

## ALLEGATO I

**Contenuti minimi del piano di monitoraggio (Articolo 12, paragrafo 1)**

## 1. CONTENUTI MINIMI DEL PIANO DI MONITORAGGIO PER GLI IMPIANTI

Il piano di monitoraggio per un impianto contiene almeno le seguenti informazioni:

## (1) informazioni generali sull'impianto:

- (a) una descrizione dell'impianto e delle attività svolte dall'impianto da monitorare, contenente un elenco delle fonti di emissioni e dei flussi di fonti da monitorare per ciascuna attività svolta nell'impianto, conformemente ai criteri seguenti:
  - i) la descrizione deve essere sufficiente a dimostrare che non vi sono lacune nei dati né si verificano doppi conteggi delle emissioni;
  - ii) deve essere corredata di un semplice diagramma che indichi le fonti di emissione, i flussi di fonti, i punti di campionamento e le apparecchiature di misura, se ciò è richiesto dall'autorità competente o se il diagramma semplifica la descrizione dell'impianto o la localizzazione delle fonti di emissione, dei flussi di fonti, delle apparecchiature di misura e di qualsiasi altra parte dell'impianto pertinente per la metodologia di monitoraggio, in particolare le attività di gestione dei flussi di dati e le attività di controllo;
- (b) una descrizione della procedura attuata per gestire l'attribuzione in materia di responsabilità di monitoraggio e comunicazione in seno all'impianto e per gestire le competenze del personale responsabile;
- (c) una descrizione della procedura per la valutazione periodica dell'adeguatezza del piano di monitoraggio, che riguarda quanto meno:
  - i) la verifica dell'elenco delle fonti di emissione e dei flussi, al fine di garantirne la completezza e di accertare che tutte le modifiche significative riguardanti la natura e il funzionamento dell'impianto siano riprese nel piano di monitoraggio;
  - ii) la valutazione del rispetto delle soglie di incertezza stabilite per i dati di attività e altri parametri, se del caso, per i livelli applicati per ciascun flusso e ciascuna fonte di emissioni;
  - iii) la valutazione delle eventuali misure applicate per migliorare la metodologia di monitoraggio;
- (d) una descrizione delle procedure scritte relative alle attività di gestione dei flussi ai sensi dell'articolo 58, compreso — se del caso — un diagramma esplicativo;
- (e) una descrizione delle procedure scritte relative alle attività di controllo a norma dell'articolo 59;
- (f) se del caso, informazioni sui collegamenti con le attività svolte nel quadro del sistema comunitario di ecogestione e audit (EMAS) istituito ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>, dei sistemi disciplinati dalla norma armonizzata ISO 14001:2004 e di altri sistemi di gestione ambientale, ivi comprese informazioni riguardanti le procedure e i controlli attinenti al monitoraggio e alla comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra;
- (g) il numero della versione del piano di monitoraggio e la data a partire dalla quale si applica tale versione;
- (h) la categoria dell'impianto;

## (2) una descrizione dettagliata delle metodologie fondate su calcoli, se utilizzate, così articolata:

- a) una descrizione dettagliata della metodologia basata su calcoli applicata, compresi un elenco dei dati in ingresso e delle formule di calcolo utilizzati, un elenco dei livelli applicati per i dati di attività e di tutti i fattori di calcolo pertinenti per ciascuno dei flussi da monitorare;
- b) se del caso e qualora il gestore intenda ricorrere ad una semplificazione per i flussi di minore entità e *de minimis*, una classificazione dei flussi in flussi di fonti di maggiore o minore entità e flussi *de minimis*;
- c) una descrizione dei sistemi di misura impiegati e del loro campo di misurazione, l'incertezza specificata e l'ubicazione esatta degli strumenti di misura da utilizzare per ciascuno dei flussi da monitorare;

<sup>(1)</sup> GUL 342 del 22.12.2009, pag. 1.

- d) se del caso, i valori per difetto usati per i fattori di calcolo con l'indicazione della fonte del fattore o della fonte da cui il fattore per difetto sarà periodicamente ricavato, per ciascun flusso;
  - e) se del caso, un elenco dei metodi di analisi da utilizzare per la determinazione di tutti i fattori di calcolo pertinenti per ciascuno dei flussi di fonti e una descrizione delle procedure scritte per tali analisi;
  - f) se del caso, una descrizione della procedura sottesa al piano di campionamento per i combustibili e i materiali da analizzare e una descrizione della procedura adottata per valutare l'adeguatezza del piano di campionamento;
  - g) se del caso, un elenco di laboratori impegnati nell'espletamento delle relative procedure analitiche e, se un laboratorio non è accreditato secondo le disposizioni dell'articolo 34, paragrafo 1, una descrizione della procedura impiegata per dimostrare la conformità a requisiti equivalenti, a norma dell'articolo 34, paragrafi 2 e 3;
- (3) qualora si ricorra a una metodologia di monitoraggio alternativa ai sensi dell'articolo 22, una descrizione dettagliata della metodologia di monitoraggio applicata per tutti i flussi o le fonti di emissione per i quali non è utilizzata la metodologia articolata sui livelli, e una descrizione della procedura scritta utilizzata per l'analisi dell'incertezza;
- (4) una descrizione dettagliata delle metodologie fondate su misure, se applicate, che comprende:
- a) una descrizione del metodo di misurazione, che comprende le descrizioni di tutte le procedure scritte adottate per la misurazione nonché:
    - i) tutte le formule di calcolo usate per l'aggregazione dei dati e per la determinazione delle emissioni annue di ciascuna fonte di emissione;
    - ii) il metodo impiegato per stabilire se è possibile calcolare, per ciascun parametro, ore valide o periodi di riferimento più brevi, e per sostituire i dati mancanti, conformemente all'articolo 45;
  - b) un elenco di tutti i punti di emissione pertinenti durante il funzionamento normale e nel corso delle fasi di funzionamento limitato e di transizione, compresi i periodi di interruzione o le fasi di messa in servizio, integrato, su richiesta dell'autorità competente, da un diagramma di processo;
  - c) se il flusso di gas effluenti è determinato mediante calcoli, una descrizione della procedura scritta impiegata per questi calcoli per ciascuna fonte di emissione monitorata mediante una metodologia fondata su misure;
  - d) un elenco di tutte le apparecchiature utilizzate, in cui siano specificate la frequenza delle misurazioni, il campo di funzionamento e l'incertezza;
  - e) un elenco di tutte le norme applicate e degli eventuali scostamenti da tali norme;
  - f) una descrizione della procedura scritta impiegata per i calcoli di convalida, a norma dell'articolo 46, se del caso;
  - g) una descrizione del metodo per calcolare il CO<sub>2</sub> proveniente dalla biomassa e per sottrarlo dalle emissioni di CO<sub>2</sub> misurate, nonché una descrizione della procedura scritta a tal fine adottata, se del caso;
  - h) se del caso e qualora il gestore intenda optare per una semplificazione per le fonti di minore entità, una classificazione delle fonti di emissioni in fonti di maggiore o minore entità;
- (5) in aggiunta agli elementi di cui al punto 4, una descrizione dettagliata della metodologia di monitoraggio da applicare per le emissioni di N<sub>2</sub>O, se opportuno sotto forma di descrizione delle procedure scritte applicate contenente:
- a) il metodo e i parametri utilizzati per determinare la quantità di materiali utilizzati nel processo produttivo e la quantità massima di materiale impiegato a piena capacità;
  - b) il metodo e i parametri utilizzati per determinare la quantità di prodotto ottenuto come produzione oraria, espresso rispettivamente come acido nitrico (100 %), acido adipico (100 %), caprolattame, gliosale e acido gliossilico per ora;
  - c) il metodo e i parametri utilizzati per determinare la concentrazione di N<sub>2</sub>O negli effluenti gassosi di ciascuna fonte di emissione, il suo campo di funzionamento e l'incertezza associata, e i dati relativi a eventuali metodi alternativi da utilizzare qualora le concentrazioni non rientrino nel campo di funzionamento e le situazioni in cui questo potrebbe verificarsi;
  - d) il metodo di calcolo utilizzato per determinare le emissioni di N<sub>2</sub>O da fonti periodiche e non soggette ad abbattimento nella produzione di acido nitrico, acido adipico, caprolattame, gliosale e acido gliossilico;

- e) in che modo e in che misura l'impianto funziona con carichi variabili e il modo in cui viene svolta la gestione operativa;
  - f) il metodo ed eventuali formule di calcolo utilizzate per determinare le emissioni annue di N<sub>2</sub>O e i corrispondenti valori di CO<sub>2(e)</sub> per ogni fonte di emissione;
  - g) informazioni sulle condizioni di processo che si discostano dalle operazioni normali, un'indicazione della frequenza potenziale e della durata di tali condizioni nonché l'indicazione del volume delle emissioni di N<sub>2</sub>O durante tali condizioni di processo (ad esempio, malfunzionamento del dispositivo di abbattimento);
- (6) una descrizione dettagliata della metodologia per il monitoraggio dei perfluorocarburi derivanti dalla produzione di alluminio primario, se del caso sotto forma di una descrizione delle procedure scritte applicate, comprendente:
- a) se applicabile, le date in cui sono state effettuate le misure per determinare i fattori di emissione specifici per SEF<sub>CF4</sub> o OVC, e F<sub>C2F6</sub> dell'impianto, e il calendario delle future ripetizioni di tale determinazione;
  - b) se applicabile, il protocollo in cui è descritta la procedura impiegata per determinare i fattori di emissione specifici all'impianto per il CF<sub>4</sub> e il C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, da cui risulti che le misure sono state e saranno effettuate per un periodo sufficiente a consentire la convergenza dei valori misurati, e comunque almeno per 72 ore;
  - c) se applicabile, il metodo impiegato per determinare l'efficienza di raccolta delle emissioni fuggitive negli impianti per la produzione di alluminio primario;
  - d) la descrizione del tipo di cella e del tipo di anodo utilizzati;
- (7) una descrizione dettagliata della metodologia di monitoraggio nel caso di trasferimento di CO<sub>2</sub> intrinseco in quanto componente di un flusso ai sensi dell'articolo 48, trasferimento di CO<sub>2</sub> ai sensi dell'articolo 49 o al trasferimento di N<sub>2</sub>O in conformità all'articolo 50, se del caso sotto forma di una descrizione delle procedure scritte applicate, che specifichi:
- a) se applicabile, l'ubicazione delle apparecchiature di misurazione della temperatura e della pressione in una rete di trasporto;
  - b) se applicabile, le procedure per prevenire, individuare e quantificare le fuoriuscite dalle reti di trasporto;
  - c) nel caso delle reti di trasporto, le procedure per garantire effettivamente che il CO<sub>2</sub> sia trasferito soltanto verso impianti in possesso di un'autorizzazione valida a emettere gas a effetto serra o nei quali il CO<sub>2</sub> emesso sia effettivamente monitorato e contabilizzato conformemente all'articolo 49;
  - d) un'identificazione degli impianti destinatario e cedente in base al codice identificativo dell'impianto quale definito dal regolamento (UE) n. 1193/2011;
  - e) se applicabile, una descrizione dei sistemi di misurazione in continuo utilizzati nei punti di trasferimento di CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>O tra impianti che trasferiscono CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>O o del metodo di determinazione conformemente agli articoli 48, 49 e 50;
  - f) se applicabile, una descrizione del metodo di stima prudenziale impiegato per calcolare la frazione di biomassa del CO<sub>2</sub> trasferito, in conformità all'articolo 48 o all'articolo 49;
  - g) se applicabile, le metodologie di quantificazione delle emissioni o del CO<sub>2</sub> rilasciati nella colonna d'acqua, causati possibilmente da fuoriuscite, come pure le metodologie di quantificazione applicate ed eventualmente adattate per misurare le emissioni o il rilascio di CO<sub>2</sub> effettivi nella colonna d'acqua a causa di fuoriuscite, come specificato nell'allegato IV, sezione 23.

## 2. CONTENUTI MINIMI DEI PIANI DI MONITORAGGIO PER LE EMISSIONI AEREE

### 1. Il piano di monitoraggio contiene, per tutti gli operatori aerei, le seguenti informazioni:

- a) l'identificazione dell'operatore aereo, il nominativo di chiamata o un altro codice designatore unico utilizzato a fini di controllo del traffico aereo, coordinate dell'operatore aereo e di un responsabile presso l'operatore aereo, indirizzo di contatto, Stato membro di responsabile e autorità competente responsabile;
- b) un elenco iniziale dei tipi di aeromobili della flotta in esercizio al momento della presentazione del piano di monitoraggio e il numero di aeromobili di ciascun tipo, nonché un elenco indicativo degli altri tipi di aeromobile che l'operatore aereo prevede di utilizzare, compresa, se disponibile, una stima del numero di aeromobili per tipo, nonché i flussi di fonti (tipi di carburante) associati a ciascun tipo di aeromobile;

- c) la descrizione delle procedure, dei sistemi e delle responsabilità predisposti per verificare l'eshaustività dell'elenco delle fonti di emissione nell'anno di monitoraggio, al fine di garantire la completezza del monitoraggio e della comunicazione delle emissioni degli aeromobili di proprietà e noleggiati;
  - d) una descrizione delle procedure utilizzate per monitorare la completezza dell'elenco dei voli operati sotto il codice designatore unico, per coppia di aerodromi, e delle procedure usate per determinare se i voli sono disciplinati dall'allegato I della direttiva 2003/87/CE, al fine di garantire la completezza dei dati relativi ai voli e di evitare i doppi conteggi;
  - e) una descrizione della procedura applicata per gestire e assegnare le responsabilità in materia di monitoraggio e comunicazione e per gestire le competenze del personale responsabile;
  - f) una descrizione della procedura per la valutazione periodica dell'adeguatezza del piano di monitoraggio, comprese le eventuali misure di miglioramento della metodologia di monitoraggio e delle relative procedure applicate;
  - g) una descrizione delle procedure scritte relative alle attività di gestione del flusso di dati ai sensi dell'articolo 58, compreso — se del caso — un diagramma esplicativo;
  - h) una descrizione delle procedure scritte per le attività di controllo ai sensi dell'articolo 59;
  - i) se del caso, informazioni sui collegamenti con le attività svolte nel quadro di EMAS, di sistemi disciplinati dalla norma armonizzata ISO 14001:2004 e di altri sistemi di gestione ambientale, comprese informazioni riguardanti le procedure e i controlli attinenti al monitoraggio e alla comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra;u
  - j) il numero della versione del piano di monitoraggio e la data a partire dalla quale si applica tale versione;
  - k) conferma che l'operatore aereo intende avvalersi della semplificazione a norma dell'articolo 28 bis, paragrafo 6, della direttiva 2003/87/CE.
2. Per gli operatori aerei che non sono emettitori di entità ridotta ai sensi dell'articolo 55, paragrafo 1, o che non intendono utilizzare uno degli strumenti menzionati all'articolo 55, paragrafo 2, il piano di monitoraggio contiene le seguenti informazioni:
- a) una descrizione della procedura scritta da adottare per definire la metodologia di monitoraggio per gli altri tipi di aeromobile che l'operatore aereo prevede di utilizzare;
  - b) una descrizione delle procedure scritte adottate per il monitoraggio del consumo di carburante in ogni aeromobile, tra cui:
    - i) la metodologia prescelta (metodo A o metodo B) per il calcolo del consumo di carburante e, se non viene applicato lo stesso metodo per tutti i tipi di aeromobile, una giustificazione della scelta di tale metodologia nonché un elenco indicante il metodo utilizzato e le relative condizioni;
    - ii) le procedure per la misura dei rifornimenti di carburante e del carburante contenuto nei serbatoi, una descrizione degli strumenti di misura utilizzati e le procedure di registrazione, recupero, trasmissione e archiviazione dei dati riguardanti le misure, se del caso;
    - iii) il metodo per la determinazione della densità, se del caso;
    - iv) la giustificazione della scelta della metodologia di monitoraggio al fine di garantire i livelli di incertezza più bassi, a norma dell'articolo 56, paragrafo 1;
  - c) per aerodromi specifici, un elenco degli scostamenti dal metodo di monitoraggio generale descritto alla lettera b) qualora, a causa di circostanze particolari, l'operatore aereo non sia in grado di fornire tutti i dati necessari per la metodologia di monitoraggio prevista;
  - d) i fattori di emissione applicati per ciascun tipo di carburante o, nel caso di carburanti alternativi, le metodologie impiegate per determinare i fattori di emissione, compresi la metodologia del campionamento, i metodi di analisi, la descrizione dei laboratori utilizzati e del loro accreditamento e/o delle loro procedure di garanzia della qualità;
  - e) una descrizione delle procedure e dei sistemi per identificare, valutare e gestire le lacune nei dati ai sensi dell'articolo 66, paragrafo 2.
3. CONTENUTI MINIMI DEI PIANI DI MONITORAGGIO DEI DATI RELATIVI ALLE TONNELLATE-CHILOMETRO
- Il piano di monitoraggio dei dati relativi alle tonnellate-chilometro contiene le seguenti informazioni:
- a) gli elementi riportati nella sezione 2, punto 1, del presente allegato;

- b) una descrizione delle procedure scritte utilizzate per determinare i dati relativi alle tonnellate-chilometro per volo, ivi compresi:
- i) le procedure, le responsabilità, le fonti di dati e le formule di calcolo per determinare e registrare la distanza per coppia di aerodromi;
  - ii) il livello applicato per determinare la massa di passeggeri, compreso il bagaglio imbarcato; per il livello 2, occorre fornire una descrizione della procedura applicata per ricavare la massa dei passeggeri e del bagaglio;
  - iii) una descrizione delle procedure utilizzate per determinare la massa delle merci e della posta, se del caso;
  - iv) una descrizione degli apparecchi di misura impiegati per misurare la massa dei passeggeri, delle merci e della posta, ove applicabile.
-

## ALLEGATO II

**Definizione dei livelli per le metodologie fondate su calcoli applicate agli impianti (articolo 12, paragrafo 1)**

## 1. DEFINIZIONE DEI LIVELLI PER I DATI DI ATTIVITÀ

In conformità all'articolo 28, paragrafo 1, lettera a), e all'articolo 29, paragrafo 2, primo comma, nonché all'allegato IV del presente regolamento, le soglie di incertezza di cui alla tabella 1 corrispondono ai livelli applicabili per i requisiti relativi ai dati di attività. Le soglie di incertezza si riferiscono alle incertezze massime ammesse per la determinazione dei flussi di fonti nell'arco di un periodo di comunicazione.

Se la tabella 1 non include attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE e non viene utilizzato il bilancio di massa, il gestore per tali attività applicherà i livelli elencati nella tabella 1 alla voce «Combustione di combustibili e combustibili usati come elementi in entrata».

