$  = grado di calcinazione della CKD (CO<sub>2</sub> rilasciato come % del CO<sub>2</sub> totale proveniente dai carbonati della miscela cruda)

### 2.1.2.3. EMISSIONI RISULTANTI DAL CARBONIO NON PROVENIENTE DAI CARBONATI PRESENTE NELLA FARINA CRUDA

Le emissioni risultanti dal carbonio non derivante da carbonati presente nel calcare, negli scisti o in altre materie prime (ad esempio le ceneri volanti) utilizzati nella farina cruda nel forno sono determinate con la seguente formula:

emissioni di CO<sub>2non da carbonati farina cruda</sub> = dati relativi all'attività \* fattore di emissione \* fattore di conversione

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

#### a) **Dati relativi all'attività**

##### *Livello 1*

La quantità di materia prima [t] consumata nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a ± 15 %.

##### *Livello 2*

La quantità di materia prima [t] consumata nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a ± 7,5 %.

#### b) **Fattore di emissione**

##### *Livello 1*

Il contenuto di carbonio non derivante da carbonati presente nella materia prima è stimato secondo le linee guida sulle migliori prassi del settore.

##### *Livello 2*

Il contenuto di carbonio non derivante da carbonati presente nella materia prima è determinato almeno una volta all'anno secondo le modalità descritte nel punto 13 dell'allegato I.

#### c) **Fattore di conversione**

##### *Livello 1*

Fattore di conversione: 1,0.

##### *Livello 2*

Il fattore di conversione è calcolato secondo le migliori prassi del settore.

## 2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I.



## ALLEGATO VIII

**Linee guida specifiche per gli impianti per la produzione di calce viva, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Non esistono elementi specifici da segnalare in merito ai confini.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti per la produzione di calce viva, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle fonti e flussi di fonti seguenti:

- calcinazione del calcare e della dolomite contenuti nelle materie prime,
- combustibili fossili convenzionali usati per i forni,
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi usati per i forni,
- combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti da biomassa),
- altri combustibili.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>****2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

I processi di combustione realizzati negli impianti per la produzione di calce viva con diversi tipi di combustibili (ad esempio carbone, petcoke, olio combustibile, gas naturale e i vari combustibili da rifiuti) sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II.

**2.1.2. EMISSIONI DI PROCESSO**

Durante la calcinazione e nell'ossidazione del carbonio organico presente nelle materie prime vengono prodotte emissioni. Durante la calcinazione in forno, si ha rilascio di CO<sub>2</sub> dai carbonati delle materie prime. Il CO<sub>2</sub> da calcinazione è direttamente correlato alla produzione di calce. A livello di impianto, il CO<sub>2</sub> da calcinazione può essere calcolato in due modi: sulla base della quantità di carbonato di calcio e di magnesio contenuta nella materia prima (soprattutto calcare e dolomite) convertita nel processo (metodo di calcolo A), oppure sulla base della quantità di ossidi di calcio e di magnesio presente nella calce prodotta (metodo di calcolo B). I due metodi sono considerati equivalenti e possono essere indifferentemente utilizzati dal gestore per convalidare i risultati dell'altro metodo.

**Metodo di calcolo A — Carbonati**

Il calcolo si basa sulla quantità di carbonato di calcio e di carbonato di magnesio presente nelle materie prime consumate. Si applica la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{ \text{dati relativi all'attività}_{\text{ENTRATA}} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione} \}$$

**a) Dati relativi all'attività**

Questi requisiti si applicano separatamente a ciascun materiale in entrata al forno contenente carbonio (diverso dai combustibili), ad esempio gesso o calcare, evitando doppi conteggi od omissioni dovuti a materiali reintrodotti o bypassati.

**Livello 1**

La quantità di materiale in entrata al forno [t] consumata durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

**Livello 2**

La quantità di materiale in entrata al forno [t] consumata durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5,0$  %.

