



COMMISSIONE EUROPEA
DIREZIONE GENERALE
FISCALITÀ E UNIONE DOGANALE
Fiscalità indiretta e amministrazione fiscale
CBAM, energia e tassazione ecologica

Bruxelles, 8 dicembre 2023

DOCUMENTO DI ORIENTAMENTO SULL'ATTUAZIONE DEL CBAM PER I GESTORI DEGLI IMPIANTI AL DI FUORI DELL'UE

Il presente documento di orientamento rappresenta il punto di vista dei servizi della Commissione europea al momento della pubblicazione. Non è giuridicamente vincolante.

CRONOLOGIA DELLE VERSIONI

Data	Note sulle versioni
17 agosto 2023	Prima pubblicazione
26 ottobre 2023	<p>Sono state effettuate le seguenti correzioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • alcuni chiarimenti nella sezione 6.7.3 (energia elettrica e cogenerazione); • miglioramento degli esempi pratici settoriali, in particolare: <ul style="list-style-type: none"> • cemento, sezione 7.1.3 (chiarimenti di minore entità); • acciaio (7.2.2.1, in particolare il calcolo della deduzione dei gas di scarico); • miscele di concimi (sezione 7.3.2, chiarimenti di minore entità); • alluminio (sezione 7.4.2, chiarimenti di minore entità); • idrogeno (sezione 7.5.2 – non tutto l'H₂ prodotto è venduto); • correzione di vari refusi, riferimenti e formati.
21 novembre 2023	Correzione in merito alla norma <i>de minimis</i>
8 dicembre 2023	<p>Sono state effettuate le seguenti correzioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • chiarimenti nella sezione 4.3 (Periodo transitorio), in particolare nelle sezioni 4.3.3 (Periodi di riferimento) e 4.3.5 (Perfezionamento attivo); • chiarimenti nella sezione 5.4.3 (Idrogeno) al fine di includere altri percorsi produttivi, e in relazione alla <i>Figura 5-6</i> (Minerale sinterizzato) e alla <i>Figura 5-11</i> (Acciaio grezzo - acciaieria a ossigeno); • nella sezione 6.2.1 è stata aggiunta la Tabella 6-1 che confronta l'ambito di applicazione delle emissioni di gas a effetto serra (GES) per il CBAM, l'EU ETS e altre norme; • chiarimenti di minore entità nella sezione 6.3 (Definizione dei limiti del sistema dei processi di produzione); • inclusione dei numeri di riferimento dell'equazione nelle sezioni 6 e 7 relative al regolamento di esecuzione (UE) 2023/1773; • chiarimenti nelle sezioni 6.8.1.2 (Obblighi di monitoraggio) concernenti la qualità delle merci e 6.8.2 (Monitoraggio dei dati sui precursori) concernenti le differenze nei periodi di riferimento; • chiarimenti nella sezione 6.9 (Uso di fattori determinati e altri metodi) e in particolare l'aggiunta di una nuova sezione 6.9.4 (Utilizzo transitorio di altri sistemi di monitoraggio e comunicazione dei gas a effetto serra);

	<ul style="list-style-type: none">• nella sezione 7.2.2.3, inserimento di un nuovo esempio pratico concernente la fabbricazione di prodotti di acciaio a partire da precursori acquistati;• nella sezione 8, correzione della norma di esenzione EFTA;• soppressione dell'allegato sui valori predefiniti, in quanto tali informazioni sono disponibili sul sito web della Commissione europea dedicato al CBAM.

CONTENUTO

1	SINTESI	8
2	INTRODUZIONE	9
2.1	Informazioni sul documento	9
2.2	Come usare questo documento	10
2.3	Dove ottenere ulteriori informazioni	10
3	GUIDA RAPIDA PER I GESTORI	14
4	IL MECCANISMO DI ADEGUAMENTO DEL CARBONIO ALLE FRONTIERE	23
4.1	Introduzione al CBAM	23
4.2	Definizioni e ambito di applicazione delle emissioni soggette all'applicazione del CBAM	24
4.3	Periodo transitorio	26
4.3.1	Ruoli e responsabilità principali in materia di comunicazione	27
4.3.2	Aspetti che devono essere monitorati dai gestori	28
4.3.3	Periodi di riferimento per i gestori e gli importatori	29
4.3.4	Governance del CBAM	31
4.3.5	Perfezionamento attivo	32
5	MERCI CBAM E PERCORSI PRODUTTIVI	34
5.1	Introduzione alle sezioni specifiche per settore	34
5.2	Identificazione delle merci CBAM	35
5.2.1	Specifiche di prodotto	35
5.2.2	Identificazione delle merci che rientrano nell'ambito di applicazione del regolamento CBAM	36
5.3	Settore del cemento	36
5.3.1	Unità di produzione ed emissioni incorporate per settore industriale	36
5.3.2	Definizione e spiegazione delle merci interessate	37
5.3.3	Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti	39
5.4	Settore delle sostanze chimiche – Idrogeno	44
5.4.1	Unità di produzione ed emissioni incorporate	44
5.4.2	Definizione e spiegazione delle merci CBAM di questo settore interessate	45
5.4.3	Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti	45
5.5	Settore dei concimi	49
5.5.1	Unità di produzione ed emissioni incorporate	50