Tabella 1

**Livelli applicabili per i dati di attività (incertezza massima ammissibile per ogni livello)**

Attività/tipo di flusso di fonte	Parametro cui si applica l'incertezza	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
<b>Combustione di combustibili e combustibili usati come elementi in entrata</b>					
Combustibili commerciali standard	Quantitativo di combustibile [t] o [Nm <sup>3</sup> ]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Altri combustibili gassosi e liquidi	Quantitativo di combustibile [t] o [Nm <sup>3</sup> ]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Combustibili solidi	Quantitativo di combustibile [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Combustione in torcia	Quantitativo di gas di torcia [Nm <sup>3</sup> ]	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	
Lavaggio (scrubbing): carbonati (metodo A)	Quantitativo di carbonati consumati [t]	± 7,5 %			
Lavaggio (scrubbing): gesso (metodo B)	Quantitativo di gesso prodotto [t]	± 7,5 %			
Lavaggio (scrubbing): urea	Quantitativo di urea consumato	± 7,5 %			
<b>Raffinazione di petrolio</b>					
Rigenerazione di impianti di cracking catalitico (*)	I requisiti in materia di incertezza si applicano separatamente per ciascuna fonte di emissione	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
<b>Produzione di coke</b>					
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
<b>Arrostimento e sinterizzazione di minerali metalliferi</b>					
Elementi in entrata e residui di processo contenenti carbonati	Materiali in entrata e residui di processo contenenti carbonati [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

Attività/tipo di flusso di fonte	Parametro cui si applica l'incertezza	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
<b>Produzione di ferro e acciaio</b>					
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	Ogni flusso di massa in entrata e in uscita dall'impianto [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
<b>Produzione di clinker</b>					
Elementi in entrata ai forni (metodo A)	Ogni elemento in entrata ai forni [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Quantità di clinker prodotto (metodo B)	Quantitativo di clinker prodotto [t]	± 5 %	± 2,5 %		
CKD (polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento)	CKD o polvere da bypass [t]	n.a. (**)	± 7,5 %		
Carbonio non derivante da carbonati	Ogni materia prima [t]	± 15 %	± 7,5 %		
<b>Produzione di calce e calcinazione di dolomite e magnesite</b>					
Carbonati e altri materiali di processo (metodo A)	Ogni elemento in entrata ai forni [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Ossidi alcalino-terrosi (metodo B)	Calce prodotta [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Polvere captata nei forni (metodo B)	Polvere captata nei forni [t]	n.a. (**)	± 7,5 %		
<b>Produzione di vetro e lana minerale</b>					
Carbonati e altri materiali di processo (in entrata)	Ogni materia prima o additivo contenente carbonati e associato a emissioni di CO <sub>2</sub> [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
<b>Fabbricazione di prodotti ceramici</b>					
Carbonio in entrata (metodo A)	Ogni materia prima o additivo contenente carbonati e associato alle emissioni di CO <sub>2</sub> [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Ossidi alcalini (metodo B)	Produzione lorda, ivi compresi i prodotti scartati e il rottame di vetro dai forni e dalle spedizioni [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Lavaggio (scrubbing)	CaCO <sub>3</sub> anidro consumato [t]	± 7,5 %			
<b>Produzione di polpa di cellulosa e carta</b>					
Prodotti chimici ausiliari	Quantità di CaCO <sub>3</sub> e Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
<b>Produzione di nerofumo (carbon black)</b>					
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

Attività/tipo di flusso di fonte	Parametro cui si applica l'incertezza	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
<b>Produzione di ammoniaca</b>					
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	Quantitativo di combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo [t] o [Nm <sup>3</sup> ]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
<b>Produzione di idrogeno e gas di sintesi</b>					
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	Quantitativo di combustibile usato come materiale in entrata per la produzione di idrogeno [t] o [Nm <sup>3</sup> ]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
<b>Produzione di prodotti chimici organici su larga scala</b>					
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
<b>Produzione o lavorazione di metalli ferrosi e non ferrosi, compreso l'alluminio secondario</b>					
Emissioni di processo	Ogni materiale in entrata o residuo di processo utilizzato come materiale in entrata nel processo [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
<b>Produzione di alluminio primario</b>					
Metodologia basata sul bilancio di massa	Ogni materiale in entrata e in uscita [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Emissioni di PFC (metodo «slope»)	Produzione di alluminio primario in [t], durata dell'effetto anodico (minuti) in [numero di effetti anodici/cella-giorno] e [minuti di effetto anodico/frequenza]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Emissioni di PFC (metodo «overvoltage»)	produzione di alluminio primario in [t], sovratensione dell'effetto anodico [mV] e rendimento di corrente [-]	± 2,5 %	± 1,5 %		
(*) Per il monitoraggio delle emissioni derivanti dall'attività di rigenerazione di cracker catalitici (rigenerazione di altri catalizzatori e apparecchiature per il coking flessibile) nelle raffinerie di petrolio, il livello di incertezza richiesto è correlato all'incertezza totale di tutte le emissioni provenienti da questa fonte.					
(**) La quantità [t] di polvere CKD o polvere da bypass (se del caso) in uscita dal sistema del forno nel corso di un periodo di comunicazione è stimata sulla base delle linee guida sulle migliori prassi del settore.					

## 2. DEFINIZIONE DEI LIVELLI PER I FATTORI DI CALCOLO PER LE EMISSIONI DI COMBUSTIONE

I gestori monitorano le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da tutti i tipi di processi di combustione che si verificano nell'ambito di tutte le attività elencate all'allegato I della direttiva 2003/87/CE o incluse nel sistema dell'Unione, di cui all'articolo 24 della medesima direttiva, utilizzando le definizioni dei livelli specificate nella presente sezione. Qualora come materiali in entrata siano impiegati combustibili o materiali combustibili che danno luogo a emissioni di CO<sub>2</sub>, si applica la sezione 5 del presente allegato. Se i combustibili fanno parte di un bilancio di massa ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 1, del presente regolamento, si applicano le definizioni dei livelli indicate per i bilanci di massa nella sezione 3 del presente allegato.

Per le emissioni di processo derivanti dallo scrubbing degli effluenti gassosi si applicano i livelli di cui alle sezioni 4 e 5 del presente allegato, in funzione dei casi.



## 2.1 Livelli applicabili per i fattori di emissione

Se per un combustibile o materiale misto è determinata una frazione di biomassa, i livelli definiti si applicano al fattore di emissione preliminare. Per i combustibili e i materiali fossili i livelli si riferiscono al fattore di emissione.

**Livello 1:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

- a) i fattori standard di cui all'allegato VI, sezione 1;
- b) altri valori costanti in conformità all'articolo 31, paragrafo 1, lettera e), qualora l'allegato VI, sezione 1, non contenga un valore applicabile.

**Livello 2a:** Il gestore applica fattori di emissione specifici per paese per ogni combustibile o materiale, conformemente all'articolo 31, paragrafo 1, lettere b) e c), o i valori di cui all'articolo 31, paragrafo 1, lettera d).

**Livello 2b:** Il gestore ricava i fattori di emissione per il combustibile sulla base di uno dei seguenti valori approssimativi riconosciuti, unitamente a una correlazione empirica determinata almeno una volta all'anno a norma degli articoli da 32 a 35 e dell'articolo 39:

- a) misura della densità di oli o gas specifici, compresi quelli di comune utilizzo nelle raffinerie o nell'industria dell'acciaio;
- b) potere calorifico netto per tipi specifici di carbone.

Il gestore si accerta che la correlazione soddisfi i criteri di una buona prassi tecnica e che venga applicata solo ai valori della variabile surrogata che rientrano nell'intervallo per la quale è stata stabilita.

**Livello 3:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

- a) determinazione del fattore di emissione conformemente alle disposizioni pertinenti degli articoli da 32 a 35;
- b) la correlazione empirica determinata per il livello 2b, se il gestore dimostra, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che l'incertezza della correlazione empirica non è superiore a 1/3 del valore di incertezza cui il gestore deve attenersi per quanto riguarda la determinazione dei dati relativi all'attività del carburante o materiale in questione.

## 2.2 Livelli applicabili per il potere calorifico netto (NCV)

**Livello 1:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

- a) i fattori standard di cui all'allegato VI, sezione 1;
- b) altri valori costanti in conformità all'articolo 31, paragrafo 1, lettera e), qualora l'allegato VI, sezione 1, non contenga un valore applicabile.

**Livello 2a:** Il gestore applica fattori specifici per paese per ciascun combustibile, conformemente all'articolo 31, paragrafo 1, lettere b) e c) o i valori determinati ai sensi dell'articolo 31, paragrafo 1, lettera d).

**Livello 2b:** Per i combustibili scambiati a fini commerciali, si utilizza il potere calorifico netto ricavato dai dati sugli acquisti per i rispettivi combustibili indicati dal fornitore di combustibili, a condizione che tale valore sia ricavato secondo norme nazionali o internazionali accettate.

**Livello 3:** Il gestore determina il potere calorifico netto conformemente agli articoli da 32 a 35.

## 2.3 Livelli applicabili per i fattori di ossidazione

**Livello 1:** Il gestore applica un fattore di ossidazione pari a 1.

**Livello 2:** Il gestore applica fattori di ossidazione per ciascun combustibile, conformemente all'articolo 31, paragrafo 1, lettere b) o c).

**Livello 3:** Per i combustibili il gestore calcola fattori specifici all'attività sulla base del tenore di carbonio delle ceneri, degli effluenti e di altri rifiuti e sottoprodotti, nonché delle altre forme gassose non completamente ossidate del carbonio emesso, ad eccezione del CO. I dati relativi alla composizione sono determinati conformemente alle disposizioni degli articoli da 32 a 35.

## 2.4 Livelli applicabili per la frazione di biomassa

**Livello 1:** Il gestore applica un valore tra quelli pubblicati dall'autorità competente o dalla Commissione o i valori determinati a norma dell'articolo 31, paragrafo 1.

**Livello 2:** Il gestore applica un metodo di stima approvato conformemente all'articolo 39, paragrafo 2, secondo comma.

**Livello 3:** Il gestore applica analisi conformemente all'articolo 39, paragrafo 2, primo comma, e agli articoli da 32 a 35.

Se un operatore ritiene che una frazione fossile sia pari al 100 % ai sensi dell'articolo 39, paragrafo 1, non vengono assegnati livelli per la frazione di biomassa.

## 3. DEFINIZIONE DEI LIVELLI APPLICABILI PER I FATTORI DI CALCOLO PER I BILANCI DI MASSA

Se utilizza un bilancio di massa in conformità all'articolo 25, il gestore impiega le definizioni dei livelli contenute nella presente sezione.

### 3.1 Livelli applicabili per il tenore di carbonio

Il gestore applica uno dei livelli elencati qui di seguito. Per ricavare il tenore di carbonio da un fattore di emissione, il gestore utilizza le seguenti equazioni:

a) per i fattori di emissione espressi in t CO<sub>2</sub>/TJ:  $C = (EF \times NCV)/f$

b) per i fattori di emissione espressi in t CO<sub>2</sub>/t:  $C = EF/f$

In queste formule C è il tenore di carbonio espresso sotto forma di frazione (tonnellata di carbonio per tonnellata di prodotto), EF è il fattore di emissione, NCV è il potere calorifico netto e f è il fattore di cui all'articolo 36, paragrafo 3.

Se per un combustibile o materiale misto è determinata una frazione di biomassa, i livelli definiti si riferiscono al tenore di carbonio totale. La frazione di biomassa del carbonio è calcolata in base ai livelli definiti nella sezione 2.4 del presente allegato.

**Livello 1:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

a) il tenore di carbonio ottenuto dai fattori standard elencati nell'allegato VI, sezioni 1 e 2;

b) altri valori costanti in conformità all'articolo 31, paragrafo 1, lettera e), qualora l'allegato VI, sezioni 1 e 2, non contenga un valore applicabile.

**Livello 2a:** Il gestore ricava il tenore di carbonio da fattori di emissione specifici per paese per il carburante o materiale corrispondente, conformemente all'articolo 31, paragrafo 1, lettere b) o c), o dai valori di cui all'articolo 31, paragrafo 1, lettera d).

**Livello 2b:** Il gestore ricava il tenore di carbonio dai fattori di emissione per il combustibile sulla base di uno dei seguenti indicatori surrogati riconosciuti, in associazione con una correlazione empirica determinata almeno una volta all'anno, a norma degli articoli da 32 a 35:

a) misura della densità di oli o gas specifici comunemente utilizzati, per esempio, nelle raffinerie o nell'industria dell'acciaio;

b) potere calorifico netto per tipi specifici di carbone.

Il gestore si accerta che la correlazione soddisfi i criteri di una buona prassi tecnica e che venga applicata solo ai valori della variabile surrogata che rientrano nell'intervallo per la quale è stata stabilita.

**Livello 3:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

a) determinazione del tenore di carbonio conformemente alle disposizioni pertinenti degli articoli da 32 a 35;

b) la correlazione empirica determinata per il livello 2b, se il gestore dimostra, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che l'incertezza della correlazione empirica non è superiore a 1/3 del valore di incertezza cui il gestore deve attenersi per quanto riguarda la determinazione dei dati relativi all'attività del carburante o materiale in questione.

### 3.2 Livelli applicabili per i poteri calorifici netti (NCV)

Si utilizzano i livelli di cui alla sezione 2.2 del presente allegato.

### 3.3 Livelli applicabili per la frazione di biomassa

Si utilizzano i livelli di cui alla sezione 2.4 del presente allegato.

#### 4. DEFINIZIONE DEI LIVELLI APPLICABILI PER I FATTORI DI CALCOLO PER LE EMISSIONI DI PROCESSO DERIVANTI DALLA DECOMPOSIZIONE DEI CARBONATI

Per tutte le emissioni di processo, se sono monitorate usando la metodologia standard a norma dell'articolo 24, paragrafo 2, si applicano le seguenti definizioni dei livelli per il fattore di emissione e il fattore di conversione:

- (a) **Metodo A** Basato sugli elementi in entrata, il fattore di emissione e i dati di attività correlati alla quantità di materiale in entrata al processo.
- (b) **Metodo B** Basato sugli elementi in uscita, il fattore di emissione e i dati di attività correlati alla quantità di materiale in uscita dal processo.

#### 4.1 Livelli applicabili per il fattore di emissione secondo il metodo A

**Livello 1:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

- (a) i fattori standard elencati nell'allegato VI, sezione 2, tabella 2;
- (b) altri valori costanti in conformità all'articolo 31, paragrafo 1, lettera e), qualora l'allegato VI non contenga un valore applicabile.

**Livello 2:** Il gestore applica fattori specifici per paese, conformemente all'articolo 31, paragrafo 1, lettere b) o c) o valori determinati a norma dell'articolo 31, paragrafo 1, lettera d).

**Livello 3:** Il gestore determina il fattore di emissione conformemente agli articoli da 32 a 35. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano, se del caso, i rapporti stechiometrici riportati nell'allegato VI, sezione 2.

#### 4.2 Livelli applicabili per il fattore di emissione secondo il metodo A

**Livello 1:** Si utilizza un fattore di conversione pari a 1.

**Livello 2:** I carbonati e le altre forme di carbonio in uscita dal processo sono presi in considerazione applicando un fattore di conversione compreso tra 0 e 1. Il gestore può considerare che la conversione sia completa per uno o più materiali in entrata e imputare i materiali non convertiti o altre forme di carbonio ai rimanenti materiali in entrata. La determinazione degli altri parametri chimici pertinenti dei prodotti avviene secondo le modalità descritte negli articoli da 32 a 35.

#### 4.3 Livelli applicabili per il fattore di emissione con il metodo B

**Livello 1:** Il gestore applica una delle opzioni seguenti:

- a) i fattori standard elencati nell'allegato VI, sezione 2, tabella 3;
- b) altri valori costanti in conformità all'articolo 31, paragrafo 1, lettera e), qualora l'allegato VI non contenga un valore applicabile.

**Livello 2:** Il gestore applica per le emissioni un fattore specifico per paese, conformemente all'articolo 31, paragrafo 1, lettere b) o c) o ai valori di cui all'articolo 31, paragrafo 1, lettera d).

**Livello 3:** Il gestore determina il fattore di emissione conformemente agli articoli da 32 a 35. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nell'allegato VI, sezione 2, tabella 3, ipotizzando che tutti gli ossidi di metallo pertinenti siano derivati dai rispettivi carbonati. A tal fine il gestore tiene conto almeno di CaO e MgO e fornisce all'autorità competente elementi di prova che consentano di stabilire quali altri ossidi metallici sono legati ai carbonati contenuti nelle materie prime.

#### 4.4 Livelli applicabili per il fattore di conversione con il metodo B

**Livello 1:** Si utilizza un fattore di conversione pari a 1.

**Livello 2:** La quantità di composti non carbonati dei metalli pertinenti presente nelle materie prime, compresi la polvere di ritorno o le ceneri volanti o altri materiali già calcinati, 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 dei materiali in entrata avviene secondo le modalità descritte negli articoli da 32 a 35.

5. DEFINIZIONE DEI LIVELLI APPLICABILI PER I FATTORI DI CALCOLO PER LE EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> DI PROCESSO DERIVANTI DA MATERIALI DIVERSI DAI CARBONATI

I materiali di processo che danno luogo a emissioni di CO<sub>2</sub>, compresi l'urea, il coke, la grafite e altri materiali contenenti carbonio ma non provenienti dai carbonati, sono monitorati secondo un approccio basato sui materiali entranti conformemente alla presente sezione, a meno che non siano ripresi nel bilancio di massa.

**5.1 Livelli applicabili per i fattori di emissione**

Si utilizzano i livelli di cui alla sezione 2.1 del presente allegato.

**5.2 Livelli applicabili per il potere calorifico netto (NCV)**

Se il materiale di processo contiene carbonio combustibile, il gestore comunica il valore dell'NCV. Si utilizzano i livelli di cui alla sezione 2.2 del presente allegato.

**5.3 Livelli applicabili per i fattori di conversione/ossidazione**

Se il materiale di processo contiene carbonio combustibile, il gestore applica un fattore di ossidazione. A tal fine si utilizzano i livelli riportati nella sezione 2.3 del presente allegato.

In tutti gli altri casi il gestore applica un fattore di conversione. A tal fine si applicano le seguenti definizioni dei livelli:

**Livello 1:** Si utilizza un fattore di conversione pari a 1.

**Livello 2:** Il carbonio in uscita dal processo è contabilizzato applicando un fattore di conversione compreso tra 0 e 1. Il gestore può considerare che la conversione sia completa per uno o più materiali in entrata e imputare i materiali non convertiti o altre forme di carbonio ai rimanenti materiali in entrata. La determinazione degli altri parametri chimici pertinenti dei prodotti avviene secondo le modalità descritte negli articoli da 32 a 35.

**5.4 Livelli applicabili per la frazione di biomassa**

Si utilizzano i livelli di cui alla sezione 2.4 del presente allegato.

---

## ALLEGATO III

**Metodologie di monitoraggio per le attività di trasporto aereo (Articoli 53 e 57)**

## 1. METODOLOGIE DI CALCOLO PER LA DETERMINAZIONE DEI GAS A EFFETTO SERRA NEL SETTORE DEL TRASPORTO AEREO

**Metodo A**

Il gestore applica la formula seguente:

Consumo effettivo di carburante per ogni volo [t] = quantitativo di carburante contenuto nei serbatoi dell'aeromobile al termine del rifornimento per il volo [t] – quantitativo di carburante contenuto nei serbatoi dell'aeromobile al termine del rifornimento per il volo successivo [t] + rifornimento di carburante per il volo successivo [t].

Se non viene effettuato il rifornimento per il volo in questione o per il volo successivo, il quantitativo di carburante contenuto nei serbatoi dell'aeromobile viene determinato al momento del posizionamento dei blocchi alle ruote all'uscita dell'aeromobile dalla piazzola di sosta (block-off) per il volo in questione o il volo successivo. Nel caso eccezionale in cui l'aeromobile svolga attività diverse dal volo, ad esempio nel caso di importanti interventi di manutenzione che comportano lo svuotamento dei serbatoi, dopo il volo per il quale si procede al monitoraggio del consumo di carburante, l'operatore aereo può sostituire il «Quantitativo di carburante contenuto nei serbatoi dell'aeromobile al termine del rifornimento per il volo successivo + Rifornimento di carburante per il volo successivo» con il «Quantitativo di carburante rimasto nei serbatoi all'inizio dell'attività successiva dell'aeromobile», secondo le indicazioni contenute nei registri tecnici.