*Livello 3*

La quantità di materiale in entrata al forno [t] consumata durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

b) **Fattore di emissione***Livello 1*

I fattori di emissione sono calcolati e comunicati come unità di massa di CO<sub>2</sub> rilasciato per tonnellata di ciascun materiale in entrata al forno, partendo dal presupposto che la conversione sia totale. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1.

La quantità di CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> e carbonio organico (se del caso) presente in ciascun materiale in entrata al forno viene determinata secondo le modalità indicate al punto 13 dell'allegato I.

Tabella 1

**Rapporti stechiometrici**

Sostanza	Rapporto stechiometrico
CaCO <sub>3</sub>	0,440 [t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub> ]
MgCO <sub>3</sub>	0,522 [t CO <sub>2</sub> /t MgCO <sub>3</sub> ]

c) **Fattore di conversione***Livello 1*

Prudenzialmente, i carbonati in uscita dal forno sono considerati pari a zero (calcinazione totale) e il fattore di conversione è 1.

*Livello 2*

I carbonati in uscita dal forno nella calce sono considerati applicando un fattore di conversione compreso tra 0 e 1. Il gestore può ritenere che la conversione sia completa per uno o più materiali in entrata al forno e imputare i carbonati non convertiti ai rimanenti materiali in entrata al forno. La determinazione aggiuntiva dei parametri chimici utili dei prodotti avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

**Metodo di calcolo B — Ossidi alcalino-terrosi**

La calcinazione di carbonati provoca emissioni di CO<sub>2</sub> che si calcolano sulla base della quantità di CaO e MgO contenuta nella calce prodotta. Per tenere in debito conto il Ca e l'Mg già calcinati introdotti nel forno, ad esempio attraverso ceneri volanti o materie prime e combustibili con un contenuto significativo di CaO o MgO, si applica il fattore di conversione. La polvere captata nei forni per calce in uscita dal sistema del forno deve essere tenuta opportunamente in considerazione.

**Emissioni provenienti da carbonati**

Il calcolo delle emissioni si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{ \text{dati relativi all'attività}_{\text{USCTFA}} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione} \}$$

a) **Dati relativi all'attività***Livello 1*

La quantità di calce [t] prodotta durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5,0$  %.

*Livello 2*

La quantità di calce [t] prodotta durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

b) **Fattori di emissione***Livello 1*

La quantità di CaO e di MgO presente nel prodotto è determinata secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 2, ipotizzando che tutto il CaO e l'MgO siano derivati dai rispettivi carbonati.

Tabella 2

**Rapporti stechiometrici**

Ossido	Rapporto stechiometrico [t CO <sub>2</sub> ]/[t ossidi alcalino-terrosi]
CaO	0,785
MgO	1,092

c) **Fattore di conversione***Livello 1*

Prudenzialmente, la quantità di CaO e MgO presente nelle materie prime è considerata pari a zero; in altri termini, si considera che tutto il Ca e l'Mg presente nel prodotto derivi da materie prime carbonatate, e il fattore di conversione è 1.

*Livello 2*

La quantità di CaO e MgO già presente nelle materie prime si traduce in fattori di conversione compresi tra 0 e 1, dove il valore 1 corrisponde alla conversione totale dei carbonati presenti nelle materie prime in ossidi. La determinazione aggiuntiva dei parametri chimici utili delle materie prime avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I.

---

## ALLEGATO IX

**Linee guida specifiche per gli impianti per la produzione di vetro, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

Questo allegato si applica anche agli impianti che producono vetro solubile e lana di vetro/roccia.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti per la fabbricazione del vetro, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle seguenti fonti e flussi di fonti:

- decomposizione dei carbonati alcalini e alcalino-terrosi durante la fusione delle materie prime,
- combustibili fossili convenzionali,
- materie prime e combustibili a base fossile alternativi,
- combustibili da biomassa (rifiuti da biomassa),
- altri combustibili,
- additivi contenenti carbonio, compreso il coke e la polvere di carbone,
- lavaggio degli effluenti gassosi.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>****2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

I processi di combustione realizzati negli impianti per la produzione del vetro sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II.