5.5.2	Definizione e spiegazione delle merci CBAM di questo settore interessate	51
5.5.3	Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti	52
5.6	Settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio	57
5.6.1	Unità di produzione ed emissioni incorporate	58
5.6.2	Definizione e spiegazione delle merci CBAM di questo settore interessate	59
5.6.3	Definizione e spiegazione dei processi di produzione e delle emissioni pertinenti	63
5.7	Settore dell'alluminio	79
5.7.1	Unità di produzione ed emissioni incorporate	79
5.7.2	Definizione e spiegazione delle merci del settore interessate	81
5.7.3	Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti	83
6	OBBLIGHI DI MONITORAGGIO E DI COMUNICAZIONE	90
6.1	Definizioni e ambito di applicazione delle emissioni soggette all'applicazione del CBAM	92
6.1.1	Impianto, processo di produzione e percorsi produttivi	92
6.1.2	Livello di attività, quantità di merci prodotte	93
6.1.3	Emissioni incorporate dirette e indirette	93
6.1.4	Unità per la comunicazione delle emissioni incorporate	95
6.2	Come determinare le emissioni incorporate	95
6.2.1	Il concetto	95
6.2.2	Dalle emissioni dell'impianto alle emissioni incorporate delle merci	99
6.3	Definizione dei limiti del sistema dei processi di produzione e percorsi produttivi	111
6.4	Pianificazione delle attività di monitoraggio	115
6.4.1	Documentazione necessaria per pianificare le attività di monitoraggio	116
6.4.2	Principi e procedure della metodologia di monitoraggio	116
6.4.3	Procedure scritte	118
6.4.4	Scelta delle migliori fonti di dati disponibili	118
6.4.5	Limitare i costi connessi al monitoraggio	121
6.4.6	Misure di controllo e gestione della qualità	122
6.5	Determinazione delle emissioni dirette dell'impianto	124
6.5.1	Approccio basato su calcoli	126
6.5.2	Metodologia fondata su misure – Sistemi di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS)	140
6.5.3	Metodi specifici di paesi terzi	143
6.5.4	Trattamento delle emissioni da biomassa	144
6.5.5	Determinazione delle emissioni di PFC (perfluorocarburi)	145
6.5.6	Norme per trasferimenti di CO ₂ tra gli impianti	146
6.6	Determinazione delle emissioni indirette dell'impianto	148
6.7	Norme necessarie per attribuire le emissioni ai processi di produzione	149

6.7.1	Norme generiche per la misurazione dei parametri da attribuire ai processi di produzione	150
6.7.2	Norme in materia di energia termica ed emissioni	153
6.7.3	Norme relative all'energia elettrica e alle sue emissioni	161
6.7.4	Norme per la produzione combinata di calore ed energia elettrica	163
6.7.5	Norme in materia di energia ed emissioni dei gas di scarico	166
6.8	Calcolo delle emissioni incorporate specifiche delle merci complesse	168
6.8.1	Norme per le merci prodotte	169
6.8.2	Norme per il monitoraggio dei dati sui precursori	171
6.9	Uso di fattori predefiniti e altri metodi	172
6.9.1	Valori predefiniti per le emissioni incorporate specifiche	173
6.9.2	Fattori di emissione predefiniti per l'energia elettrica di rete	174
6.9.3	Lievi lacune nei dati di monitoraggio dell'impianto	174
6.9.4	Uso transitorio di altri sistemi di monitoraggio e comunicazione dei gas a effetto serra	175
6.10	Comunicazione del prezzo del carbonio effettivo dovuto	177
6.11	Modello per le comunicazioni	180
6.11.1	Per i gestori	182
6.11.2	Per i dichiaranti	183
7	MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE SPECIFICI PER SETTORE	185
7.1	Settore del cemento	186
7.1.1	Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione	186
7.1.2	Esempio di ripartizione di un impianto che produce cemento in processi di produzione distinti	190
7.1.3	Esempio pratico per il settore del cemento	194
7.2	Settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio	199
7.2.1	Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione	199
7.2.2	Esempi pratici per il settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio	202
7.3	Settore dei concimi	218
7.3.1	Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione	219
7.3.2	Esempio pratico per il settore dei concimi	222
7.4	Settore dell'alluminio	225
7.4.1	Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione	226
7.4.2	Esempio pratico per il settore dell'alluminio	230
7.5	Sostanze chimiche – Settore dell'idrogeno	236
7.5.1	Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione	237
7.5.2	Esempi pratici per il settore dell'idrogeno	240
7.6	L'energia elettrica "come merce" (ossia importata nell'UE)	245
7.6.1	Fattore di emissione di CO ₂ basato sui dati del dichiarante	246