**Metodo B**

Il gestore applica la formula seguente:

Carburante effettivamente consumato per ogni volo [t] = quantitativo di carburante rimasto nei serbatoi dell'aeromobile al momento del posizionamento dei blocchi alle ruote all'entrata dell'aeromobile in piazzola di sosta (block-on) al termine del volo precedente [t] + rifornimento di carburante per il volo [t] quantitativo di carburante contenuto nei serbatoi al block-on al termine del volo [t].

Il momento di block-on può essere considerato il momento in cui il motore viene spento. Se un aeromobile non ha effettuato un volo prima del volo per il quale viene controllato il consumo di carburante, invece di utilizzare il «Quantitativo di carburante rimasto nei serbatoi dell'aeromobile al momento del posizionamento dei blocchi alle ruote all'entrata dell'aeromobile in piazzola di sosta (block-on) al termine del volo precedente» si può utilizzare il «Quantitativo di carburante rimasto nei serbatoi dell'aeromobile al termine della precedente attività dell'aeromobile», secondo le indicazioni contenute nei registri tecnici.

## 2. FATTORI DI EMISSIONE PER I CARBURANTI STANDARD

Tabella 1

**Fattori di emissione di CO<sub>2</sub> dei carburanti per aviazione**

Carburante	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> /t carburante)
Benzina avio (AvGas)	3,10
Benzina per aeromobili (JET B)	3,10
Kerosene per aeromobili (jet A1 o jet A)	3,15

## 3. CALCOLO DELLA DISTANZA ORTODROMICA

Distanza [km] = distanza ortodromica [km] + 95 km

La «distanza ortodromica» è la distanza più breve tra due punti sulla superficie della Terra, approssimata usando il sistema di cui all'articolo 3.7.1.1, allegato 15, della convenzione di Chicago (WGS 84).

La latitudine e la longitudine degli aerodromi sono ricavate dai dati sull'ubicazione dell'aerodromo pubblicati nelle Aeronautical Information Publications («AIP») a norma dell'allegato 15 della convenzione di Chicago oppure da una fonte che utilizzi i dati AIP.

È consentito l'uso di distanze calcolate con un software o da terzi a condizione che la metodologia di calcolo si basi sulla formula riportata nella presente sezione, sui dati AIP e sulle prescrizioni della WGS 84.

---

## ALLEGATO IV

**Metodologie di monitoraggio specifiche per attività per gli impianti (articolo 20, paragrafo 2)**

## 1. NORME DI MONITORAGGIO SPECIFICHE PER LE EMISSIONI DERIVANTI DAI PROCESSI DI COMBUSTIONE

**A. Campo di applicazione**

I gestori monitorano le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da tutti i tipi di processi di combustione che si verificano nell'ambito di tutte le attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE o incluse nel sistema dell'Unione di cui all'articolo 24 della medesima direttiva, compresi i relativi processi di lavaggio (scrubbing) in base alle norme specificate nel presente allegato. Le emissioni derivanti da carburanti usati come elementi in entrata in un processo sono considerate emissioni di combustione ai fini delle metodologie di monitoraggio e comunicazione, fatte salve le altre classificazioni delle emissioni.

Le emissioni provenienti dai motori a combustione interna utilizzati a fini di trasporto non sono oggetto di monitoraggio o comunicazione ad opera del gestore. Il gestore assegna all'impianto tutte le emissioni provenienti dalla combustione di combustibili presso l'impianto, indipendentemente dalle esportazioni di calore o elettricità verso altri impianti. Il gestore non assegna all'impianto importatore le emissioni associate alla produzione di calore o elettricità importate da altri impianti.

Il gestore include almeno le seguenti fonti di emissioni: caldaie, bruciatori, turbine, riscaldatori, altoforni, inceneritori, forni di vario tipo, essiccatoi, motori, pile a combustibile, unità di CLC (*chemical looping combustion*), torce, dispositivi post-combustione termici o catalitici, apparecchiature di scrubbing (emissioni di processo) e ogni altro apparecchio o macchina che utilizzi combustibile, esclusi gli apparecchi o le macchine muniti di motori a combustione usati per il trasporto.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Le emissioni derivanti dai processi di combustione sono calcolate conformemente all'articolo 24, paragrafo 1, a meno che i combustibili siano inclusi in un bilancio di massa a norma dell'articolo 25. Si applicano i livelli specificati nella sezione 2 dell'allegato II. Inoltre, le emissioni di processo derivanti dallo scrubbing di effluenti gassosi sono monitorate secondo le disposizioni di cui alla sottosezione C.

Per le emissioni provenienti da torce si applicano prescrizioni specifiche, secondo quanto specificato nella sottosezione D della presente sezione.

I processi di combustione che si verificano nei terminali di trattamento gas possono essere monitorati con l'ausilio di un bilancio di massa, ai sensi dell'articolo 25.

**C. Scrubbing (lavaggio) degli effluenti gassosi****C.1 Desolfurazione**

Le emissioni di processo di CO<sub>2</sub> derivanti dall'uso di carbonati per il lavaggio degli effluenti gassosi acidi si calcolano a norma dell'articolo 24, paragrafo 2, in base al quantitativo di carbonato consumato (metodo A) o al quantitativo di gesso prodotto (metodo B), come specificato di seguito. Le disposizioni seguenti si applicano in deroga all'allegato II, sezione 4.

**Metodo A: Fattore di emissione**

**Livello 1:** il fattore di emissione è derivato dai rapporti stechiometrici di cui all'allegato VI, sezione 2. La quantità di CaCO<sub>3</sub> e di MgCO<sub>3</sub> o di altri carbonati nel relativo materiale in entrata viene determinata in base alle linee guida sulle migliori prassi del settore.

**Metodo B: Fattore di emissione**

**Livello 1:** il fattore di emissione è il rapporto stechiometrico tra il gesso anidro (CaSO<sub>4</sub> × 2H<sub>2</sub>O) e il CO<sub>2</sub> emesso: 0,2558 t CO<sub>2</sub>/t gesso.

Fattore di conversione:

**Livello 1:** Si utilizza un fattore di conversione pari a 1.

## C.2 De-NO<sub>x</sub>

In deroga alla sezione 5 dell'allegato II, le emissioni di processo di CO<sub>2</sub> derivanti dall'uso di urea per lo scrubbing degli effluenti gassosi va calcolato conformemente all'articolo 24, paragrafo 2, applicando i livelli seguenti.

Fattore di emissione:

Livello 1: La quantità di urea nel relativo materiale in entrata viene determinata in base alle linee guida sulle migliori prassi del settore. Il fattore di emissione è determinato utilizzando un rapporto stechiometrico di 0,7328 t CO<sub>2</sub>/t urea.

Fattore di conversione:

Si applica esclusivamente il livello 1.

## D. Torce

Nel calcolare le emissioni provenienti dalle torce, il gestore tiene conto delle emissioni prodotte dalla combustione in torcia effettuata di routine e per esigenze operative (disinnesti, avviamenti e fermate, nonché sfiati di emergenza). Il gestore include anche il CO<sub>2</sub> intrinseco ai sensi dell'articolo 48.

In deroga alla sezione 2.1 dell'allegato II, i livelli 1 e 2b per il fattore di emissione sono così definiti:

**Livello 1:** Il gestore usa un fattore di emissione di riferimento pari a 0,00393 t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>, ricavato dalla combustione di etano puro, utilizzato prudenzialmente come indicatore dei gas bruciati in torcia.

**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 ciascun flusso che contribuisce, si ricava una cifra media annua ponderata per il peso molecolare del gas bruciato in torcia.

In deroga alla sezione 2.3 dell'allegato II, nel caso delle torce si applicano, per il fattore di ossidazione, soltanto i livelli 1 e 2.

## 2. RAFFINAZIONE DI PETROLIO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

### A. Campo di applicazione

Il gestore monitora e comunica tutte le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dai processi di combustione e produzione che si verificano nelle raffinerie.

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: 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, unità di produzione di idrogeno, unità di processo Claus, rigenerazione di catalizzatori (da cracking catalitico e altri processi catalitici) e apparecchiature per il coking (coking flessibile, coking ritardato).

### B. Norme di monitoraggio specifiche

Il monitoraggio delle attività di raffinazione del petrolio avviene secondo il disposto della sezione 1 del presente allegato per le emissioni di combustione, compreso lo scrubbing degli effluenti gassosi. Il gestore può scegliere di utilizzare la metodologia di bilancio di massa conformemente all'articolo 25 per l'intera raffineria o per singole unità di processo, come gli impianti di gassificazione degli idrocarburi pesanti o gli impianti di calcinazione. Qualora si ricorra a combinazioni di metodologia standard e bilancio di massa, il gestore fornisce all'autorità competente le prove che dimostrano la completezza delle emissioni considerate e l'assenza di doppi conteggi delle emissioni.

Le emissioni derivanti da unità di produzione di idrogeno dedicate sono monitorate in conformità alla sezione 19 del presente allegato.

In deroga agli articoli 24 e 25, le emissioni derivanti dall'attività di rigenerazione di cracker catalitici e di altri catalizzatori e dalle apparecchiature per il coking flessibile sono monitorate determinando il bilancio di massa, 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>, applicando il rapporto di massa: t CO<sub>2</sub> = 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 agli articoli da 32 a 35. La metodologia specifica di calcolo deve essere approvata dall'autorità competente.



3. PRODUZIONE DI COKE, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

**A. Campo di applicazione**

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: materie prime (compresi carbone o coke di petrolio), combustibili convenzionali (compreso il gas naturale), gas di processo (tra cui gas di altoforno), altri combustibili e scrubbing dei gas di scarico.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Per il monitoraggio delle emissioni derivanti dalla produzione di coke, il gestore può scegliere di utilizzare un bilancio di massa conformemente all'articolo 25 e alla sezione 3 dell'allegato II oppure la metodologia standard ai sensi dell'articolo 24 e delle sezioni 2 e 4 dell'allegato II.

4. ARROSTIMENTO E SINTERIZZAZIONE DI MINERALI METALLICI, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

**A. Campo di applicazione**

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: materie prime (calcinazione di calcare, dolomite e minerali di ferro carbonati, come il FeCO<sub>3</sub>), combustibili convenzionali (tra cui gas naturale e coke/coke minuto), gas di processo (inclusi 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 e lo scrubbing di effluenti gassosi.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Per il monitoraggio delle emissioni derivanti dall'arrostitimento, dalla sinterizzazione o dalla pellettizzazione di minerali metallici, il gestore può scegliere di utilizzare un bilancio di massa conformemente all'articolo 25 e alla sezione 3 dell'allegato II oppure la metodologia standard ai sensi dell'articolo 24 e delle sezioni 2, 4 e 5 dell'allegato II.

5. PRODUZIONE DI GHISA E ACCIAIO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

**A. Campo di applicazione**

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: materie prime (calcinazione di calcare, dolomite e minerali di ferro carbonati, come il FeCO<sub>3</sub>), combustibili convenzionali (inclusi gas naturale, carbone e coke), agenti riducenti (coke, carbone, plastica), gas di processo (gas di cokeria, gas di altoforno e gas di forno ad ossigeno basico), consumo degli elettrodi in grafite, altri combustibili, scrubbing dei gas di scarico.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Per il monitoraggio delle emissioni derivanti dalla produzione di ghisa e acciaio, il gestore può scegliere di utilizzare un bilancio di massa conformemente all'articolo 25 e alla sezione 3 dell'allegato II oppure la metodologia standard ai sensi dell'articolo 24 e delle sezioni 2 e 4 dell'allegato II, perlomeno per una parte dei flussi di fonti, evitando lacune o doppi conteggi delle emissioni.

In deroga alla sezione 3.1 dell'allegato II, il livello 3 per il tenore di carbonio è definito come segue:

**Livello 3:** il gestore calcola il tenore di carbonio del flusso in entrata o in uscita a norma degli articoli da 32 a 35 relativamente al campionamento rappresentativo di combustibili, prodotti e sottoprodotti, nonché alla determinazione del loro tenore di carbonio e della loro frazione di biomassa. Il gestore determina il tenore di carbonio di prodotti o prodotti semifiniti sulla base di analisi annue eseguite secondo quanto disposto dagli articoli da 32 a 35, oppure ricava tale dato dai valori medi relativi alla composizione, secondo quanto indicato nelle norme nazionali o internazionali pertinenti.

6. PRODUZIONE O LAVORAZIONE DI METALLI FERROSI E NON FERROSI, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

**A. Campo di applicazione**

Il gestore non applica le disposizioni della presente sezione per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla produzione di ghisa e acciaio nonché di alluminio primario.

Il gestore include almeno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: combustibili tradizionali; combustibili alternativi tra cui materiali granulati in plastica provenienti da impianti di post-frantumazione; agenti riducenti, tra cui coke e elettrodi in grafite; materie prime, tra cui calcare e dolomite; minerali concentrati metallici contenenti carbonio; materiali secondari usati come carica.

#### **B. Norme di monitoraggio specifiche**

Se il carbonio proveniente da combustibili o da materiali in entrata usati in questo impianto rimane nei prodotti o in altri elementi prodotti, il gestore applica il metodo del bilancio di massa conformemente all'articolo 25 e alla sezione 3 dell'allegato II. In caso contrario, il gestore calcola le emissioni di combustione e di processo separatamente, ricorrendo alla metodologia standard a norma dell'articolo 24 e delle sezioni 2 e 4 dell'allegato II

Nel caso in cui si utilizzi un bilancio di massa, il gestore può scegliere di includere le emissioni derivanti dai processi di combustione nel bilancio di massa o di utilizzare la metodologia standard secondo quanto disposto dall'articolo 24 e dalla sezione 1 del presente allegato per una parte dei flussi di fonti, evitando lacune o il doppio conteggio delle emissioni.

### **7. EMISSIONI DI CO<sub>2</sub> DERIVANTI DALLA PRODUZIONE O DALLA LAVORAZIONE DI ALLUMINIO PRIMARIO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE**

#### **A. Campo di applicazione**

Il gestore applica le disposizioni della presente sezione al monitoraggio e alla comunicazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla produzione di elettrodi per la fusione di alluminio primario, compresi gli impianti indipendenti per la produzione di tali elettrodi, e il consumo di elettrodi nel corso dell'elettrolisi.

Il gestore considera almeno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: combustibili per la produzione di calore o vapore, produzione di elettrodi, riduzione di Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> durante l'elettrolisi correlata al consumo di elettrodi, e impiego di soda o altri carbonati per lo scrubbing dei gas di scarico.

Le emissioni associate di perfluorocarburi (PFC) derivanti da effetti anodici, comprese le emissioni fuggitive, sono monitorate conformemente alla sezione 8 del presente allegato.

#### **B. Norme di monitoraggio specifiche**

Il gestore calcola le emissioni di CO<sub>2</sub> dalla produzione o dalla lavorazione di alluminio primario ricorrendo alla metodologia basata sul bilancio di massa secondo il disposto dell'articolo 25. La metodologia basata sul bilancio di massa tiene conto di tutto il carbonio contenuto negli elementi in entrata, nelle scorte, nei prodotti e in altre esportazioni riconducibili alla miscelazione, formazione, cottura e riciclaggio degli elettrodi così come dal consumo di elettrodi durante l'elettrolisi. Quando sono utilizzati anodi precotti è possibile calcolare bilanci di massa distinti per la produzione e il consumo, oppure un solo bilancio di massa comune che tenga conto sia della produzione che del consumo di elettrodi. Per le celle Søderberg, il gestore applica un bilancio di massa comune.

Per le emissioni derivanti da processi di combustione, il gestore può scegliere di includere le emissioni nel bilancio di massa o di utilizzare la metodologia standard secondo quanto disposto dall'articolo 24 e dalla sezione 1 del presente allegato, almeno per una parte dei flussi di fonti, evitando lacune o il doppio conteggio delle emissioni.

### **8. EMISSIONI DI PFC DERIVANTI DALLA PRODUZIONE O DALLA LAVORAZIONE DI ALLUMINIO PRIMARIO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE**

#### **A. Campo di applicazione**

Il gestore applica le seguenti disposizioni alle emissioni di perfluorocarburi (PFC) derivanti da effetti anodici, comprese le emissioni fuggitive di PFC. Per le emissioni di CO<sub>2</sub> associate, tra cui le emissioni dovute alla produzione di elettrodi, il gestore applica la sezione 7 del presente allegato. L'operatore inoltre calcola le emissioni di PFC non legate agli effetti anodici sulla base di metodi di stima conformemente alle migliori pratiche del settore e degli orientamenti pubblicati dalla Commissione a tal fine.

## B. Determinazione delle emissioni di PFC

Le emissioni di PFC sono calcolate in base alle emissioni misurabili in un condotto o in un camino («emissioni da sorgenti puntiformi») oltre alle emissioni fuggitive, determinate sulla base dell'efficacia di raccolta del condotto:

emissioni di PFC (totali) = emissioni di PFC (condotto)/efficienza di raccolta

L'efficienza di raccolta è misurata quando si determinano i fattori di emissione specifici per impianto. Ai fini di tale determinazione, si applicano le indicazioni contenute nelle linee guida IPCC 2006 nella versione più recente (livello 3, sezione 4.4.2.4).

Il gestore calcola le emissioni di  $CF_4$  e  $C_2F_6$  emesse attraverso un condotto o un camino applicando uno dei due metodi seguenti:

- metodo A: si registra la durata dell'effetto anodico in minuti per cella-giorno;
- metodo B: si registra la sovratensione dell'effetto anodico.

### Metodo di calcolo A – Metodo «slope»

Per determinare le emissioni di PFC il gestore utilizza le seguenti equazioni:

$$\text{emissioni di } CF_4 \text{ [t]} = AEM \times (SEF_{CF_4}/1\ 000) \times Pr_{Al}$$

$$\text{emissioni di } C_2F_6 \text{ [t]} = \text{emissioni di } CF_4 \times F_{C_2F_6}$$

dove:

AEM = durata dell'effetto anodico in minuti/cella-giorno;

$SEF_{CF_4}$  = fattore di emissione «slope» [(kg  $CF_4$ /t Al prodotto)/(minuti effetto anodico/cella-giorno)]. Se si utilizzano diversi tipi di cella, possono essere applicati diversi SEF;

$Pr_{Al}$  = produzione annua di alluminio primario [t];

$F_{C_2F_6}$  = frazione di peso  $C_2F_6$  (t  $C_2F_6$  / t  $CF_4$ ).

La durata in minuti dell'effetto anodico per cella-giorno esprime la frequenza degli effetti anodici (numero di effetti anodici/cella-giorno) moltiplicata per la durata media degli effetti anodici (minuti effetto anodico/occorrenza):

$$AEM = \text{frequenza} \times \text{durata media}$$

**Fattore di emissione:** Il fattore di emissione per il  $CF_4$  (fattore di emissione «slope» -  $SEF_{CF_4}$ ) esprime la quantità [kg] di  $CF_4$  emessa per tonnellata di alluminio prodotta per minuto di effetto anodico/cella-giorno. Il fattore di emissione (frazione di peso  $F_{C_2F_6}$ ) di  $C_2F_6$  esprime la quantità [t] di  $C_2F_6$  emesso in proporzione alla quantità [t] di  $CF_4$  emesso.

**Livello 1:** Il gestore utilizza i fattori di emissione specifici della tecnologia riportati nella tabella 1 della presente sezione dell'allegato IV.

**Livello 2:** Il gestore utilizza i fattori di emissione specifici per impianto fissati per il  $CF_4$  e il  $C_2F_6$  stabiliti tramite misure sul campo continue o intermittenti. Per determinare tali fattori di emissione il gestore applica le indicazioni contenute nelle linee guida IPCC 2006 nella versione più recente (livello 3, sezione 4.4.2.4) <sup>(1)</sup>. Il fattore di emissione tiene conto altresì delle emissioni connesse agli effetti non anodici. Il gestore determina ciascun fattore di emissione con un'incertezza massima di  $\pm 15$  %.