**2.1.2. EMISSIONI DI PROCESSO**

Nella fabbricazione del vetro si ha rilascio di CO<sub>2</sub> proveniente dai carbonati contenuti nelle materie prime durante la fusione in forno, nonché in conseguenza della neutralizzazione, con calcare o altri carbonati, dell'HF, HCl e SO<sub>2</sub> contenuti nei gas effluenti. Le emissioni provenienti dalla decomposizione dei carbonati nel processo di fusione e dal lavaggio degli effluenti gassosi sono conteggiate tra le emissioni dell'impianto. Sono aggiunte al totale delle emissioni, ma se possibile sono indicate separatamente.

Il CO<sub>2</sub> proveniente dai carbonati delle materie prime rilasciato durante la fusione in forno è direttamente correlato alla produzione del vetro ed è calcolato sulla base della quantità di carbonati delle materie prime — principalmente soda, calce/calcare, dolomite e altri carbonati alcalini e alcalino-terrosi introdotti attraverso il vetro di riciclo (rottame di vetro) — convertita nel processo.

Il calcolo si effettua sulla base della quantità di carbonati consumata. La formula da utilizzare è la seguente:

emissioni di CO<sub>2</sub> [t CO<sub>2</sub>] = Σ {dati relativi all'attività \* fattore di emissione} + Σ {additivo \* fattore di emissione}

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

**a) Dati relativi all'attività**

Per «dati relativi all'attività» si intende la quantità [t] di materie prime carbonatate o additivi associati alle emissioni di CO<sub>2</sub> (ad esempio dolomite, calce, soda e altri carbonati) consegnati e trattati nell'impianto durante il periodo di riferimento per la produzione del vetro.

*Livello 1*

La massa totale [t] delle materie prime carbonatate o degli additivi contenenti carbonio consumata durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore o dal fornitore per ciascun tipo di materia prima con un'incertezza massima di  $\pm 2,5\%$ .

*Livello 2*

La massa totale [t] delle materie prime carbonatate o degli additivi contenenti carbonio consumata durante il periodo di riferimento è determinata dal gestore o dal fornitore per ciascun tipo di materia prima con un'incertezza massima di  $\pm 1,5\%$ .

b) **Fattore di emissione****Carbonati**

I fattori di emissione sono calcolati e comunicati come unità di massa di CO<sub>2</sub> rilasciato per tonnellata di materia prima carbonata. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1.

*Livello 1*

La purezza dei materiali in entrata è determinata secondo le migliori prassi del settore. I valori ottenuti vanno aggiustati in considerazione del tenore di umidità e del contenuto di ganga dei materiali carbonatici utilizzati.

*Livello 2*

La quantità di carbonati presenti in ciascun materiale in entrata è determinata secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

Tabella 1

**Fattori di emissione stechiometrici**

Carbonato	Fattore di emissione [t CO <sub>2</sub> /t carbonati]	Osservazioni
CaCO <sub>3</sub>	0,440	
MgCO <sub>3</sub>	0,522	
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,415	
BaCO <sub>3</sub>	0,223	
Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,596	
K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,318	
SrCO <sub>3</sub>	0,298	
NaHCO <sub>3</sub>	0,524	
In generale: X <sub>Y</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>Z</sub>	Fattore di emissione = $[M_{CO_2}] / \{Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]\}$	X = metalli alcalino-terrosi o metalli alcalini M <sub>x</sub> = peso molecolare di X in [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = peso molecolare del CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>CO<sub>3</sub><sup>2-</sup></sub> = peso molecolare del CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 60 [g/mol] Y = numero stechiometrico di X = 1 (per metalli alcalino-terrosi) = 2 (per metalli alcalini) Z = numero stechiometrico del CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 1

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I.