Il gestore determina i fattori di emissione almeno ogni tre anni o con maggiore frequenza qualora vengano apportate all'impianto modifiche significative. Si considerano «modifiche significative» cambiamenti nella distribuzione della durata degli effetti anodici oppure cambiamenti nell'algoritmo di comando che influisce sulla combinazione dei tipi di effetti anodici o sulla natura della procedura di soppressione dell'effetto anodico.

<sup>(1)</sup> International Aluminium Institute; *The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol*; ottobre 2006; US Environmental Protection Agency and International Aluminium Institute; *Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF<sub>4</sub>) and Hexafluoroethane (C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>) Emissions from Primary Aluminum Production*; aprile 2008.

Tabella 1

**fattori di emissione specifici alla tecnologia per i dati di attività riferiti al metodo «slope».**

Tecnologia	Fattore di emissione per CF <sub>4</sub> (SEF <sub>CF4</sub> ) [(kg CF <sub>4</sub> /t Al)/(AE-min. effetto anodico/cella-giorno)]	Fattore di emissione per C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> (F <sub>C2F6</sub> ) [t C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> / t CF <sub>4</sub> ]
Celle prebake con alimentazione centrale (CWPB)	0,143	0,121
Celle Söderberg verticali (VSS)	0,092	0,053

**Metodo di calcolo B – Metodo «overvoltage»**

Quando è misurata la sovratensione dell'effetto anodico, il gestore calcola le emissioni di PFC applicando le seguenti equazioni:

$$\text{emissioni di CF}_4 \text{ [t]} = \text{OVC} \times (\text{AEO}/\text{CE}) \times \text{Pr}_{\text{Al}} \times 0,001$$

$$\text{emissioni di C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} = \text{emissioni di CF}_4 \times \text{F}_{\text{CF}_2\text{F}_6}$$

dove:

OVC = coefficiente di sovratensione («fattore di emissione») espresso in kg di CF<sub>4</sub> per tonnellata di alluminio prodotta per mV di sovratensione;

AEO = sovratensione dell'effetto anodico per cella [mV], definita come l'integrale di (tempo × tensione al di sopra della tensione di obiettivo) divisa per il tempo (durata) della raccolta dei dati;

CE = rendimento medio della corrente nella produzione di alluminio [%];

Pr<sub>Al</sub> = produzione annua di alluminio primario [t];

F<sub>CF<sub>2</sub>F<sub>6</sub></sub> = frazione di peso di C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> (t C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> / t CF<sub>4</sub>).

Il termine AEO/CE (sovratensione anodica/rendimento di corrente) esprime la sovratensione anodica media integrata nel tempo [mV di sovratensione] rispetto al rendimento di corrente medio [%].

**Fattore di emissione:** il fattore di emissione per il CF<sub>4</sub> («coefficiente di sovratensione», OVC) esprime la quantità [kg] di CF<sub>4</sub> emessa per tonnellata di alluminio prodotta per millivolt di sovratensione [mV]. Il fattore di emissione di C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> (frazione di peso <sub>C<sub>2</sub>F<sub>6</sub></sub>) esprime la quantità [t] di C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> emesso in proporzione alla quantità [t] di CF<sub>4</sub> emesso.

**Livello 1:** il gestore applica i fattori di emissione specifici per tecnologia riportati nella tabella 2 della presente sezione dell'allegato IV.

**Livello 2:** il gestore utilizza i fattori di emissione specifici per impianto per il CF<sub>4</sub> [(kg CF<sub>4</sub> / t Al) / (mV)] e C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> [t C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> / t CF<sub>4</sub>] stabiliti tramite misure sul campo continue o intermittenti. Per determinare tali fattori di emissione il gestore applica le indicazioni contenute nelle linee guida IPCC 2006 nella versione più recente (livello 3, sezione 4.4.2.4). Il gestore determina ciascun fattore di emissione con un'incertezza massima di ± 15 %.

Il gestore determina i fattori di emissione almeno ogni tre anni o con maggiore frequenza qualora vengano apportate all'impianto modifiche significative. Si considerano «modifiche significative» cambiamenti nella distribuzione della durata degli effetti anodici oppure cambiamenti nell'algoritmo di comando che influisce sulla combinazione dei tipi di effetti anodici o sulla natura della procedura di soppressione dell'effetto anodico.

Tabella 2

**fattori di emissione specifici per la tecnologia per i dati di attività relativi alla sovratensione.**

Tecnologia	Fattore di emissione per CF <sub>4</sub> [(kg CF <sub>4</sub> /t Al) / mV]	Fattore di emissione per C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> [t C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> / t CF <sub>4</sub> ]
Celle prebake con alimentazione centrale (CWPB)	1,16	0,121
Celle Söderberg verticali (VSS)	N.A.	0,053

**C. Determinazione delle emissioni di CO<sub>2(e)</sub>**

Il gestore calcola le emissioni di CO<sub>2(e)</sub> derivanti dalle emissioni di CF<sub>4</sub> e C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> come specificato di seguito, utilizzando i potenziali di riscaldamento globale elencati nell'allegato VI, sezione 3, tabella 6:

$$\text{emissioni di PFC [t CO}_{2(e)}] = \text{emissioni di CF}_4 \text{ [t]} * \text{GWP}_{\text{CF}_4} + \text{emissioni di C}_2\text{F}_6 \text{ [t]} * \text{GWP}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

**9. PRODUZIONE DI CLINKER (CEMENTO), PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE****A. Campo di applicazione**

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: calcinazione del calcare presente nelle materie prime, combustibili fossili convenzionali che alimentano i forni, materie prime e combustibili fossili alternativi che alimentano i forni, combustibili da biomassa che alimentano i forni (rifiuti della biomassa), combustibili non destinati ai forni, tenore di carbonio organico del calcare e degli scisti e materie prime usate per il lavaggio dei gas di scarico.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Le emissioni derivanti dalla combustione sono monitorate in conformità alla sezione 1 del presente allegato. Le emissioni di processo derivanti dai componenti di farina cruda sono monitorate secondo il disposto della sezione 4 dell'allegato II in base al tenore di carbonio degli elementi in entrata (metodo di calcolo A) o alla quantità di clinker prodotto (metodo di calcolo B). Nel metodo A, i carbonati da considerare comprendono almeno CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> e FeCO<sub>3</sub>. Nel metodo B il gestore tiene conto almeno di CaO e MgO e fornisce all'autorità competente le elementi di prova per stabilire in che misura occorre tenere conto di altre fonti di carbonio.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> dovute alle polveri eliminate dal processo e al carbonio organico presente nelle materie prime sono aggiunte conformemente alle sottosezioni C e D della presente sezione dell'allegato IV.

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

Se la polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (CKD) e la polvere da bypass fuoriescono dal sistema del forno, il gestore non considera le relative materie prime elementi in entrata al processo, ma calcola le emissioni dalla CKD conformemente alla sottosezione C.

A meno che la farina cruda non sia caratterizzata, il gestore applica i requisiti in materia di incertezza per i dati di attività separatamente a ciascun materiale carbonato in entrata al forno, avendo cura di evitare i doppi conteggi o le omissioni dovuti a materiali reintrodotti o bypassati. Se i dati di attività sono calcolati in base al clinker prodotto, la quantità netta di farina cruda può essere determinata con un rapporto empirico farina cruda/clinker specifico al sito. Tale rapporto è aggiornato almeno una volta all'anno sulla base delle linee guida sulle migliori prassi del settore.

**Metodo di calcolo B: Quantità di clinker prodotto**

Il gestore determina i dati di attività espressi come quantità di clinker prodotto [t] nell'arco del periodo di comunicazione in uno dei seguenti modi:

- mediante pesatura diretta del clinker;

- b) sulla base delle consegne di cemento, determinando il bilancio del materiale tenendo conto del clinker spedito fuori dall'impianto, delle forniture di clinker dall'esterno e delle variazioni delle scorte di clinker, applicando la seguente formula:

$$\text{clinker prodotto [t]} = ((\text{forniture di cemento [t]} - \text{variazione delle scorte di cemento [t]}) \times \text{rapporto clinker/cemento [t clinker/t cemento]}) - (\text{clinker approvvigionato dall'esterno [t]}) + (\text{clinker spedito [t]}) - (\text{variazione delle scorte di clinker [t]}).$$

Il gestore ricava il rapporto clinker/cemento per i diversi tipi di prodotti di cemento secondo le modalità descritte agli articoli da 32 a 35 o calcola tale rapporto in base alla differenza tra le forniture di cemento e le variazioni delle scorte e tutti i materiali usati come additivi nel cemento, comprese la polvere da bypass e la polvere CKD.

In deroga alla sezione 4 dell'allegato II, il livello 1 per il fattore di emissione è così definito:

**Livello 1:** Il gestore applica un fattore di emissione di 0,525 t CO<sub>2</sub> /t clinker.

#### C. Emissioni collegate alla polvere eliminata

Il gestore aggiunge le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla polvere da bypass o dalla polvere CKD in uscita dal sistema del forno, corretto da un fattore di calcinazione parziale delle polveri CKD calcolate come emissioni di processo conformemente all'articolo 24, paragrafo 2. In deroga alla sezione 4 dell'allegato II, i livelli 1 e 2 per il fattore di emissione sono così definiti:

**Livello 1:** Il gestore applica un fattore di emissione di 0,525 t CO<sub>2</sub> /t polvere.

**Livello 2:** Il gestore determina il fattore di emissione (EF) almeno una volta all'anno secondo il disposto degli articoli da 32 a 35, in base alla seguente formula:

$$EF_{CKD} = \left( \frac{EF_{cli}}{1 + EF_{cli}} \cdot d \right) / \left( 1 - \frac{EF_{cli}}{1 + EF_{cli}} \cdot d \right)$$

dove:

$EF_{CKD}$  = fattore di emissione della CKD parzialmente calcinata [t CO<sub>2</sub>/t CKD];

$EF_{cli}$  = fattore di emissione del clinker, specifico all'impianto [t 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).

Il livello 3 non si applica per il fattore di emissione.

#### D. Emissioni risultanti dal carbonio non proveniente da carbonati presente nella farina cruda

Il gestore determina 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 composizione della farina cruda nel forno, conformemente all'articolo 24, paragrafo 2.

Per il fattore di emissione valgono le seguenti definizioni dei livelli:

**Livello 1:** Il tenore di carbonio non derivante da carbonati presente nella materia prima è stimato secondo le linee guida sulle migliori prassi del settore.

**Livello 2:** Il tenore di carbonio non derivante da carbonati nella materia prima considerata è determinato almeno una volta all'anno secondo le modalità descritte negli articoli da 32 a 35.

Per il fattore di conversione si applicano le seguenti definizioni dei livelli:

**Livello 1:** Si utilizza un fattore di conversione pari a 1.

**Livello 2:** Il fattore di conversione è calcolato secondo le migliori prassi del settore.

### 10. PRODUZIONE DI CALCE VIVA O CALCINAZIONE DI DOLOMITE O MAGNESITE, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

#### A. Campo di applicazione

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: calcinazione del calcare, della dolomite o della magnesite contenuti nella materie prime, combustibili fossili convenzionali che alimentano i forni, materie prime e combustibili fossili alternativi che alimentano i forni, combustibili da biomassa usati per i forni (rifiuti della biomassa) e altri combustibili.

Se nei processi di depurazione sono usati la calce viva e il CO<sub>2</sub> derivante dal calcare, in modo che una quantità approssimativamente equivalente di CO<sub>2</sub> si trovi di nuovo in una forma legata, non è necessario che la decomposizione dei carbonati e il processo di depurazione figurino separatamente nel piano di monitoraggio dell'impianto.

#### B. Norme di monitoraggio specifiche

Le emissioni derivanti dalla combustione sono monitorate in conformità alla sezione 1 del presente allegato. Le emissioni di processo derivanti dalle materie prime sono monitorate in conformità alle sezioni 4 e 5 dell'allegato II. I carbonati di calcio e magnesio sono sempre presi in considerazione. Se utili per il calcolo delle emissioni, si considerano anche altri carbonati e il carbonio organico contenuti nelle materie prime.

Ai fini della metodologia fondata sugli elementi in entrata, i valori del tenore di carbonio vanno corretti in funzione del tenore di umidità e del contenuto di ganga del materiale. Nel caso della produzione di magnesio, è necessario considerare, se del caso, altri minerali contenenti magnesio diversi dai carbonati.

Si devono evitare doppi conteggi o omissioni dovuti ai materiali reintrodotti o bypassati. Quando si applica il metodo B, la polvere dei forni da calce è considerata come un flusso distinto, se del caso.

### 11. PRODUZIONE DI VETRO, FIBRA DI VETRO O MATERIALE ISOLANTE IN LANA MINERALE, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

#### A. Campo di applicazione

Il gestore applica le disposizioni della presente sezione anche agli impianti che producono vetro solubile e lana di vetro/roccia.

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: decomposizione dei carbonati alcalini e alcalino-terrosi derivanti dalla fusione delle materie prime, combustibili fossili convenzionali, materie prime e combustibili fossili alternativi, combustibili da biomassa (rifiuti della biomassa), altri combustibili, additivi carbonati, compresi il coke, la polvere di carbone e la grafite, post-combustione e scrubbing degli effluenti gassosi.

#### B. Norme di monitoraggio specifiche

Le emissioni derivanti dalla combustione, compreso lo scrubbing degli effluenti gassosi, sono monitorate in conformità alla sezione 1 del presente allegato. Le emissioni di processo derivanti dalle materie prime sono monitorate in conformità alla sezione 4 dell'allegato II. Tra i carbonati da prendere in considerazione si annoverano, perlomeno, CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, NaHCO<sub>3</sub>, BaCO<sub>3</sub>, Li<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, K<sub>2</sub>O<sub>3</sub> e SrCO<sub>3</sub>. Si utilizza soltanto il metodo A. Le emissioni provenienti da altri materiali di processo come il coke, la grafite e la polvere di carbone sono monitorate conformemente alla sezione 5 dell'allegato II.

In deroga alla sezione 4 dell'allegato II, per il fattore di emissione si applicano le seguenti definizioni dei livelli:

**Livello 1:** Si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella sezione 2 dell'allegato VI. La purezza dei materiali in entrata interessati è determinata secondo le migliori prassi del settore.

**Livello 2:** La quantità di carbonati da considerare, contenuta in ciascun materiale in entrata, è determinata secondo le modalità descritte agli articoli da 32 a 35.

Per il fattore di conversione si applica esclusivamente il livello 1.

### 12. FABBRICAZIONE DI PRODOTTI CERAMICI, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

#### A. Campo di applicazione

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: combustibili che alimentano i forni, calcinazione del calcare/della dolomite e degli altri carbonati contenuti nelle materie prime, calcare e altri carbonati utilizzati per l'abbattimento degli inquinanti atmosferici e altre tecniche di depurazione dei gas effluenti, additivi fossili/provenienti dalla biomassa utilizzati per conferire porosità, tra cui polistirolo, segatura o residui della produzione di carta, materiale organico fossile contenuto nell'argilla e altre materie prime.

#### B. Norme di monitoraggio specifiche

Le emissioni derivanti dalla combustione, compreso lo scrubbing dei gas effluenti, sono monitorate in conformità alla sezione 1 del presente allegato. Le emissioni di processo derivanti da componenti e additivi di farina cruda sono monitorate in conformità alle sezioni 4 e 5 dell'allegato II. Per i prodotti ceramici fabbricati a partire da argille purificate o sintetiche, il gestore può utilizzare il metodo A o il metodo B. Per i prodotti ceramici basati su argille non trasformate e quando vengono impiegati additivi o argille che presentano un notevole tenore di materiale organico, il gestore applica il metodo A. I carbonati di calcio sono sempre presi in considerazione. Se utili per il calcolo delle emissioni, si considerano anche gli altri carbonati e il carbonio organico contenuti nelle materie prime.

I dati di attività per i materiali in entrata per il metodo A possono essere determinati con un opportuno calcolo a ritroso basato sulle migliori prassi del settore e approvato dall'autorità competente. Questo calcolo tiene conto dei sistemi di misura disponibili per i prodotti verdi secchi o i prodotti cotti e delle fonti di dati appropriate per l'umidità dell'argilla e degli additivi, nonché della perdita di ricottura (perdita per ignizione) dei materiali in questione.

In deroga alla sezione 4 dell'allegato II, per i fattori di emissione, nel caso delle emissioni di processo legate alle materie prime, si applicano le seguenti definizioni dei livelli:

#### **Metodo A (basato sugli elementi in entrata)**

**Livello 1:** Ai fini del calcolo del fattore di emissione, al posto dei risultati delle analisi si applica un valore prudenziale di 0,2 tonnellate di  $\text{CaCO}_3$  (corrispondente a 0,08794 tonnellate di  $\text{CO}_2$ ) per tonnellata di argilla secca. Tutto il carbonio inorganico e organico dell'argilla è considerato incluso in tale valore. Gli additivi sono considerati non inclusi in questo valore.

**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 composizione delle materie prime è determinata secondo le modalità descritte negli articoli da 32 a 35. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano, se del caso, i rapporti stechiometrici riportati nell'allegato VI, sezione 2.

#### **Metodo A (basato sugli elementi in uscita)**

**Livello 1:** Ai fini del calcolo del fattore di emissione, al posto dei risultati delle analisi si applica, a titolo prudenziale, un valore di 0,123 tonnellate di  $\text{CaO}$  (corrispondente a 0,09642 tonnellate di  $\text{CO}_2$ ) per tonnellata di prodotto. Tutto il carbonio inorganico e organico dell'argilla è considerato incluso in tale valore. Gli additivi sono considerati non inclusi in questo valore.

**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 composizione dei prodotti è determinata conformemente agli articoli da 32 a 35. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano, se del caso, i rapporti stechiometrici indicati nell'allegato VI, sezione 2, tabella 3, ipotizzando che tutti gli ossidi di metallo pertinenti siano derivati dai rispettivi carbonati.

In deroga alla sezione 1 del presente allegato, per la depurazione e degli effluenti gassosi si applicano, per il fattore di emissione, i seguenti livelli:

**Livello 1:** Il gestore applica il rapporto stechiometrico di  $\text{CaCO}_3$  indicato nella sezione 2 dell'allegato VI.

Per la depurazione non si applica nessun altro livello né fattore di conversione. Occorre evitare di contabilizzare due volte il calcare usato riciclato come materia prima nello stesso impianto.

### 13. PRODUZIONE DI PRODOTTI A BASE DI GESSO E DI PANNELLI DI CARTONGESSO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

#### **A. Campo di applicazione**

Il gestore include perlomeno tutte le emissioni di  $\text{CO}_2$  derivanti da tutti i tipi di attività di combustione.

#### **B. Norme di monitoraggio specifiche**

Le emissioni derivanti dalla combustione sono monitorate in conformità alla sezione 1 del presente allegato.

### 14. PRODUZIONE DI POLPA DI CELLULOSA E CARTA, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

#### **A. Campo di applicazione**

Il gestore include quanto meno le seguenti potenziali fonti di emissioni di  $\text{CO}_2$ : caldaie, turbine a gas e altri dispositivi di combustione che producono vapore o energia elettrica, caldaie di recupero e altri dispositivi adibiti alla combustione di liscivi esausti, inceneritori, forni da calce e calcinatori, lavaggio dei gas di scarico ed essiccatori alimentati da combustibile (ad esempio, essiccatori a infrarosso).



**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Il monitoraggio delle emissioni da combustione, compreso lo scrubbing degli effluenti gassosi, avviene conformemente alla sezione 1 del presente allegato.

Le emissioni di processo da materie prime usate come prodotti chimici ausiliari, compresi perlomeno il calcare o la soda, sono monitorate mediante il metodo A in conformità alla sezione 4 dell'allegato II. Le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dal recupero di fanghi di calcare nella produzione di polpa di cellulosa sono considerate emissioni di CO<sub>2</sub> proveniente da biomassa riciclata. Si ritiene che solo un quantitativo di CO<sub>2</sub> proporzionale agli elementi in entrata derivanti dalle sostanze chimiche usate per il reintegro dia luogo a emissioni di CO<sub>2</sub> fossile.

Per le emissioni associate ai prodotti chimici ausiliari si applicano le seguenti definizioni dei livelli:

**Livello 1:** Si utilizzano i rapporti stechiometrici indicati nella sezione 2 dell'allegato VI. La purezza dei materiali in entrata interessati 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 da considerare, contenuta in ciascun materiale in entrata, è determinata secondo le modalità descritte agli articoli da 32 a 35. Per convertire i dati relativi alla composizione in fattori di emissione si utilizzano, se del caso, i rapporti stechiometrici riportati nell'allegato VI, sezione 2.

Per il fattore di conversione si applica esclusivamente il livello 1.

**15. PRODUZIONE DI NEROFUMO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE****A. Campo di applicazione**

Il gestore considera come fonti di emissioni di CO<sub>2</sub> almeno tutti i combustibili usati per la combustione e tutti i combustibili impiegati come elementi in entrata al processo.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Le emissioni derivanti dalla produzione di nerofumo possono essere monitorate come processo di combustione, compreso lo scrubbing degli effluenti gassosi ai sensi della sezione 1 del presente allegato, o sulla scorta di un bilancio di massa a norma dell'articolo 25 e della sezione 3 dell'allegato II.

**16. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI PROTOSSIDO DI AZOTO (N<sub>2</sub>O) DERIVANTI DALLA PRODUZIONE DI ACIDO NITRICO, ACIDO ADIPICO, CAPROLATTAME, GLOSSALE E ACIDO GLOSSILICO PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE****A. Campo di applicazione**

Il gestore considera, per ogni attività che dà luogo a emissioni di N<sub>2</sub>O, tutte le fonti che emettono N<sub>2</sub>O nell'ambito di processi produttivi, anche quando tali emissioni dovute alla produzione vengono canalizzate tramite dispositivi di abbattimento. In particolare, considera le seguenti attività:

- (a) produzione di acido nitrico – le emissioni di N<sub>2</sub>O derivanti dall'ossidazione catalitica dell'ammoniaca e/o dalle unità di abbattimento di NO<sub>x</sub>/N<sub>2</sub>O;
- (b) produzione di acido adipico – le emissioni di N<sub>2</sub>O, comprese quelle derivanti dalla reazione di ossidazione, rilascio diretto nel processo e/o da apparecchiature per il controllo delle emissioni;
- (c) produzione di gliossale e acido gliossilico – le emissioni di N<sub>2</sub>O, comprese quelle derivanti da reazioni di processo, rilasci diretti nel processo e/o apparecchiature per il controllo delle emissioni;
- (d) produzione di caprolattame – le emissioni di N<sub>2</sub>O, comprese quelle derivanti da reazioni di processo, rilasci diretti nel processo e/o apparecchiature per il controllo delle emissioni.

Queste disposizioni non si applicano alle emissioni di N<sub>2</sub>O derivanti dalla combustione di combustibili.

**B. Determinazione delle emissioni di N<sub>2</sub>O****B.1. Emissioni annuali di N<sub>2</sub>O**

Il gestore monitora le emissioni di N<sub>2</sub>O derivanti dalla produzione di acido nitrico avvalendosi di sistemi di misurazione in continuo. Le emissioni di N<sub>2</sub>O derivanti dalla produzione di acido adipico, caprolattame, gliossale e acido gliossilico vengono monitorate utilizzando un sistema fondato su misure per le emissioni sottoposte ad abbattimento e un metodo basato sui calcoli (applicando una metodologia basata sul bilancio di massa) per i casi temporanei di emissioni non abbattute.

Per le fonti di emissioni soggette a misurazione in continuo, il gestore calcola le emissioni annue totali sommando tutte le emissioni orarie, avvalendosi dell'equazione 1 di cui alla sezione 3 dell'allegato VIII.

### B.2. Emissioni orarie di N<sub>2</sub>O

Il gestore calcola le emissioni orarie medie annue di N<sub>2</sub>O per ogni fonte soggetta a misurazione in continuo, sulla base dell'equazione 2 di cui alla sezione 3 dell'allegato VIII

Le concentrazioni orarie di N<sub>2</sub>O nell'effluente gassoso da ciascuna fonte di emissioni vengono determinate tramite un sistema di misura in continuo in un punto rappresentativo, a valle del dispositivo di abbattimento di NO<sub>x</sub>/N<sub>2</sub>O (se presente). Il gestore applica tecniche idonee a misurare le concentrazioni di N<sub>2</sub>O da tutte le fonti di emissioni, in condizioni sia di abbattimento sia di non abbattimento. Se in questi periodi le incertezze aumentano, il gestore ne tiene conto nella valutazione dell'incertezza.

Il gestore regola tutte le misure sulla base del gas secco, ove necessario, e le comunica in forma coerente.

### B.3. Determinazione della portata degli effluenti gassosi

Per misurare la portata degli effluenti gassosi ai fini del monitoraggio delle emissioni di N<sub>2</sub>O, il gestore applica i metodi definiti all'articolo 43, paragrafo 5, del presente regolamento. Per la produzione di acido nitrico, il gestore utilizza il metodo di cui all'articolo 43, paragrafo 5, lettera a), a meno che ciò non sia tecnicamente realizzabile. In tal caso il gestore impiega un metodo alternativo, tra cui il metodo del bilancio di massa basato su parametri significativi (come il carico di ammoniaca in entrata) o la determinazione del flusso tramite misura in continuo del flusso di emissioni, purché la metodologia scelta sia approvata dall'autorità competente.

Il flusso di gas effluente va calcolato secondo la seguente formula:

$$V_{\text{portata degli effluenti gassosi}} [\text{Nm}^3/\text{h}] = V_{\text{aria}} * (1 - O_{2,\text{aria}}) / (1 - O_{2,\text{effluenti gassosi}})$$

dove:

$V_{\text{aria}}$  = portata totale di aria in entrata in Nm<sup>3</sup>/h in condizioni standard;

$O_{2,\text{aria}}$  = frazione del volume di O<sub>2</sub> in aria secca [= 0,2095];

$O_{2,\text{effluenti gassosi}}$  = frazione del volume di O<sub>2</sub> negli effluenti gassosi.

Il valore di  $V_{\text{aria}}$  viene calcolato come la somma di tutti i flussi di aria in entrata nell'unità di produzione dell'acido nitrico.

Il gestore applica la seguente formula, salvo diversa indicazione nel piano di monitoraggio:

$$V_{\text{aria}} = V_{\text{prim}} + V_{\text{sec}} + V_{\text{ten}}$$

dove:

$V_{\text{prim}}$  = flusso primario di aria in entrata in Nm<sup>3</sup>/h in condizioni standard;

$V_{\text{sec}}$  = flusso secondario di aria in entrata in Nm<sup>3</sup>/h in condizioni standard;

$V_{\text{ten}}$  = flusso di aria in entrata al livello di tenuta in Nm<sup>3</sup>/h in condizioni standard.

Il valore  $V_{\text{prim}}$  è determinato tramite misura in continuo del flusso prima della miscela con ammoniaca. Il valore  $V_{\text{sec}}$  è determinato tramite misura in continuo del flusso, anche quando la misurazione avviene a monte dell'unità di recupero di calore. Per il valore  $V_{\text{ten}}$  il gestore considera il flusso d'aria evacuato nell'ambito del processo di produzione dell'acido nitrico.

Per i flussi di aria in entrata che rappresentano complessivamente meno del 2,5 % del flusso di aria totale, l'autorità competente può accettare, per determinare la velocità di detto flusso di aria, metodi di stima proposti dal gestore sulla base delle buone pratiche accettate nel settore.

Il gestore deve dimostrare, tramite misure in condizioni normali di funzionamento, che la portata degli effluenti gassosi misurata è sufficientemente omogenea da consentire di utilizzare il metodo di misura proposto. Se le misure confermano la presenza di un flusso non omogeneo, il gestore ne tiene conto nel determinare i metodi di monitoraggio adeguati e nel calcolare l'incertezza associata alle emissioni di N<sub>2</sub>O.

Il gestore adegua tutte le misure sulla base del gas secco e ne comunica sempre i valori.

#### B.4. Concentrazioni di ossigeno (O<sub>2</sub>)

Se necessario per calcolare il flusso del gas effluente, come indicato nella parte B.3 della presente sezione dell'allegato IV, il gestore misura le concentrazioni di ossigeno nel gas effluente. In tal caso, il gestore rispetta le prescrizioni per le misure della concentrazione descritti all'articolo 41, paragrafi 1 e 2. Nel determinare l'incertezza delle emissioni di N<sub>2</sub>O, il gestore tiene in considerazione l'incertezza delle misure della concentrazione di O<sub>2</sub>.

Il gestore adegua tutte le misure sulla base del gas secco, ove necessario, e comunica sempre i valori corrispondenti.

#### B.5. Calcolo delle emissioni di N<sub>2</sub>O

Per talune emissioni periodiche di N<sub>2</sub>O non sottoposte ad abbattimento, derivanti dalla produzione di acido adipico, caprolattame, gliossale e acido gliossilico (comprese le emissioni non abbattute dovute a un rilascio in atmosfera per ragioni di sicurezza e/o a causa del malfunzionamento del dispositivo di abbattimento), il gestore, quando il monitoraggio continuo delle emissioni di N<sub>2</sub>O non è tecnicamente realizzabile, effettua le misurazioni tramite una metodologia basata sul bilancio di massa, previa approvazione dell'autorità competente. In tal caso, l'incertezza totale è simile al risultato ottenuto applicando i requisiti di livello di cui all'articolo 41, paragrafi 1 e 2. Il metodo di calcolo applicato dal gestore si basa sul livello potenziale massimo di emissioni di N<sub>2</sub>O derivante dalla reazione chimica che ha luogo al momento dell'emissione e nel periodo considerato.

Il gestore tiene conto dell'incertezza inerente a qualsiasi valore di emissione ottenuto per una determinata fonte di emissione, per determinare l'incertezza associata alla media oraria annua delle emissioni della fonte in questione.

#### B.6. Determinazione dei tassi di produzione dell'attività

I tassi di produzione sono calcolati sulla base delle relazioni di produzione giornaliera e delle ore di attività.

#### B.7. Frequenze di campionamento

Occorre calcolare medie orarie o medie per periodi di riferimento più brevi ai sensi dell'articolo 44 per:

- la concentrazione di N<sub>2</sub> negli effluenti gassosi;
- il flusso totale degli effluenti gassosi quando è misurato direttamente e laddove richiesto;
- tutti i flussi di gas e le concentrazioni di ossigeno necessari per determinare indirettamente il flusso totale degli effluenti gassosi.

### C. Determinazione dei CO<sub>2</sub> equivalenti annui – [CO<sub>2(e)</sub>]

Il gestore converte il totale delle emissioni annue di N<sub>2</sub>O da tutte le fonti di emissione (in tonnellate fino al terzo decimale) in emissioni annue di CO<sub>2(e)</sub> (in tonnellate arrotondate) utilizzando la seguente formula e i valori GWP di cui all'allegato VI, sezione 3:

$$\text{CO}_{2(e)} [\text{t}] = \text{N}_2\text{O}_{\text{annuo}} [\text{t}] * \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O}}$$

dove:

$\text{N}_2\text{O}_{\text{annuo}}$  = emissioni totali annue di N<sub>2</sub>O, calcolate sulla base dell'equazione 1 di cui alla sezione 3 dell'allegato VIII.

Il totale annuo di CO<sub>2(e)</sub> generato da tutte le fonti di emissione e le eventuali emissioni dirette di CO<sub>2</sub> da altre fonti incluse nell'autorizzazione a emettere gas serra vengono aggiunti alle emissioni annue totali di CO<sub>2</sub> generate dall'impianto e vengono utilizzati per la comunicazione e per la restituzione delle quote.

Le emissioni totali annue di N<sub>2</sub>O sono comunicate in tonnellate (al terzo decimale) e in CO<sub>2(e)</sub> in tonnellate arrotondate.

## 17. PRODUZIONE DI AMMONIACA, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

### A. Campo di applicazione

Il gestore include almeno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: combustione di combustibili che fornisce il calore per il reforming o l'ossidazione parziale, combustibili usati come elementi in entrata al processo di produzione dell'ammoniaca (reforming o ossidazione parziale), combustibili usati per altri processi di combustione, anche allo scopo di produrre acqua calda o vapore.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Per monitorare le emissioni derivanti da processi di combustione e dall'impiego di combustibili come elementi in entrata, si applica la metodologia standard di cui all'articolo 24 e alla sezione 1 del presente allegato.

Se il CO<sub>2</sub> derivante dalla produzione di ammoniaca è utilizzato come carica per la produzione di urea o di altre sostanze chimiche, o è trasferito fuori dall'impianto ai fini di un uso non previsto dall'articolo 49, paragrafo 1, la quantità corrispondente di CO<sub>2</sub> è considerata emessa dall'impianto che produce il CO<sub>2</sub>.

**18. PRODUZIONE DI PRODOTTI CHIMICI ORGANICI SU LARGA SCALA, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE****A. Campo di applicazione**

Il gestore tiene conto almeno delle seguenti fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: cracking (catalitico e non catalitico), reforming, ossidazione parziale o completa, processi simili che danno origine a emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dal carbonio contenuto nella carica a base di idrocarburi, combustione degli effluenti gassosi e combustione in torcia, e combustione di combustibili nell'ambito di altri processi di combustione.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Se la produzione di prodotti chimici organici su larga scala è tecnicamente integrata in una raffineria di petrolio, il gestore di tale impianto applica le pertinenti disposizioni della sezione 2 del presente allegato.

In deroga al primo comma, per monitorare le emissioni dai processi di combustione in cui i combustibili utilizzati non prendono parte alle reazioni chimiche attuate per la produzione di prodotti chimici organici su larga scala e non risultano da tali reazioni, il gestore ricorre alla metodologia standard secondo il disposto dell'articolo 24 e della sezione 1 del presente allegato. In tutti gli altri casi il gestore può scegliere di monitorare le emissioni derivanti dalla produzione di sostanze chimiche organiche in larga scala utilizzando la metodologia basata sul bilancio di massa di cui all'articolo 25 o la metodologia standard conformemente all'articolo 24. Se ricorre alla metodologia standard, il gestore fornisce all'autorità competente le prove che il metodo selezionato tiene conto di tutte le emissioni pertinenti che sarebbero prese in considerazione anche da una metodologia basata sul bilancio di massa.

Per determinare il tenore di carbonio nell'ambito del livello 1, si applicano i fattori di emissione di riferimento elencati nella tabella 5 di cui all'allegato VI. Il gestore calcola il tenore di carbonio delle sostanze che non figurano nella tabella 5 dell'allegato VI (o in altre disposizioni del presente regolamento) derivandolo dal tenore stechiometrico di carbonio della sostanza pura e dalla concentrazione della sostanza nel flusso in entrata o in uscita.

**19. PRODUZIONE DI IDROGENO E GAS DI SINTESI, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE****A. Campo di applicazione**

Il gestore include almeno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: combustibili usati nel processo di produzione dell'idrogeno o dei gas di sintesi (reforming o ossidazione parziale) e combustibili usati per altri processi di combustione, anche allo scopo di produrre acqua calda o vapore. I gas di sintesi prodotti sono considerati come un flusso di fonti nell'ambito della metodologia basata sul bilancio di massa.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Per monitorare le emissioni associate ai processi di combustione o all'impiego di combustibili come elementi in entrata nella produzione di idrogeno, si applica la metodologia standard di cui all'articolo 24 e alla sezione 1 del presente allegato.

Per monitorare le emissioni derivanti dalla produzione di gas di sintesi si ricorre a un bilancio di massa, conformemente all'articolo 25. Per le emissioni derivanti da processi di combustione distinti, il gestore può scegliere di includere le emissioni nel bilancio di massa o di utilizzare la metodologia standard secondo quanto disposto dall'articolo 24, almeno per una parte dei flussi, adoperandosi per evitare lacune o doppi conteggi delle emissioni.

Se il medesimo impianto è utilizzato per la produzione di idrogeno e gas di sintesi, il gestore calcola le emissioni di CO<sub>2</sub> usando metodi distinti per l'idrogeno e per il gas di sintesi, come specificato nei primi due paragrafi della presente sottosezione, oppure ricorrendo a un unico bilancio di massa.

20. PRODUZIONE DI SODA E BICARBONATO DI SODIO, PRESENTE NELL'ELENCO DI CUI ALL'ALLEGATO I DELLA DIRETTIVA 2003/87/CE

**A. Campo di applicazione**

Le fonti di emissioni e i flussi di fonti per le emissioni di CO<sub>2</sub> provenienti dagli impianti destinati alla produzione di soda e bicarbonato di sodio comprendono:

- (a) combustibili impiegati in processi di combustione, compresi i combustibili usati per produrre acqua calda o vapore;
- (b) materie prime, compresi i gas di sfiato della calcinazione del calcare, nella misura in cui non sono utilizzati per la carbonatazione;
- (c) effluenti gassosi prodotti nelle fasi di lavaggio o filtrazione successive alla carbonatazione, nella misura in cui non sono utilizzati per la carbonatazione.

**B. Norme di monitoraggio specifiche**

Per monitorare le emissioni derivanti dalla produzione di soda e bicarbonato di sodio il gestore ricorre a un bilancio di massa, conformemente all'articolo 25. Per le emissioni derivanti da processi di combustione, il gestore può scegliere di includere le emissioni nel bilancio di massa o di utilizzare la metodologia standard secondo quanto disposto dall'articolo 24, almeno per una parte dei flussi di fonti, evitando lacune o doppi conteggi delle emissioni.

Se il CO<sub>2</sub> derivante dalla produzione di soda è impiegato per produrre bicarbonato di sodio, la quantità di CO<sub>2</sub> usata per produrre il bicarbonato dalla soda è considerata emessa dall'impianto che produce il CO<sub>2</sub>.

21. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI CATTURA DI CO<sub>2</sub> AI FINI DEL TRASPORTO E DELLO STOCCAGGIO GEOLOGICO IN UN SITO AUTORIZZATO AI SENSI DALLA DIRETTIVA 2009/31/CE

**A. Campo di applicazione**

La cattura di CO<sub>2</sub> è effettuata da un impianto ad hoc che riceve il CO<sub>2</sub> trasferito da uno o più altri impianti oppure dallo stesso impianto che svolge le attività che producono emissioni di CO<sub>2</sub> che sono poi catturate nell'ambito della medesima autorizzazione a emettere gas serra. Tutte le parti di un impianto destinate alla cattura di CO<sub>2</sub>, allo stoccaggio intermedio, al trasferimento a una rete di trasporto di CO<sub>2</sub> o a un sito per lo stoccaggio geologico delle emissioni di gas a effetto serra da CO<sub>2</sub>, devono essere inserite nell'autorizzazione a emettere gas a effetto serra e considerate nel relativo piano di monitoraggio. Qualora l'impianto effettui altre attività che rientrano nel campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE, le emissioni causate da tali attività sono monitorate conformemente alle altre sezioni pertinenti del presente allegato.