## ALLEGATO X

**Linee guida specifiche per gli impianti per la produzione di prodotti ceramici, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Non esistono elementi specifici da segnalare in merito ai confini.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici, le emissioni di CO<sub>2</sub> hanno origine dalle fonti e flussi di fonti seguenti:

- combustibili fossili convenzionali usati per i forni,
- combustibili a base fossile alternativi usati per i forni,
- combustibili da biomassa usati per i forni,
- calcinazione del calcare/dolomite e altri carbonati contenuti nelle materie prime,
- calcare e altri carbonati per l'abbattimento degli inquinanti atmosferici e il lavaggio di altri gas effluenti,
- additivi di combustibili/biomassa utilizzati per conferire porosità, ad esempio segatura, polistirolo o residui della produzione di carta,
- materiale organico fossile contenuto nell'argilla e in altre materie prime.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>****2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

I processi di combustione realizzati negli impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici sono fatti oggetto di monitoraggio e comunicazione conformemente all'allegato II.

**2.1.2. EMISSIONI DI PROCESSO**

Nella fabbricazione di prodotti ceramici si ha rilascio di CO<sub>2</sub> durante la calcinazione delle materie prime in forno e l'ossidazione del materiale organico presente nell'argilla e negli additivi e in seguito alla neutralizzazione, con calcare o altri carbonati, dell'HF, HCl e SO<sub>2</sub> contenuti nei gas effluenti, nonché nei processi di lavaggio di altri gas effluenti. Le emissioni provenienti dalla decomposizione dei carbonati e dall'ossidazione del materiale organico nei forni e dal processo di lavaggio dei gas effluenti rientrano tra le emissioni dell'impianto. Sono sommate per ottenere il totale delle emissioni, ma se possibile sono indicate separatamente. La formula per il calcolo è la seguente:

$$\text{emissioni di CO}_{2\text{totale}} \text{ [t]} = \text{emissioni CO}_{2\text{materiale in entrata}} \text{ [t]} + \text{emissioni CO}_{2\text{lavaggio gas effluenti}} \text{ [t]}$$

**2.1.2.1. CO<sub>2</sub> PROVENIENTE DAL MATERIALE IN ENTRATA**

Il CO<sub>2</sub> rilasciato dai carbonati e dal carbonio contenuto negli altri materiali in entrata si può calcolare o con un metodo basato sulla quantità di carbonio organico e inorganico delle materie prime (ad esempio carbonati vari, contenuto organico dell'argilla e degli additivi) convertita nel processo (*metodo di calcolo A*), o con una metodologia basata sugli ossidi alcalini terrosi contenuti nei prodotti ceramici fabbricati (*metodo di calcolo B*). I due metodi sono considerati equivalenti per i prodotti ceramici basati su argille purificate o sintetiche. Il metodo A è applicato per i prodotti ceramici basati su argille non trasformate e ogni volta che vengono impiegati additivi e argille che presentano un notevole contenuto organico.

**Metodo di calcolo A — Carbonio in entrata**

Il calcolo si basa sul carbonio in entrata (sia organico che inorganico) presente in ogni materia prima utile, ad esempio vari tipi di argilla, miscele di argille o additivi. Il quarzo/silice, il feldspato, il caolino e il talco minerale in genere non rappresentano importanti fonti di carbonio.

I dati relativi all'attività, il fattore di emissione e il fattore di conversione si riferiscono ad uno stato comune del materiale, preferibilmente secco.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \Sigma \{ \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione} \}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

Questi requisiti si applicano separatamente a ciascuna materia prima contenente carbonio (diversa dai combustibili), ad esempio argilla o additivi, evitando doppi conteggi od omissioni dovuti a materiali reintrodotti o bypassati.

*Livello 1*

La quantità di ciascuna materia prima o additivo [t] consumata durante il periodo di riferimento (escluse le perdite) è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

*Livello 2*

La quantità di ciascuna materia prima o additivo [t] consumata durante il periodo di riferimento (escluse le perdite) è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5,0$  %.