Il gestore di un'attività di cattura di CO<sub>2</sub> include almeno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>:

- (a) CO<sub>2</sub> trasferito nell'impianto di cattura;
- (b) combustione e altre attività associate realizzate nell'impianto legate alla cattura, compreso l'utilizzo di combustibili e di materiale in entrata.

**B. Determinazione delle quantità di CO<sub>2</sub> trasferite ed emesse**

**B.1. Quantificazione a livello dell'impianto**

Il gestore calcola le emissioni tenendo conto delle potenziali emissioni di CO<sub>2</sub> dovute a processi generatori di emissioni in atto nell'impianto come pure del quantitativo di CO<sub>2</sub> catturato e trasferito alla rete di trasporto, applicando la seguente formula:

$$E_{\text{impianto di cattura}} = T_{\text{entrata}} + E_{\text{senza cattura}} - T_{\text{per stoccaggio}}$$

dove:

$E_{\text{impianto di cattura}}$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra dell'impianto di cattura;

$T_{\text{entrata}}$  = quantitativo di CO<sub>2</sub> trasferito all'impianto di cattura, determinato conformemente agli articoli da 40 a 46 e all'articolo 49;

$E_{\text{senza cattura}}$  = emissioni dell'impianto ipotizzando che il CO<sub>2</sub> non sia stato catturato, ovvero la somma delle emissioni derivanti da tutte le altre attività dell'impianto, monitorate in conformità alle sezioni pertinenti dell'allegato IV;

$T_{\text{per stoccaggio}}$  = quantitativo di CO<sub>2</sub> trasferito a una rete di trasporto o a un sito di stoccaggio, determinato conformemente agli articoli da 40 a 46 e all'articolo 49.

Nei casi in cui la cattura di CO<sub>2</sub> è effettuata dallo stesso impianto da cui ha origine il CO<sub>2</sub> catturato, il valore T<sub>entrata</sub> usato dal gestore è pari a zero.

Nel caso di impianti di cattura autonomi, il gestore considera che E<sub>senza cattura</sub> rappresenta il quantitativo di emissioni derivanti da fonti diverse dal CO<sub>2</sub> trasferito all'impianto per cattura. Il gestore determina tali emissioni conformemente al presente regolamento.

Nel caso di impianti di cattura autonomi, il gestore dell'impianto che trasferisce il CO<sub>2</sub> all'impianto di cattura deduce il quantitativo T<sub>entrata</sub> dalle emissioni del suo impianto, secondo quanto previsto dall'articolo 49.

## B.2. Determinazione del CO<sub>2</sub> trasferito

Ogni gestore determina il quantitativo di CO<sub>2</sub> trasferito da e verso l'impianto di cattura a norma dell'articolo 49, mediante metodi di misurazioni applicati a norma degli articoli da 40 a 46.

Soltanto se il gestore dell'impianto che trasferisce il CO<sub>2</sub> all'impianto di cattura dimostra, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che il trasferimento del CO<sub>2</sub> all'impianto di cattura avviene per intero e con un grado di accuratezza perlomeno equivalente, l'autorità competente può autorizzare il gestore a impiegare una metodologia basata su calcoli in conformità all'articolo 24 o 25 per determinare il quantitativo di T<sub>entrata</sub> anziché una metodologia fondata su misure conformemente agli articoli da 40 a 46 e all'articolo 49.

## 22. DETERMINAZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA DERIVANTI DAL TRASPORTO DI CO<sub>2</sub> MEDIANTE CONDUTTURE FINALIZZATO ALLO STOCCAGGIO GEOLOGICO IN UN SITO AUTORIZZATO A NORMA DELLA DIRETTIVA 2009/31/CE

### A. Campo di applicazione

I confini relativi al monitoraggio e alla comunicazione delle emissioni derivanti dal trasporto di CO<sub>2</sub> mediante condutture sono indicati nell'autorizzazione a emettere gas a effetto serra della rete di trasporto, ivi compresi tutti gli impianti ausiliari collegati funzionalmente alla rete di trasporto, le centrali di spinta e i riscaldatori. Ciascuna rete di trasporto presenta quantomeno un punto iniziale e un punto finale, ciascuno connesso con altri impianti che effettuano una o più delle seguenti attività: cattura, trasporto o stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>. I punti iniziali e finali possono comprendere ramificazioni della rete di trasporto e confini transnazionali. I punti iniziali e finali, come pure gli impianti cui sono connessi, devono essere riportati nell'autorizzazione a emettere gas a effetto serra.

Il gestore include almeno le seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: combustione e altri processi in impianti collegati funzionalmente con la rete di trasporto, ivi comprese le centrali di spinta; emissioni fuggitive dalla rete di trasporto; emissioni convogliate dalla rete di trasporto; emissioni dovute a fuoriuscite accidentali dalla rete di trasporto.

### B. Metodi di quantificazione per il CO<sub>2</sub>

Il gestore delle reti di trasporto determina le emissioni sulla base di uno dei seguenti metodi:

- a) metodo A (bilancio di massa complessivo di tutti i flussi in entrata e uscita) descritto nella sottosezione B.1;
- b) metodo B (monitoraggio delle singole fonti di emissioni) descritto nella sottosezione B.2.

Quando opera una scelta tra il metodo A e il metodo B, ogni gestore dimostra all'autorità competente che la metodologia prescelta permette di ottenere risultati più affidabili e di ridurre l'incertezza associata alle emissioni globali, utilizzando le migliori tecnologie e conoscenze disponibili al momento della presentazione della domanda di autorizzazione a emettere gas serra e dell'approvazione del piano di monitoraggio, senza che ciò comporti costi sproporzionatamente elevati. Qualora opti per il metodo B, il gestore dimostra all'autorità competente che l'incertezza complessiva relativa al livello annuale di emissioni di gas a effetto serra per la sua rete di trasporto non è superiore al 7,5 %.

Il gestore di una rete di trasporto che utilizza il metodo B non aggiunge al proprio livello calcolato di emissioni il CO<sub>2</sub> ricevuto da un altro impianto autorizzato ai sensi della direttiva 2003/87/CE e non sottrae dal proprio livello calcolato di emissioni il CO<sub>2</sub> trasferito a un altro impianto autorizzato a norma della medesima direttiva.

Tutti gli operatori di una rete di trasporto, con cadenza perlomeno annuale, utilizzano il metodo A per convalidare i risultati del metodo B. Per tale convalida, il gestore può utilizzare livelli più bassi per il metodo A.

**B.1. Metodo A**

Ogni gestore calcola le emissioni sulla base della seguente formula:

$$\text{Emissioni [t CO}_2\text{]} = E_{\text{propria attività}} + \sum_i T_{\text{IN},i} - \sum_i T_{\text{OUT},i}$$

dove:

Emissioni = emissioni di CO<sub>2</sub> totali della rete di trasporto [t CO<sub>2</sub>];

$E_{\text{attività propria}}$  = emissioni provenienti dall'attività propria della rete di trasporto, ossia non dal CO<sub>2</sub> trasportato, ivi incluse le emissioni dovute all'uso di combustibili nelle centrali di spinta, monitorate conformemente alle pertinenti sezioni dell'allegato IV;

$T_{\text{IN},i}$  = quantitativo di CO<sub>2</sub> trasferito alla rete di trasporto nel punto di ingresso  $i$ , determinato conformemente agli articoli da 40 a 46 e all'articolo 49/

$T_{\text{OUT},i}$  = quantitativo di CO<sub>2</sub> trasferito fuori dalla rete di trasporto al punto di uscita  $i$ , determinato conformemente agli articoli da 40 a 46 e all'articolo 49.

**B.2. Metodo B**

Ogni gestore calcola le emissioni tenendo conto di tutti i processi generatori di emissioni in atto nell'impianto come pure del quantitativo di CO<sub>2</sub> catturato e trasferito alla struttura di trasporto, applicando la seguente formula:

$$\text{Emissioni [t CO}_2\text{]} = \text{CO}_2_{\text{fuggitive}} + \text{CO}_2_{\text{convogliate}} + \text{CO}_2_{\text{fuoriuscite}} + \text{CO}_2_{\text{impianti}}$$

dove:

Emissioni = emissioni di CO<sub>2</sub> totali della rete di trasporto [t CO<sub>2</sub>];

CO<sub>2</sub><sub>fuggitive</sub> = quantità di emissioni fuggitive [t CO<sub>2</sub>] provenienti dal CO<sub>2</sub> che transita nella rete di trasporto, ad esempio da sigilli, valvole, stazioni intermedie di compressione e impianti intermedi di stoccaggio;

CO<sub>2</sub><sub>convogliate</sub> = quantità di emissioni convogliate [t CO<sub>2</sub>] provenienti dal CO<sub>2</sub> che transita nella rete di trasporto;

CO<sub>2</sub><sub>fuoriuscite</sub> = quantità di CO<sub>2</sub> [t CO<sub>2</sub>] che transita nella rete di trasporto e che fuoriesce a seguito del malfunzionamento di uno o più componenti della rete di trasporto;

CO<sub>2</sub><sub>impianti</sub> = quantità di CO<sub>2</sub> [t CO<sub>2</sub>] emesso a seguito di combustione o di altri processi funzionalmente connessi con il trasporto mediante condutture della rete di trasporto, oggetto di monitoraggio in conformità alle pertinenti sezioni dell'allegato IV.

**B.2.1. Emissioni fuggitive derivanti dalla rete di trasporto**

Il gestore considera le emissioni fuggitive provenienti da una qualsiasi delle seguenti apparecchiature:

- (a) sigilli;
- (b) dispositivi di misura;
- (c) valvole;
- (d) stazioni intermedie di compressione;
- (e) impianti intermedi di stoccaggio.

All'inizio delle operazioni e, al più tardi, alla fine del primo anno di esercizio della rete di trasporto oggetto di comunicazione, il gestore determina i fattori medi di emissione  $EF$  (espressi in g CO<sub>2</sub>/unità tempo) per elemento di apparecchiatura e per occorrenza che possono dar luogo a emissioni fuggitive. Al massimo ogni cinque anni il gestore riesamina tali fattori alla luce delle migliori tecniche e conoscenze disponibili.

Il gestore calcola le emissioni fuggitive moltiplicando il numero di elementi di apparecchiature in ciascuna categoria per il fattore di emissione e addizionando i risultati ottenuti per le singole categorie, come mostrato nell'equazione seguente:

$$Em_{fuggitive} [t CO_2] = \left( \sum_{Categoria} EF [g CO_2 / occorrenze] \cdot N_{occur} \right) / 10^6$$

Il numero di occorrenze ( $N_{occorrenze}$ ) è il numero di elementi di una data apparecchiatura per categoria, moltiplicato per il numero di unità temporali per anno.

#### B.2.2. Emissioni da fuoriuscite

Il gestore di una rete di trasporto deve dimostrare l'integrità della rete, utilizzando dati (spazio-temporali) rappresentativi relativi alla temperatura e alla pressione. Se dai dati emerge che si è verificata una fuoriuscita, il gestore calcola il quantitativo di CO<sub>2</sub> emesso mediante un'adeguata metodologia documentata nel piano di monitoraggio, sulla base degli orientamenti dell'industria sulle migliori pratiche, anche utilizzando le differenze di temperatura e pressione rispetto ai valori medi di temperatura e pressione che caratterizzano un impianto integro.

#### B.2.3. Emissioni convogliate

Nel piano di monitoraggio ogni gestore riporta un'analisi relativa alle situazioni che potrebbero determinare emissioni convogliate, anche per ragioni di manutenzione o in casi di emergenza, e illustra un'adeguata metodologia per calcolare il quantitativo di CO<sub>2</sub> convogliato, sulla base degli orientamenti dell'industria sulle migliori pratiche.

### 23. STOCCAGGIO GEOLOGICO DI CO<sub>2</sub> IN UN SITO DI STOCCAGGIO AUTORIZZATO AI SENSI DELLA DIRETTIVA 2009/31/CE

#### A. Campo di applicazione

L'autorità competente definisce i confini relativi al monitoraggio e alla comunicazione delle emissioni derivanti dallo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub> sulla base della delimitazione del sito e del complesso di stoccaggio, specificata nell'autorizzazione a norma della direttiva 2009/31/CE. Qualora nel complesso di stoccaggio siano individuate fuoriuscite che comportano emissioni o rilascio di CO<sub>2</sub> nella colonna d'acqua, il gestore si attiva immediatamente per:

- (a) notificare il fatto all'autorità competente;
- (b) inserire la fuoriuscita come fonte di emissione del rispettivo impianto;
- (c) monitorare e comunicare le emissioni.

Il gestore elimina dal piano di monitoraggio le fonti di emissioni corrispondenti a tale fuoriuscita e cessa di monitorare e comunicare tali emissioni soltanto una volta che son stati adottati provvedimenti correttivi a norma dell'articolo 16 della direttiva 2009/31/CE e non si rilevano più emissioni o rilasci nella colonna d'acqua.

Ogni gestore di un'attività di stoccaggio geologico tiene conto almeno delle seguenti potenziali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub>: l'uso di combustibili nelle centrali di spinta correlate e altre attività che generano combustione, comprese quelle delle centrali elettriche in sito; rilascio nella fase di iniezione o nelle operazioni di recupero avanzato di idrocarburi; le emissioni fuggitive nella fase di iniezione, il CO<sub>2</sub> prodotto nelle operazioni di recupero avanzato di idrocarburi; e le fuoriuscite.

#### B. Quantificazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>

Il gestore di un'attività di stoccaggio geologico non aggiunge al proprio livello calcolato di emissioni il CO<sub>2</sub> ricevuto da un altro impianto e non sottrae dal proprio livello calcolato di emissioni il CO<sub>2</sub> destinato allo stoccaggio geologico nel sito di stoccaggio o trasferito da un altro impianto.

##### B.1. Emissioni convogliate e fuggitive derivanti dall'iniezione

Il gestore determina le emissioni convogliate e le emissioni fuggitive secondo la seguente formula:

$$CO_2 \text{ emesso } [t CO_2] = V CO_2 [t CO_2] + F CO_2 [t CO_2]$$

dove:

$V CO_2$  = quantitativo di CO<sub>2</sub> convogliato;

$F CO_2$  = quantitativo di CO<sub>2</sub> derivante da emissioni fuggitive.



Ogni gestore determina il valore  $V_{CO_2}$  utilizzando metodi fondati su misure di cui agli articoli da 41 a 46 del presente regolamento. In deroga alla prima frase e previa approvazione dell'autorità competente, il gestore può inserire nel piano di monitoraggio una metodologia adeguata per calcolare il valore  $V_{CO_2}$  applicando gli orientamenti dell'industria sulle migliori pratiche, nel caso in cui l'applicazione di metodi fondati su misure generi costi sproporzionatamente elevati.

Il gestore considera  $F_{CO_2}$  come un'unica fonte, nel senso che i requisiti in materia di incertezza associati ai livelli di cui alla sezione 1 dell'allegato VIII sono applicati al valore complessivo anziché ai singoli punti di emissione. Nel piano di monitoraggio il gestore deve presentare un'analisi relativa alle fonti potenziali di emissioni fuggitive e illustrare un'adeguata metodologia per calcolare o misurare il quantitativo di  $F_{CO_2}$ , applicando gli orientamenti dell'industria sulle migliori pratiche. Per determinare il valore  $F_{CO_2}$  il gestore può utilizzare i dati relativi all'impianto di iniezione raccolti a norma degli articoli da 32 a 35 e dell'allegato II, punto 1.1, lettere da e) a h), della direttiva 2009/31/CE, se essi sono conformi alle disposizioni del presente regolamento.

### B.2. Emissioni convogliate e fuggitive derivanti da operazioni di recupero avanzato di idrocarburi

Ogni operatore considera anche le seguenti potenziali fonti di emissione derivanti dal recupero avanzato di idrocarburi:

- gli impianti di separazione gas-petrolio e di riciclaggio di gas in cui potrebbero verificarsi emissioni fuggitive di  $CO_2$ ;
- la torcia che può costituire una fonte di emissione a causa dell'utilizzo di sistemi di spurgo in continuo e la fase di depressurizzazione dell'impianto di produzione di idrocarburi;
- il sistema di spurgo del  $CO_2$  per evitare che elevate concentrazioni di  $CO_2$  possano estinguere la torcia.

Ogni gestore calcola le emissioni fuggitive o convogliate di  $CO_2$  secondo quanto indicato nella parte B.1 della presente sezione dell'allegato IV.

Il gestore determina le emissioni provenienti dalla torcia conformemente alla sezione 1, parte D, del presente allegato, tenendo conto del potenziale tenore intrinseco di  $CO_2$  nei gas della torcia a norma dell'articolo 48.

### B.3. Fuoriuscite dal complesso di stoccaggio

Le emissioni e il rilascio nella colonna d'acqua sono quantificati come segue:

$$CO_{2emesso} [t CO_2] = \sum_{T_{inizio}}^{T_{fine}} L_{CO_2} [t CO_2/d]$$

dove:

$L_{CO_2}$  = massa di  $CO_2$  emesso o rilasciato per giorno di calendario a seguito di una fuoriuscita conformemente ai seguenti fattori:

- per ciascun giorno di calendario in cui è monitorata una fuoriuscita, ogni gestore calcola il valore  $L_{CO_2}$  come la media della massa fuoriuscita per ora [ $t CO_2/h$ ] moltiplicata per 24;
- ogni operatore determina la massa fuoriuscita per ora conformemente alle disposizioni del piano di monitoraggio approvato relative al sito di stoccaggio e alle fuoriuscite;
- al fine di evitare sottostime, per ciascun giorno di calendario precedente l'inizio del monitoraggio la massa giornaliera fuoriuscita è considerata pari alla massa giornaliera fuoriuscita registrata il primo giorno del monitoraggio;

$T_{inizio}$  = la più recente tra le date seguenti:

- l'ultima data in cui non sono state segnalate emissioni o rilascio di  $CO_2$  nella colonna d'acqua dalla fonte in oggetto;
- la data di avvio dell'iniezione di  $CO_2$ ;
- un'altra data per la quale sia possibile documentare all'autorità competente che l'emissione o il rilascio nella colonna d'acqua non possono aver avuto inizio prima di tale data.

$T_{fine}$  = la data a partire dalla quale sono stati adottati provvedimenti correttivi a norma dell'articolo 16 della direttiva 2009/31/CE e non si registrano più emissioni o rilascio di  $CO_2$  nella colonna d'acqua.

L'autorità competente approva e autorizza l'uso di altri metodi di quantificazione delle emissioni o del rilascio di CO<sub>2</sub> nella colonna d'acqua causati da fuoriuscite se il gestore è in grado di dimostrare, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che tali metodi garantiscono una maggiore accuratezza rispetto alla metodologia descritta in questa parte.

Le emissioni dovute a fuoriuscita dal complesso di stoccaggio sono quantificate dal gestore per ogni singola fuoriuscita con un massimo di incertezza complessiva del 7,5 % sull'intero periodo di comunicazione. Qualora l'incertezza complessiva della metodologia di quantificazione utilizzata sia superiore al 7,5 %, il gestore applica l'adeguamento riportato di seguito:

$$\text{CO}_{2,\text{Dichiarato}} [\text{t CO}_2] = \text{CO}_{2,\text{Quantificato}} [\text{t CO}_2] * (1 + (\text{Incertezza}_{\text{Sistema}} [\%]/100) - 0,075)$$

dove:

CO<sub>2,Dichiarato</sub> = il quantitativo di CO<sub>2</sub> da dichiarare nella comunicazione annuale delle emissioni in relazione alla fuoriuscita in oggetto;

CO<sub>2,Quantificato</sub> = il quantitativo di CO<sub>2</sub> determinato utilizzando la metodologia di quantificazione in relazione alla fuoriuscita in oggetto;

Incertezza<sub>sistema</sub> = il livello di incertezza associato al metodo di quantificazione usato per la fuoriuscita in oggetto.

---

## Allegato V

**Requisiti di livello minimi per le metodologie fondate su calcoli applicate nel caso di impianti di categoria A e fattori di calcolo per combustibili commerciali standard usati negli impianti di categoria B e C (articolo 26, paragrafo 1)**

Tabella 1

**Livelli minimi da applicare per metodologie basate su calcoli nel caso di impianti di categoria A e nel caso di fattori di calcolo per combustibili commerciali standard usati in tutti gli impianti, conformemente all'articolo 26, paragrafo 1, lettera a)**

Tipo di attività / di flusso di fonte	Dati di attività		Fattore di emissione (*)	dati relativi alla composizione (tenore di carbonio (*))	Fattore di ossidazione	Fattore di conversione
	Quantitativo di combustibile o materiale	Potere calorifico netto				
<b>Combustione di combustibili</b>						
Combustibili commerciali standard	2	2a/2b	2a/2b	n.a.	1	n.a.
Altri combustibili gassosi e liquidi	2	2a/2b	2a/2b	n.a.	1	n.a.
Combustibili solidi	1	2a/2b	2a/2b	n.a.	1	n.a.
Metodologia basata sul bilancio di massa per terminali di trattamento gas	1	n.a.	n.a.	1	n.a.	n.a.
Torce	1	n.a.	1	n.a.	1	n.a.
Lavaggio (scrubbing) — (carbonato)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Lavaggio (scrubbing) — (gesso)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Scrubbing (urea)	1	1	1	n.a.	1	n.a.
<b>Raffinazione di petrolio</b>						
Rigenerazione di cracker catalitici	1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Produzione di coke</b>						
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	1	2	2	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Arrostimento e sinterizzazione di minerali metalliferi</b>						
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
Carbonato in entrata	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
<b>Produzione di ferro e acciaio</b>						
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	1	2a/2b	2	n.a.	n.a.	n.a.

Tipo di attività / di flusso di fonte	Dati di attività		Fattore di emissione (*)	dati relativi alla composizione (tenore di carbonio (*))	Fattore di ossidazione	Fattore di conversione
	Quantitativo di combustibile o materiale	Potere calorifico netto				
<b>Produzione o lavorazione di metalli ferrosi e non ferrosi, compreso l'alluminio secondario</b>						
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
Emissioni di processo	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
<b>Produzione di alluminio primario</b>						
Bilancio di massa per le emissioni di CO <sub>2</sub>	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
Emissioni di PFC (metodo «slope»)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.
Emissioni di PFC (metodo «overvoltage»)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Produzione di clinker</b>						
Elementi in entrata ai forni (metodo A)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Quantità di clinker prodotto (metodo B)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
CKD (polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.
Carbonio non derivante da carbonati	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
<b>Produzione di calce e calcinazione di dolomite e magnesite</b>						
Carbonati (metodo A)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Altri elementi in entrata al processo	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Ossidi alcalino-terrosi (metodo B)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
<b>Produzione di vetro e lana minerale</b>						
Carbonato in entrata	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.
Altri elementi in entrata al processo	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
<b>Fabbricazione di prodotti ceramici</b>						
Carbonio in entrata (metodo A)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Altri elementi in entrata al processo	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Ossidi alcalini (metodo B)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Lavaggio (scrubbing)	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.

Tipo di attività / di flusso di fonte	Dati di attività		Fattore di emissione (*)	dati relativi alla composizione (tenore di carbonio (*))	Fattore di ossidazione	Fattore di conversione
	Quantitativo di combustibile o materiale	Potere calorifico netto				
<b>Produzione di gesso e pannelli in cartongesso: cfr. combustione di combustibili</b>						
<b>Produzione di polpa di cellulosa e carta</b>						
Prodotti chimici ausiliari	1	n.a.	1	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Produzione di nerofumo (carbon black)</b>						
Metodologia basata sul bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	1	n.a.	n.a.
<b>Produzione di ammoniacca</b>						
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	2	2a/2b	2a/2b	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Produzione di prodotti chimici organici su larga scala</b>						
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
<b>Produzione di idrogeno e gas di sintesi</b>						
Combustibile utilizzato come materiale in entrata al processo	2	2a/2b	2a/2b	n.a.	n.a.	n.a.
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.
<b>Produzione di soda e bicarbonato di sodio</b>						
Bilancio di massa	1	n.a.	n.a.	2	n.a.	n.a.

(«n.a.» significa «non applicabile»)

(\*) I livelli per il fattore di emissione si riferiscono al fattore di emissione preliminare, e il tenore di carbonio si riferisce al tenore di carbonio totale. Per i materiali misti, la frazione di biomassa deve essere determinata separatamente. Il livello 1 è il livello minimo da applicare per metodologie basate su calcoli nel caso di impianti di categoria A e nel caso di fattori di calcolo per combustibili commerciali standard usati in tutti gli impianti, conformemente all'articolo 26, paragrafo 1, lettera a).

## ALLEGATO VI

**Valori di riferimento per fattori di calcolo [articolo 31, paragrafo 1, lettera a)]**

## 1. FATTORI DI EMISSIONE PER I COMBUSTIBILI CORRELATI AL POTERE CALORIFICO NETTO (NCV)

Tabella 1

**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)	Fonte
Petrolio greggio	73,3	42,3	Linee guida IPCC 2006
Orimulsione	77,0	27,5	Linee guida IPCC 2006
Liquidi di gas naturale	64,2	44,2	Linee guida IPCC 2006
Benzina	69,3	44,3	Linee guida IPCC 2006
Cherosene (diverso dal cherosene per aeromobili)	71,9	43,8	Linee guida IPCC 2006
Olio di scisto	73,3	38,1	Linee guida IPCC 2006
Gasolio/Diesel	74,1	43,0	Linee guida IPCC 2006
Olio combustibile residuo	77,4	40,4	Linee guida IPCC 2006
Gas di petrolio liquefatto	63,1	47,3	Linee guida IPCC 2006
Etano	61,6	46,4	Linee guida IPCC 2006
Nafta	73,3	44,5	Linee guida IPCC 2006
Bitume	80,7	40,2	Linee guida IPCC 2006
Lubrificanti	73,3	40,2	Linee guida IPCC 2006
Coke di petrolio	97,5	32,5	Linee guida IPCC 2006
Cariche di raffineria	73,3	43,0	Linee guida IPCC 2006
Gas di raffineria	57,6	49,5	Linee guida IPCC 2006
Cera di paraffina	73,3	40,2	Linee guida IPCC 2006
Acqua ragia minerale (white spirit) e solventi con punto di ebollizione speciale (SBP)	73,3	40,2	Linee guida IPCC 2006
Altri prodotti petroliferi	73,3	40,2	Linee guida IPCC 2006
Antracite	98,3	26,7	Linee guida IPCC 2006
Carboni da coke	94,6	28,2	Linee guida IPCC 2006
Altro carbone bituminoso	94,6	25,8	Linee guida IPCC 2006
Carbone sub-bituminoso	96,1	18,9	Linee guida IPCC 2006
Ligniti	101,0	11,9	Linee guida IPCC 2006
Scisto bituminoso e sabbie bituminose	107,0	8,9	Linee guida IPCC 2006
Agglomerati di carbon fossile	97,5	20,7	Linee guida IPCC 2006
Coke da cokeria siderurgica e coke di lignite	107,0	28,2	Linee guida IPCC 2006

Tipo di combustibile	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> /TJ)	Potere calorifico netto (TJ/Gg)	Fonte
Coke da gas	107,0	28,2	Linee guida IPCC 2006
Catrame di carbone	80,7	28,0	Linee guida IPCC 2006
Gas di officine del gas	44,4	38,7	Linee guida IPCC 2006
Gas di cokeria	44,4	38,7	Linee guida IPCC 2006
Gas di altoforno	260	2,47	Linee guida IPCC 2006
Gas di forno a ossigeno	182	7,06	Linee guida IPCC 2006
Gas naturale	56,1	48,0	Linee guida IPCC 2006
Rifiuti industriali	143	n.a.	Linee guida IPCC 2006
Oli usati	73,3	40,2	Linee guida IPCC 2006
Torba	106,0	9,76	Linee guida IPCC 2006
Legno/rifiuti del legno	—	15,6	Linee guida IPCC 2006
Altre biomasse solide primarie	—	11,6	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Carbone di legna	—	29,5	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Biobenzina	—	27,0	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Biodiesel	—	27,0	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Altri biocombustibili liquidi	—	27,4	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Gas di discarica	—	50,4	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Gas di fanghi	—	50,4	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Altri biogas	—	50,4	Linee guida IPCC 2006 (solo NCV)
Pneumatici usati	85,0 <sup>(1)</sup>	n.a.	Iniziativa per la sostenibilità dell'industria del cemento (CSI) del WBCSD
Monossido di carbonio	155,2 <sup>(2)</sup>	10,1	J. Falbe e M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stoccarda, 1995
Metano	54,9 <sup>(3)</sup>	50,0	J. Falbe e M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stoccarda, 1995

<sup>(1)</sup> Questo valore costituisce il fattore di emissione preliminare, ossia prima dell'applicazione della frazione di biomassa, se del caso.

<sup>(2)</sup> In base a un NCV di 10,12 TJ/t

<sup>(3)</sup> In base a un NCV di 50,01 TJ/t

## 2. FATTORI DI EMISSIONE CORRELATI ALLE EMISSIONI DI PROCESSO

Tabella 2

### Fattore di emissione stechiometrico per le emissioni di processo derivanti dalla decomposizione dei carbonati (metodo A)

Carbonato	Fattore di emissione [t CO <sub>2</sub> /t]
CaCO <sub>3</sub>	0,440
MgCO <sub>3</sub>	0,522
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,415

Carbonato	Fattore di emissione [t CO <sub>2</sub> /t]
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
FeCO <sub>3</sub>	0,380
Considerazioni generali	Fattore di emissione = $[M(\text{CO}_2)] / \{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]\}$ X = metallo M(x) = peso molecolare di X in [g/mol] M(CO <sub>2</sub> ) = peso molecolare di CO <sub>2</sub> in [g/mol] M(CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ) = peso molecolare di CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> in [g/mol] Y = numero stechiometrico di X Z = numero stechiometrico di CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>

Tabella 3

**fattore di emissione stechiometrico per le emissioni di processo derivanti dalla decomposizione dei carbonati basata sugli ossidi alcalini terrosi (metodo B)**

Ossido	Fattore di emissione [t CO <sub>2</sub> /t]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
in generale: X <sub>Y</sub> O <sub>Z</sub>	Fattore di emissione = $[M(\text{CO}_2)] / Y * \{[M(x)] + Z * [M(\text{O})]\}$ X = metalli alcalino-terrosi o metalli alcalini M(x) = peso molecolare di X in [g/mol] M(CO <sub>2</sub> ) = peso molecolare di CO <sub>2</sub> [g/mol] M(O) = peso molecolare di O [g/mol] Y = numero stechiometrico di X = 1 (per metalli alcalino-terrosi) = 2 (per metalli alcalini) Z = numero stechiometrico di O = 1

Tabella 4

**Fattori di emissione stechiometrici per le emissioni di processo da altri materiali (produzione di ferro e acciaio e lavorazione di metalli ferrosi) <sup>(1)</sup>**

Materiale in entrata o in uscita	Tenore di carbonio (t C/t)	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> /t)
Ferro ridotto diretto (DRI)	0,0191	0,07
Elettrodi di carbonio per forni elettrici ad arco	0,8188	3,00

<sup>(1)</sup> Linee guida IPCC del 2006 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra



Materiale in entrata o in uscita	Tenore di carbonio (t C/t)	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> /t)
Carbonio di carica per forni elettrici ad arco	0,8297	3,04
Ferro agglomerato a caldo	0,0191	0,07
Gas di forno a ossigeno	0,3493	1,28
Coke di petrolio	0,8706	3,19
Ghisa grezza	0,0409	0,15
Ferro/rottami di ferro	0,0409	0,15
Acciaio/rottami di acciaio	0,0109	0,04

Tabella 5

**Fattori di emissione stechiometrici per emissioni di processo da altri materiali (prodotti chimici organici su larga scala) <sup>(1)</sup>**

Sostanza	Tenore di carbonio (t C/t)	Fattore di emissione (t CO <sub>2</sub> / t)
Acetonitrile	0,5852	2,144
Acrilonitrile	0,6664	2,442
Butadiene	0,888	3,254
Nerofumo	0,97	3,554
Etilene	0,856	3,136
Etilene dicloruro	0,245	0,898
Glicole etilenico	0,387	1,418
Ossido di etilene	0,545	1,997
Cianuro di idrogeno	0,4444	1,628
Metanolo	0,375	1,374
Metano	0,749	2,744
Propano	0,817	2,993
Propilene	0,8563	3,137
Cloruro di vinile monomero	0,384	1,407

<sup>(1)</sup> Linee guida IPCC del 2006 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra

3. POTENZIALI DI SURRISCALDAMENTO DEL PIANETA PER GAS A EFFETTO SERRA DIVERSI DAL CO<sub>2</sub>

Tabella 6

**Potenziali di riscaldamento globale**

Gas	Potenziale di riscaldamento globale
N <sub>2</sub> O	298 t CO <sub>2(e)</sub> / t N <sub>2</sub> O
CF <sub>4</sub>	7 390 t CO <sub>2(e)</sub> / t CF <sub>4</sub>
C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	12 200 t CO <sub>2(e)</sub> / t C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>

## ALLEGATO VII

**Frequenza minima delle analisi (articolo 35)**

Combustibile/materiale	Frequenza minima delle analisi
Gas naturale	Almeno ogni settimana
Altri gas, in particolare gas di sintesi o gas di processo come gas misti di raffineria, gas di cokeria, gas di altoforno, gas di convertitore, gas di giacimenti petroliferi e di gas	Minimo giornaliera — applicando procedure opportune in diversi momenti della giornata
Oli (ad esempio olio combustibile leggero, medio, pesante, bitume)	Ogni 20 000 tonnellate di combustibile e almeno sei volte l'anno
Carbone, carbone da coke, coke, coke di petrolio, torba	Ogni 20 000 tonnellate di combustibile/materiale e almeno sei volte l'anno
Altri combustibili	Ogni 10 000 tonnellate di combustibile e almeno quattro volte l'anno
Rifiuti solidi non trattati (rifiuti da combustibili fossili puri o da rifiuti misti di origine fossile e da biomassa)	Ogni 5 000 tonnellate di rifiuti e almeno quattro volte l'anno
Rifiuti liquidi, rifiuti solidi pretrattati	Ogni 10 000 tonnellate di rifiuti e almeno quattro volte l'anno
Minerali carbonati (ad esempio calcare e dolomite)	Ogni 50 000 tonnellate di materiale 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 materiali (prodotto primario, intermedio e finale)	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

## ALLEGATO VIII

**Metodologie fondate su misure (articolo 41)**

## 1. DEFINIZIONI DEI LIVELLI PER LE METODOLOGIE FONDATE SU MISURE

Le metodologie fondate su misure sono approvate secondo i livelli, con le seguenti incertezze massime ammissibili per le emissioni orarie medie annue, calcolati in base all'equazione 2 riportata nella sezione 3 del presente allegato.

Tabella 1

**Livelli applicabili per i CEMS (incertezza massima ammissibile per ogni livello)**

Per il CO<sub>2</sub>, l'incertezza è da applicare al quantitativo totale di CO<sub>2</sub> misurato. Quando la frazione di biomassa è determinata ricorrendo ad un metodo fondato su misure occorre applicare la stessa definizione di livello utilizzata per il CO<sub>2</sub>.

	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
Fonti di emissioni di CO <sub>2</sub>	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
Fonti di emissioni di N <sub>2</sub> O	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	N.A.
Trasferimento di CO <sub>2</sub>	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

## 2. REQUISITI DI LIVELLO MINIMI PER GLI IMPIANTI DI CATEGORIA A

Tabella 2

**Livelli minimi da applicare per i metodi fondati su calcoli nel caso di impianti di categoria A, conformemente all'articolo 41, paragrafo 1, lettera a).**

Gas a effetto serra	Livello minimo richiesto
CO <sub>2</sub>	2
N <sub>2</sub> O	2

## 3. DETERMINAZIONE DEI GAS A EFFETTO SERRA (GHG) CON METODOLOGIE FONDATE SU MISURE

Equazione 1: Calcolo delle emissioni annuali a norma dell'articolo 43, paragrafo 1:

$$GHG Em_{totali} [t] = \sum_{i=1}^{OreOp} GHG conc_{orario,i} \cdot V_{orario,i} \cdot 10^{-6} [t/g]$$

Equazione 2: Determinazione delle emissioni orarie medie:

$$GHG Em_{medie} [kg/h] = \frac{GHG Em_{totali}}{OreOp} \cdot 10^3 [kg/t]$$

Equazione 2a: Determinazione della concentrazione oraria media dei gas a effetto serra ai fini della comunicazione, conformemente al punto 9, lettera b), dell'allegato X, sezione 1:

$$GHG conc_{media} [g/Nm^3] = \frac{GHG Em_{totale}}{\sum_{i=1}^{OreOp} V_{orari,i}} \cdot 10^6 [g/t]$$

Equazione 2b: Determinazione del flusso orario medio degli effluenti gassosi ai fini della comunicazione, conformemente al punto 9 b), della sezione 1 dell'allegato X:

$$Flusso_{medio} [Nm^3/h] = \frac{\sum_{i=1}^{OreOp} V_{orari,i}}{OreOp}$$

Equazione 2c: Calcolo delle emissioni annue ai fini della comunicazione annuale, conformemente al punto 9 b), dell'allegato X, sezione 1:

$$GHG Em_{totali} [t] = GHG conc_{media} \cdot Flow_{medio} \cdot OreOp \cdot 10^{-6} [t/g]$$

Le abbreviazioni seguenti sono utilizzate nelle equazioni da 1 a 2c:

L'indice *i* si riferisce alla singola ora di funzionamento. Se un gestore utilizza periodi di riferimento più brevi ai sensi dell'articolo 44, paragrafo 1, per questo calcolo al posto delle ore viene utilizzato tale periodo di riferimento.

$GHG Em_{totale}$  = totale annuo delle emissioni di gas serra in tonnellate

$GHG conc_{orarie, i}$  = concentrazioni orarie di emissioni di gas serra in g/Nm<sup>3</sup> nel flusso degli effluenti gassosi misurate durante il funzionamento per un ora *i*;

$V_{orarie, i}$  = volume di effluenti gassosi in Nm<sup>3</sup> per ora *i* (ossia, debito integrato nel corso di un'ora o di un periodo di riferimento più breve);

$GHG Em_{medie}$  = emissioni orarie medie annuali dalla fonte;

$HoursOp$  = numero totale di ore per il quale è applicato il metodo fondato su misure, ivi comprese le ore per le quali i dati sono stati sostituiti a norma dell'articolo 45, paragrafi fa 2 a 4;

$GHG conc_{medie}$  = concentrazioni medie orarie annue delle emissioni di gas serra in g/Nm<sup>3</sup>;

$Flow_{medio}$  = flusso annuo medio degli effluenti gassosi in Nm<sup>3</sup>/h.