*Livello 3*

La quantità di ciascuna materia prima o additivo [t] consumata durante il periodo di riferimento (escluse le perdite) è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

b) **Fattore di emissione**

Per ciascun flusso di fonti (cioè miscela di materie prime o additivo) è possibile applicare un unico fattore di emissione aggregato per il carbonio organico e inorganico («carbonio totale» o TC). In alternativa, si possono applicare due diversi fattori di emissione per il «carbonio inorganico totale» (TIC) e per il «carbonio organico totale» (TOC). Se possibile, per convertire i dati relativi alla composizione per i singoli carbonati si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 1. La determinazione della frazione di biomassa degli additivi che non sono considerati biomassa pura deve avvenire secondo le modalità stabilite al punto 13.4 dell'allegato 1.

Tabella 1

**Rapporti stechiometrici**

Carbonato	Rapporto stechiometrico	Osservazioni
CaCO <sub>3</sub>	0,440 [t CO <sub>2</sub> /t CaCO <sub>3</sub> ]	
MgCO <sub>3</sub>	0,522 [t CO <sub>2</sub> /t MgCO <sub>3</sub> ]	
BaCO <sub>3</sub>	0,223 [t CO <sub>2</sub> /t BaCO <sub>3</sub> ]	
In generale: X <sub>Y</sub> (CO <sub>3</sub> ) <sub>Z</sub>	Fattore di emissione = $\frac{[M_{CO_2}]}{[Y * [M_x] + Z * [M_{CO_3^{2-}}]}$	X = metalli alcalino-terrosi o metalli alcalini M <sub>x</sub> = peso molecolare di X in [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = peso molecolare del CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>CO<sub>3</sub><sup>2-</sup></sub> = peso molecolare del CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 60 [g/mol] Y = numero stechiometrico di X = 1 (per metalli alcalino-terrosi) = 2 (per metalli alcalini) Z = numero stechiometrico del CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> = 1

*Livello 1*

Per il calcolo del fattore di emissione, al posto dei risultati delle analisi si applica, a titolo prudenziale, un valore di 0,2 tonnellate di CaCO<sub>3</sub> (corrispondente a 0,08794 tonnellate di CO<sub>2</sub>) per tonnellata di argilla secca.

*Livello 2*

Almeno una volta all'anno per ciascun flusso di fonti viene calcolato e aggiornato, secondo le migliori prassi del settore, un fattore di emissione che rispecchi le condizioni specifiche del sito e il mix di prodotti dell'impianto.

*Livello 3*

La determinazione della composizione delle materie prime avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

c) **Fattore di conversione***Livello 1*

I carbonati e altro carbonio in uscita dal forno nei prodotti sono fissati prudenzialmente a zero, ipotizzando che vi sia una calcinazione e un'ossidazione complete, e il fattore di conversione è pari a 1.

*Livello 2*

I carbonati e il carbonio in uscita dal forno si traducono in fattori di conversione compresi tra 0 e 1, dove il valore 1 corrisponde alla conversione totale dei carbonati o altro carbonio. La determinazione aggiuntiva dei parametri chimici utili dei prodotti avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

**Metodo di calcolo B — Ossidi alcalino-terrosi**

Il CO<sub>2</sub> da calcinazione si calcola sulla base della quantità di prodotti ceramici fabbricati e della quantità di CaO, MgO e altri ossidi alcalini (o alcalino-terrosi) contenuta nei prodotti ceramici fabbricati (dati attività<sub>USCITA</sub>). Il fattore di emissione è corretto in considerazione della quantità di Ca, Mg e delle altre terre alcaline/alcali già calcinati introdotti nel forno (dati attività<sub>ENTRATA</sub>) ad esempio attraverso materie prime e combustibili alternativi con un contenuto significativo di CaO o MgO. Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 [\text{t CO}_2] = \Sigma \{\text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione} * \text{fattore di conversione}\}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

I dati relativi all'attività dei prodotti si riferiscono alla produzione lorda, compresi i prodotti scartati e il rottame di vetro dei forni e le spedizioni.

*Livello 1*

La massa dei prodotti nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 7,5$  %.

*Livello 2*

La massa dei prodotti nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 5,0$  %.

*Livello 3*

La massa dei prodotti nel periodo di riferimento è determinata con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

b) **Fattore di emissione**

Viene calcolato un unico fattore di emissione aggregato in base al contenuto degli ossidi di metallo (come CaO, MgO e BaO) nei prodotti, utilizzando i rapporti stechiometrici indicati nella tabella 2.



Tabella 2

**Rapporti stechiometrici**

Ossido	Rapporto stechiometrico	Osservazioni
CaO	0,785 [tonnellata CO <sub>2</sub> per tonnellata di ossido]	
MgO	1,092 [tonnellata CO <sub>2</sub> per tonnellata di ossido]	
BaO	0,287 [tonnellata CO <sub>2</sub> per tonnellata di ossido]	
In generale: X <sub>Y</sub> (O) <sub>Z</sub>	Fattore di emissione = $\frac{[M_{CO_2}]}{\{Y * [M_x] + Z * [M_O]\}}$	X = metalli alcalino-terrosi o metalli alcalini M <sub>x</sub> = peso molecolare di X in [g/mol] M <sub>CO<sub>2</sub></sub> = peso molecolare del CO <sub>2</sub> = 44 [g/mol] M <sub>CO<sub>3</sub></sub> = peso molecolare dell'O = 16 [g/mol] Y = numero stechiometrico di X = 1 (per metalli alcalino-terrosi) = 2 (per metalli alcalini) Z = numero stechiometrico dell'O = 1

*Livello 1*

Per il calcolo del fattore di emissione, al posto dei risultati delle analisi si applica, a titolo prudenziale, un valore di 0,123 tonnellate di CaO (corrispondente a 0,09642 tonnellate di CO<sub>2</sub>) per tonnellata di prodotto.

*Livello 2*

Almeno una volta all'anno viene calcolato e aggiornato, secondo le migliori prassi del settore, un fattore di emissione che rispecchi le condizioni specifiche del sito e il mix di prodotti dell'impianto.

*Livello 3*

La determinazione della composizione dei prodotti avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

c) **Fattore di conversione***Livello 1*

Prudenzialmente, la quantità di ossidi presenti nelle materie prime è considerata pari a zero; in altri termini, si considera che tutto il Ca, l'Mg, il Ba e altri ossidi alcalini presenti nella materia prima siano derivati da materie prime carbonatate, e il fattore di conversione è 1.

*Livello 2*

La quantità di ossidi presente nelle materie prime si traduce in fattori di conversione compresi tra 0 e 1, dove il valore 0 corrisponde al contenuto totale dell'ossido già presente nella materia prima. La determinazione aggiuntiva dei parametri chimici utili delle materie prime avviene secondo le modalità descritte al punto 13 dell'allegato I.

2.1.2.2. CO<sub>2</sub> DERIVANTE DAL CALCARE PER L'ABBATTIMENTO DEGLI INQUINANTI ATMOSFERICI E IL LAVAGGIO DI ALTRI GAS EFFLUENTI

Il CO<sub>2</sub> derivante dal calcare per l'abbattimento degli inquinanti atmosferici e il lavaggio di altri gas effluenti è calcolato in base alla quantità di CaCO<sub>3</sub> in entrata. Occorre evitare di contabilizzare due volte il calcare usato riciclato come materia prima nello stesso impianto.

Il calcolo si effettua con la formula seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 \text{ [t CO}_2\text{]} = \text{dati relativi all'attività} * \text{fattore di emissione}$$

a) **Dati relativi all'attività**

Livello 1

La quantità [t] di CaCO<sub>3</sub> anidro utilizzata durante il periodo di riferimento è determinata per via ponderale dal gestore o dai fornitori, con un'incertezza massima inferiore a  $\pm 2,5$  %.

b) **Fattore di emissione**

Livello 1

Utilizzare i rapporti stechiometrici relativi al CaCO<sub>3</sub> indicati nella tabella 1.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I.