#### 4. CALCOLO DELLA CONCENTRAZIONE IN BASE A UNA MISURAZIONE DELLA CONCENTRAZIONE INDIRECTA

Equazione 3: Calcolo della concentrazione

$$GHG concentrazione [\%] = 100\% - \sum_i Concentrazione\ del\ componente\ i [\%]$$

#### 5. SOSTITUZIONE DEI DATI DI CONCENTRAZIONE MANCANTI PER LE METODOLOGIE FONDATE SU MISURE

Equazione 4: Sostituzione dei dati mancanti per le metodologie fondate su misure

$$C_{sost}^* = \bar{C} + 2\sigma_{c-}$$

dove:

$\bar{C}$  = la media aritmetica della concentrazione del parametro specifico nell'intero periodo di comunicazione o, qualora la perdita di dati si sia verificata in presenza di circostanze specifiche, nell'arco di un periodo che rifletta adeguatamente le circostanze specifiche;

$\sigma_{c-}$  = la migliore stima della deviazione standard della concentrazione del parametro specifico nell'intero periodo di comunicazione o, qualora la perdita di dati si sia verificata in presenza di circostanze specifiche, nell'arco di un periodo che rifletta adeguatamente le circostanze specifiche.

## ALLEGATO IX

**Informazioni e dati minimi da conservare a norma dell'articolo 67, paragrafo 1**

I gestori e gli operatori aerei conservano almeno quanto segue:

## 1. ELEMENTI COMUNI PER IMPIANTI E OPERATORI AEREI

- (1) Il piano di monitoraggio approvato dall'autorità competente;
- (2) 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;
- (3) Tutti gli aggiornamenti pertinenti dei piani di monitoraggio notificati all'autorità competente a norma dell'articolo 15 e le risposte dell'autorità competente;
- (4) tutte le procedure scritte menzionate nel piano di monitoraggio, compresi, se del caso, il piano di campionamento, le procedure per le attività riguardanti il flusso di dati e le procedure per le attività di controllo;
- (5) un elenco di tutte le versioni del piano di monitoraggio utilizzate e di tutte le procedure correlate;
- (6) la documentazione riguardante le responsabilità in materia di monitoraggio e comunicazione;
- (7) la valutazione dei rischi effettuata dal gestore o dall'operatore aereo, se pertinente;
- (8) le comunicazioni relative ai miglioramenti di cui all'articolo 69;
- (9) la comunicazione annuale delle emissioni sottoposta a verifica;
- (10) la relazione di verifica;
- (11) ogni altra informazione identificata come necessaria per la verifica della comunicazione annuale delle emissioni.

## 2. ELEMENTI SPECIFICI PER IMPIANTI CON FONTI FISSE

- (1) L'autorizzazione valida a emettere gas a effetto serra, ed eventuali aggiornamenti della stessa.
- (2) Eventuali valutazioni dell'incertezza, se pertinenti.
- (3) Per le metodologie fondate su calcoli applicate negli impianti:
  - a) i dati di 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;
  - b) un elenco di tutti i valori standard usati come fattori di calcolo, se pertinente;
  - c) l'insieme completo dei risultati del campionamento e delle analisi per la determinazione dei fattori di calcolo;
  - d) la documentazione su tutte le procedure inefficaci corrette e sull'intervento correttivo attuato ai sensi dell'articolo 64;
  - e) eventuali risultati della taratura e manutenzione degli strumenti di misurazione;
- (4) Per le metodologie fondate su misure negli impianti, i seguenti elementi aggiuntivi:
  - a) la documentazione che giustifica la scelta della misura come metodologia di monitoraggio;
  - b) i dati utilizzati per l'analisi delle incertezze delle emissioni prodotte da ciascuna fonte di emissione, suddivisi per processo;
  - c) i dati usati per comprovare i calcoli e i risultati dei calcoli;
  - d) una descrizione tecnica dettagliata del sistema di misura in continuo, compresa la documentazione relativa all'approvazione rilasciata dall'autorità competente;

- e) 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;
  - f) la documentazione relativa a ogni modifica del sistema di misura in continuo;
  - g) eventuali risultati della taratura e manutenzione degli strumenti di misurazione;
  - h) se del caso, il modello di bilancio di massa o di bilancio energetico usato allo scopo di determinare i dati surrogati conformemente all'articolo 45, paragrafo 4, e i presupposti che ne sono alla base.
- (5) Se si applica una metodologia alternativa ai sensi dell'articolo 22, tutti i dati necessari per la determinazione delle emissioni per le fonti di emissione e i flussi di fonti a cui si riferisce la metodologia selezionata, oltre che i dati surrogati per i dati di attività, i fattori di calcolo e altri parametri che sarebbero comunicati qualora si facesse ricorso a un metodo strutturato su livelli.
- (6) Per la produzione di alluminio primario, i seguenti elementi aggiuntivi:
- a) la documentazione dei risultati delle campagne di misura realizzate per determinare i fattori di emissione specifici all'impianto per il  $CF_4$  e il  $C_2F_6$ ;
  - b) la documentazione dei risultati della determinazione dell'efficacia di raccolta delle emissioni fuggitive;
  - c) tutti i dati utili relativi alla produzione di alluminio primario, alla frequenza e alla durata degli effetti anodici o alla sovratensione anodica.
- (7) Per le attività di cattura di  $CO_2$ , trasporto e stoccaggio geologico, se del caso, i seguenti elementi aggiuntivi:
- a) la documentazione dei quantitativi di  $CO_2$  iniettati nel complesso di stoccaggio da impianti che effettuano lo stoccaggio geologico di  $CO_2$ ;
  - b) i dati sulla pressione e la temperatura relativi alla rete di trasporto aggregati in modo significativo;
  - c) copia dell'autorizzazione allo stoccaggio corredata del relativo piano di monitoraggio a norma dell'articolo 9 della direttiva 2009/31/CE;
  - d) le relazioni presentate a norma dell'articolo 14 della direttiva 2009/31/CE;
  - e) le relazioni sui risultati delle ispezioni effettuate a norma dell'articolo 15 della direttiva 2009/31/CE;
  - f) la documentazione sui provvedimenti correttivi adottati a norma dell'articolo 16 della direttiva 2009/31/CE.
3. ELEMENTI SPECIFICI ALLE ATTIVITÀ DI TRASPORTO AEREO
- (1) l'elenco degli aeromobili di proprietà e noleggiati nonché le prove necessarie circa la completezza dell'elenco stesso, la data in cui è stato aggiunto alla flotta dell'operatore aereo o in cui è stato cancellato dalla stessa;
  - (2) un elenco dei voli che rientrano in ciascun periodo di comunicazione nonché le prove necessarie circa la completezza dell'elenco stesso;
  - (3) i dati pertinenti usati per determinare il consumo di combustibile e le emissioni;
  - (4) i dati utilizzati per determinare il carico utile e la distanza riguardanti gli anni per i quali vengono comunicati i dati relativi alle tonnellate-chilometro;
  - (5) la documentazione sul metodo adottato in caso di lacune dei dati, se applicabile, e i dati utilizzati per colmare tali lacune ove si siano presentate e se il numero di voli con lacune nei dati supera il 5 % dei voli oggetto di comunicazione, i motivi alla base di tali lacune e la documentazione concernente gli interventi correttivi adottati.
-

## ALLEGATO X

**Contenuti minimi delle relazioni annuali (articolo 68, paragrafo 3)**

## 1. COMUNICAZIONI DELLE EMISSIONI ANNUE DEGLI IMPIANTI CON FONTI FISSE

La comunicazione delle emissioni annue di un impianto contiene almeno le seguenti informazioni:

- (1) i dati di identificazione dell'impianto, quali precisate nell'allegato IV della direttiva 2003/87/CE, e numero univoco dell'autorizzazione rilasciata all'impianto;
- (2) il nome e l'indirizzo del responsabile della verifica della comunicazione;
- (3) l'anno della comunicazione;
- (4) il riferimento e il numero di versione del piano di monitoraggio approvato più recente e la data a partire dalla quale è applicabile, nonché il riferimento e il numero di versione di tutti gli altri piani di monitoraggio pertinenti per l'anno oggetto di comunicazione;
- (5) le modifiche significative al funzionamento di un impianto e le variazioni o gli scostamenti provvisori, verificatisi durante il periodo di comunicazione, nel piano di monitoraggio approvato dall'autorità competente; ivi compresi 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;
- (6) le informazioni per tutte le fonti di emissioni e i flussi di emissioni, tra cui almeno:
  - a) le emissioni totali espresse in t CO<sub>2(e)</sub>;
  - b) nel caso di impianti che emettono gas a effetto serra diversi dal CO<sub>2</sub>, le emissioni totali espresse in t;
  - c) l'indicazione riguardo al metodo applicato tra quelli specificati all'articolo 21 (metodologia fondata su misure o su calcoli);
  - d) i livelli applicati;
  - e) i dati di attività:
    - i) nel caso dei combustibili, il quantitativo di combustibile (espresso in tonnellate o Nm<sup>3</sup>) e il potere calorifico netto (GJ/t o GJ/Nm<sup>3</sup>) comunicati separatamente;
    - ii) per tutti gli altri flussi di fonti il quantitativo espresso in tonnellate o come Nm<sup>3</sup>;
  - f) i fattori di emissione, espressi conformemente alle disposizioni dell'articolo 36, paragrafo 2; la frazione di biomassa e i fattori di ossidazione e di conversione, indicati sotto forma di frazioni adimensionali;
  - g) qualora i fattori di emissione per i combustibili si riferiscano alla massa o al volume anziché all'energia, i valori determinati a norma dell'articolo 26, paragrafo 5, per il potere calorifico netto di ciascun flusso;
- (7) nel caso in cui si applichi una metodologia basata sul bilancio di massa, il flusso di massa e il tenore di carbonio per ciascun flusso da e verso l'impianto; la frazione di biomassa e il potere calorifico netto, se del caso;
- (8) le informazioni da comunicare come voci per memoria, tra cui almeno:
  - a) le quantità di biomassa combusta, espressa in TJ, o utilizzata nei processi, espressa in t o in Nm<sup>3</sup>;
  - b) le emissioni di CO<sub>2</sub> dalla biomassa, espresse in t CO<sub>2</sub>, quando la determinazione delle emissioni viene effettuata con il metodo fondato su misure;
  - c) un dato surrogato per il potere calorifico netto dei flussi da biomassa usati come combustibili, se del caso;
  - d) le quantità e il valore energetico dei bioliquidi e biocarburanti combustibili, espressi in t e TJ;
  - e) il CO<sub>2</sub> o l'N<sub>2</sub>O trasferito in un impianto o proveniente da un impianto, qualora siano applicabili l'articolo 49 o l'articolo 50, espresso in t CO<sub>2(e)</sub>;
  - f) il CO<sub>2</sub> intrinseco trasferito in un impianto o proveniente da un impianto, qualora si applichi l'articolo 48, espresso in t CO<sub>2</sub>;



- g) se del caso, il nome e il codice identificativo dell'impianto quale definito dagli atti adottati a norma dell'articolo 19, paragrafo 3, della direttiva 2003/87/CE:
- i) dell'impianto o degli impianti nei quali il CO<sub>2</sub> o l'N<sub>2</sub>O è trasferito ai sensi delle lettere e) e f) del presente punto 8;
  - ii) dell'impianto o degli impianti nei quali il CO<sub>2</sub> o l'N<sub>2</sub>O è ricevuto ai sensi delle lettere e) e f) del presente punto 8.

Qualora l'impianto non disponga di tale codice di identificazione, sono forniti il nome e indirizzo dell'impianto, nonché le informazioni di contatto di una persona di contatto.

- h) CO<sub>2</sub> trasferito dalla biomassa, espresso in t CO<sub>2</sub>.

(9) Nell'eventualità in cui si ricorra a un sistema fondato su misure:

- a) qualora il CO<sub>2</sub> sia misurato come emissioni annue di CO<sub>2</sub> di origine fossile ed emissioni annue di CO<sub>2</sub> connesse all'impiego di biomassa;
- b) le ore di funzionamento del sistema di misurazione continua delle emissioni (CEMS), le concentrazioni di gas a effetto serra misurate e il flusso degli effluenti gassosi, espressi come emissioni orarie medie annue e come valore annuo totale.

(10) Se si applica una delle metodologie descritte nell'articolo 22, tutti i dati necessari per la determinazione delle emissioni per le fonti di emissione e i flussi di fonti a cui si riferisce la metodologia selezionata, oltre che i dati surrogati per i dati relativi all'attività, i fattori di calcolo e altri parametri che sarebbero comunicati qualora si facesse ricorso a un metodo strutturato su livelli.

(11) Se nei dati sono presenti lacune che sono state colmate con dati surrogati in conformità dell'articolo 66, paragrafo 1:

- a) il flusso o la fonte di emissioni interessati dalle singole lacune nei dati;
- b) i motivi di ogni lacuna nei dati;
- c) la data e l'ora di inizio e di fine di ogni lacuna;
- d) le emissioni calcolate sulla base di dati surrogati;
- e) se il metodo di stima per determinare i dati surrogati non è ancora stato incluso nel piano di monitoraggio, una descrizione dettagliata del metodo di stima, comprensiva degli elementi atti a dimostrare che il sistema impiegato non comporta sottostime delle emissioni per il periodo interessato;

(12) ogni altro cambiamento, verificatosi nell'impianto durante il periodo di comunicazione, che incida sulle emissioni di gas a effetto serra nel corso dell'anno di comunicazione;

(13) se applicabile, il livello di produzione di alluminio primario, la frequenza e la durata media degli effetti anodici durante il periodo di comunicazione, o i dati relativi alla sovratensione anodica durante tale periodo, così come i risultati del calcolo più recente dei fattori di emissione specifici all'impianto per CF<sub>4</sub> e C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, come descritto nell'allegato IV, e del calcolo più recente dell'efficienza di raccolta dei condotti.

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

Quando nel corso di un periodo di comunicazione vengono cambiati i livelli applicati, il gestore calcola e riporta le emissioni in sezioni distinte della comunicazione annuale per le parti corrispondenti del periodo di comunicazione.

Dopo la chiusura di un sito, secondo il disposto dall'articolo 17 della direttiva 2009/31/CE, i gestori dei siti di stoccaggio di CO<sub>2</sub> possono utilizzare, una comunicazione delle emissioni semplificata contenente quantomeno gli elementi di cui ai punti da 1 a 5, se l'autorizzazione a emettere gas serra non indica fonti di emissione.

## 2. COMUNICAZIONI DELLE EMISSIONI ANNUE DEGLI OPERATORI AEREI

Nel caso di un operatore aereo, la comunicazione delle emissioni contiene almeno le seguenti informazioni:

- (1) dati che identificano l'operatore aereo e definiti nell'allegato IV della direttiva 2003/87/CE e il nominativo radio o ogni altro codice designatore unico utilizzato ai fini del controllo aereo nonché tutte le coordinate di contatto;
- (2) il nome e l'indirizzo del responsabile della verifica della comunicazione;

- (3) l'anno della comunicazione;
- (4) il riferimento e il numero di versione del piano di monitoraggio approvato più recente e la data a partire dalla quale è applicabile; riferimento e numero di versione di altri piani di monitoraggio pertinenti per l'anno oggetto di comunicazione;
- (5) le modifiche significative delle operazioni e gli scostamenti rispetto al piano di monitoraggio approvato durante il periodo di comunicazione;
- (6) i numeri di registrazione degli aeromobili e i tipi di aeromobili utilizzati, nel periodo cui si riferisce la comunicazione, per lo svolgimento delle attività di trasporto aereo elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE effettuate dall'operatore aereo;
- (7) il numero complessivo di voli per coppia di Stati oggetto della comunicazione;
- (8) massa del carburante (in tonnellate) per tipo di carburante per coppia di Stati;
- (9) le emissioni di CO<sub>2</sub> totali in tonnellate di CO<sub>2</sub> disaggregate per Stato membro di partenza e di arrivo;
- (10) se le emissioni sono calcolate in base a un fattore di emissione o al tenore di carbonio relativo alla massa o al volume, i dati surrogati per il potere calorifico netto del combustibile;
- (11) Se nei dati sono presenti lacune che sono state colmate con dati surrogati in conformità dell'articolo 66, paragrafo 2:
  - a) il numero di voli espresso in percentuale di voli annuali (arrotondato allo 0,1 % più vicino) per i quali si registrano lacune nei dati; le circostanze in cui tali lacune si sono verificate e le ragioni delle stesse;
  - b) il metodo di stima applicato per determinare i dati surrogati;
  - c) le emissioni calcolate sulla base di dati surrogati;
- (12) voci per memoria:
  - a) quantitativo di biomassa utilizzata come carburante durante l'anno di riferimento (in tonnellate o m<sup>3</sup>), ripartito per tipo di carburante;
  - b) il potere calorifico netto dei carburanti alternativi;
- (13) in allegato alla comunicazione annuale delle emissioni l'operatore riporta le emissioni annuali e il numero annuo di voli per coppia di aerodromi. Su richiesta dell'operatore, tali informazioni sono trattate come informazioni riservate dall'autorità competente.

### 3. COMUNICAZIONI DEI DATI SULLE TONNELLATE-CHILOMETRO DEGLI OPERATORI AEREI

Nel caso di un operatore aereo, la comunicazione dei dati sulle tonnellate-chilometro contiene almeno le seguenti informazioni:

- (1) i dati che identificano l'operatore, indicati nell'allegato IV della direttiva 2003/87/CE e il nominativo radio o ogni altro codice designatore unico utilizzato ai fini del controllo aereo nonché tutte le coordinate di contatto;
- (2) il nome e l'indirizzo del responsabile della verifica della comunicazione;
- (3) l'anno della comunicazione;
- (4) il riferimento e il numero di versione del piano di monitoraggio approvato più recente e la data a partire dalla quale è applicabile; riferimento e numero di versione di altri piani di monitoraggio pertinenti per l'anno oggetto di comunicazione;
- (5) le modifiche significative delle operazioni e gli scostamenti rispetto al piano di monitoraggio approvato durante il periodo di comunicazione;
- (6) i numeri di registrazione degli aeromobili e i tipi di aeromobili utilizzati, nel periodo cui si riferisce la comunicazione, per lo svolgimento delle attività di trasporto aereo elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE effettuate dall'operatore aereo;
- (7) il metodo prescelto per il calcolo della massa dei passeggeri e del bagaglio imbarcato nonché della massa delle merci e della posta;
- (8) il numero complessivo di passeggeri-chilometro e di tonnellate-chilometro per tutti i voli effettuati nel corso dell'anno cui si riferisce la comunicazione e che rientrano nelle attività di trasporto aereo di cui all'allegato I della direttiva 2003/87/CE;

- (9) per ciascuna coppia di aerodromi: il codice designatore ICAO dei due aerodromi; distanza (distanza ortodromica + 95 km) espressa in km; numero totale di voli per coppia di aerodromi nel periodo di riferimento; massa totale dei passeggeri e del bagaglio imbarcato (tonnellate) durante il periodo di riferimento per ogni coppia di aerodromi; numero totale di passeggeri durante il periodo di riferimento; numero totale di passeggeri moltiplicato per i chilometri per coppia di aerodromi; massa totale delle merci e della posta (tonnellate) durante il periodo di riferimento per ogni coppia di aerodromi; tonnellate-chilometro totali per coppia di aerodromi (t km).
-

## ALLEGATO XI

**Tavola di concordanza**

Regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione	Presente regolamento
Articoli da 1 a 49	Articoli da 1 a 49
—	Articolo 50
Articoli da 50 a 67	Articoli da 51 a 68
Articolo 68	—
Articoli da 69 a 75	Articoli da 69 a 75
—	Articolo 76
Articoli 76 a 77	Articoli da 77 a 78
Allegati da I a X	Allegati da I a X
—	Allegato XI