---

## ALLEGATO XI

**Linee guida specifiche per gli impianti di fabbricazione di pasta per carta e carta, quali figuranti nell'elenco di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Se l'impianto esporta CO<sub>2</sub> derivante da combustibili fossili, ad esempio a un vicino impianto che produce carbonato di calcio precipitato, tali esportazioni non sono incluse tra le emissioni dell'impianto previa autorizzazione dell'autorità competente.

Se nell'impianto viene effettuato il lavaggio degli effluenti gassosi e le emissioni risultanti non sono calcolate tra le emissioni di processo dell'impianto, tali emissioni devono essere calcolate conformemente a quanto stabilito nell'allegato II.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>**

Negli impianti per la fabbricazione di pasta per carta e carta, le emissioni di CO<sub>2</sub> possono avere origine da:

- caldaie di potenza, turbine a gas e altri dispositivi di combustione che producono vapore o energia elettrica per l'impianto,
- caldaie di recupero e altri dispositivi adibiti alla combustione di liscivi esausti,
- inceneritori,
- forni per calce e calcinatori,
- lavaggio degli effluenti gassosi,
- essiccatori alimentati con combustibili fossili (ad esempio essiccatori a infrarosso).

Il trattamento delle acque reflue e la collocazione in discarica, compresi il trattamento anaerobico delle acque reflue o la digestione anaerobica dei fanghi di depurazione, nonché lo smaltimento in discarica dei rifiuti prodotti dagli impianti per la fabbricazione di pasta per carta e carta non figurano nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE. Di conseguenza, le emissioni prodotte da queste attività non rientrano nel campo di applicazione della direttiva.

**2.1. CALCOLO DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>****2.1.1. EMISSIONI DI COMBUSTIONE**

Le emissioni provenienti dai processi di combustione che hanno luogo negli impianti per la fabbricazione di pasta per carta e carta sono fatte oggetto di monitoraggio secondo quanto disposto all'allegato II.

**2.1.2. EMISSIONI DI PROCESSO**

Le emissioni sono causate dall'uso di carbonati per il reintegro delle sostanze chimiche negli impianti per la produzione di pasta per carta. Di norma, per reintegrare il calcio e il sodio nel sistema di recupero e nell'area di caustificazione si utilizzano sostanze chimiche diverse dai carbonati; tuttavia, talvolta si usano piccole quantità di carbonato di calcio (CaCO<sub>3</sub>) e carbonato di sodio (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), che danno luogo a emissioni di CO<sub>2</sub>. Il carbonio contenuto in queste sostanze chimiche in genere è di origine fossile, anche se in qualche caso (ad esempio l'Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> acquistato presso cartiere che producono paste semichimiche con il procedimento alla soda) può derivare da biomasse.

Si considera che il carbonio contenuto in queste sostanze chimiche venga emesso come CO<sub>2</sub> dal forno della calce o dal forno di recupero. La determinazione di queste emissioni viene effettuata ipotizzando che tutto il carbonio contenuto nel CaCO<sub>3</sub> e nell'Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> usati nelle aree di recupero e caustificazione sia rilasciato nell'atmosfera.

Il reintegro del calcio si rende necessario a causa delle perdite che si verificano nell'area di caustificazione, per la maggior parte sotto forma di carbonato di calcio.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> sono calcolate nel modo seguente:

$$\text{emissioni di CO}_2 = \Sigma \{\text{dati relativi all'attività}_{\text{carbonato}} * \text{fattore di emissione}\}$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

a) **Dati relativi all'attività**

Per «dati relativi all'attività<sub>carbonato</sub>» si intende la quantità di CaCO<sub>3</sub> e Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> utilizzata nel processo.

*Livello 1*

Le quantità [t] di CaCO<sub>3</sub> e Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> utilizzate nel processo sono determinate dal gestore o dai fornitori con un'incertezza massima inferiore a ± 2,5 %.

*Livello 2*

Le quantità [t] di CaCO<sub>3</sub> e Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> utilizzate nel processo sono determinate dal gestore o dai fornitori con un'incertezza massima inferiore a ± 1,5 %.

b) **Fattore di emissione**

*Livello 1*

I rapporti stechiometrici [t CO<sub>2</sub>/t CaCO<sub>3</sub>] e [t CO<sub>2</sub>/t Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>] relativi ai carbonati non derivanti da biomassa sono indicati nella tabella 1. I carbonati da biomassa sono sottoposti a ponderazione utilizzando un fattore di emissione pari a 0 [t CO<sub>2</sub>/t carbonato].

Tabella 1

**Fattori di emissione stechiometrici**

Tipo e origine del carbonato	Fattore di emissione [t CO <sub>2</sub> /t carbonato]
Reintegro CaCO <sub>3</sub> negli impianti per la produzione di pasta per carta	0,440
Reintegro Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> negli impianti per la produzione di pasta per carta	0,415

Questi valori vanno aggiustati in considerazione del tenore di umidità e del contenuto di ganga dei materiali carbonatici utilizzati.

2.2. MISURA DELLE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub>

Si applicano le linee guida relative alle misure contenute nell'allegato I.

## ALLEGATO XII

**Linee guida per la determinazione delle emissioni di gas a effetto serra con sistemi di misura in continuo****1. CONFINI E COMPLETEZZA**

Le disposizioni contenute nel presente allegato riguardano le emissioni di gas a effetto serra prodotte dalle attività che rientrano nella direttiva 2003/87/CE. Le emissioni di CO<sub>2</sub> possono avere origine presso varie fonti di un impianto.

**2. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA***Livello 1*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 10\%$ .

*Livello 2*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 7,5\%$ .

*Livello 3*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 5\%$ .

*Livello 4*

Per ciascuna fonte di emissione nell'arco del periodo di riferimento l'incertezza totale delle emissioni complessive deve essere inferiore a  $\pm 2,5\%$ .

**Approccio globale**

Le emissioni totali di un gas a effetto serra (GES) prodotte da una fonte di emissione nel periodo di riferimento sono determinate con la formula presentata di seguito. I parametri utili per la determinazione delle emissioni presentati nella formula devono essere conformi al punto 6 dell'allegato I. Se in un unico impianto esistono varie fonti di emissione che non possono essere misurate come un'unica fonte, tali emissioni devono essere misurate separatamente e sommate per ottenere le emissioni totali del gas interessato prodotte durante il periodo di riferimento nell'intero impianto.

$$GES_{-tot\ ann} [t] = \sum_{i=1}^{n\ esterc. - p.a.} \text{concentrazione GES}_i * \text{flusso gas effluente}_i$$

I termini della formula sono definiti nei paragrafi seguenti.

**Concentrazione gas a effetto serra (GES)**

La concentrazione del gas a effetto serra nel gas effluente è determinata tramite misura in continuo in un punto rappresentativo.

**Flusso gas effluente**

Il flusso di un gas effluente secco può essere determinato con uno dei metodi seguenti.

**METODO A**

Il flusso del gas effluente  $Q_e$  è calcolato con l'approccio basato sul bilancio di massa, tenendo conto di tutti i parametri significativi come i carichi di materiale in entrata, il flusso d'aria in entrata, l'efficienza del processo, ecc., e, al lato uscita, del prodotto in uscita, della concentrazione di O<sub>2</sub>, delle concentrazioni di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, ecc.

Il metodo di calcolo specifico deve essere approvato dall'autorità competente nell'ambito della valutazione del piano di monitoraggio e della metodologia di monitoraggio ivi contenuta.

**METODO B**

Il flusso del gas effluente  $Q_e$  è determinato tramite misura in continuo del flusso in un punto rappresentativo.

---