7.6.2 Fattore di emissione di CO₂ basato sulle emissioni effettive di CO₂ dell'impianto	246
8 ESENZIONI DAL CBAM	248
ALLEGATO A 249	ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI
ALLEGATO B 252	ELENCO DELLE DEFINIZIONI
ALLEGATO C – ULTERIORI INFORMAZIONI SULLA BIOMASSA	261
ALLEGATO D – VALORI STANDARD PER I CALCOLI DELLE EMISSIONI	271

1 SINTESI

Il meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (*Carbon Border Adjustment Mechanism* - CBAM) è uno strumento di politica ambientale concepito per applicare ai prodotti importati gli stessi costi del carbonio che sarebbero sostenuti da impianti operanti nell'Unione europea (UE). In tal modo, il CBAM riduce il rischio che gli obiettivi climatici dell'UE siano compromessi dalla delocalizzazione della produzione in paesi con politiche meno ambiziose in materia di decarbonizzazione (la cosiddetta "rilocalizzazione delle emissioni di carbonio").

Nell'ambito del CBAM, nel suo periodo definitivo (successivo a quello transitorio) i dichiaranti autorizzati dell'UE che rappresentano gli importatori di determinate merci acquisteranno e restituiranno certificati CBAM per le emissioni incorporate delle loro merci importate. Poiché il prezzo di tali certificati deriverà da quello delle quote del sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (*EU Emission Trading System* - EU ETS) e dal momento che le norme in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica (*Monitoring, Reporting and Verification* - MRV) sono state concepite sulla base del sistema MRV dell'EU ETS, ciò equivarrebbe a uniformare il prezzo del carbonio sostenuto tra le merci importate e le merci prodotte negli impianti che partecipano all'EU ETS.

Il presente documento di orientamento fa parte di una serie di documenti di orientamento e modelli elettronici forniti dalla Commissione europea a sostegno dell'attuazione armonizzata del CBAM durante **il periodo transitorio (dal 1° ottobre 2023 al 31 dicembre 2025)**. Fornisce un'introduzione al CBAM e ai concetti da utilizzare per il monitoraggio e la comunicazione di impianti fissi. I presenti orientamenti non si aggiungono alle prescrizioni obbligatorie del CBAM, ma mirano ad agevolare l'interpretazione corretta per facilitare l'attuazione.



Il presente documento di orientamento rappresenta il punto di vista dei servizi della Commissione europea al momento della pubblicazione. Non è giuridicamente vincolante.

2 INTRODUZIONE

2.1 Informazioni sul documento

Il presente documento è stato redatto per sostenere i portatori di interessi spiegando le prescrizioni fissate dal regolamento CBAM utilizzando un linguaggio non legislativo. I presenti orientamenti si concentrano sulle **prescrizioni per i gestori di impianti che producono merci CBAM al di fuori dell'UE valide per il periodo transitorio, dal 1° ottobre 2023 al 31 dicembre 2025**, periodo durante il quale il CBAM è applicato senza obblighi finanziari per gli importatori e unicamente ai fini della raccolta di dati.

- La **sezione 3** fornisce orientamenti rapidi per i lettori cui è destinato il presente documento, ossia i gestori di impianti che producono merci CBAM. Fornisce una tabella di marcia in relazione ai concetti più importanti del monitoraggio delle emissioni del CBAM e indica dove trovare maggiori informazioni nel presente documento;
- la **sezione 4** contiene un'introduzione al CBAM e una panoramica del ciclo di conformità, dei ruoli e delle responsabilità, nonché delle tappe e delle scadenze per i gestori di impianti al di fuori dell'UE durante il periodo transitorio;
- la **sezione 5** presenta una panoramica dei processi di produzione e delle catene del valore per i settori e le merci inclusi nell'ambito di applicazione del CBAM;
- la **sezione 6** stabilisce gli obblighi di monitoraggio e comunicazione e le raccomandazioni potenzialmente applicabili a qualsiasi produttore di merci CBAM interessato;
- la **sezione 7** fornisce ulteriori approfondimenti su questo tema riportando considerazioni settoriali specifiche per il monitoraggio e la comunicazione per ciascuna merce CBAM, ove pertinente. Questa sezione è integrata da esempi per ciascun settore;
- la **sezione 8** spiega le esenzioni generali dal CBAM.

La Commissione europea ha pubblicato un documento di orientamento distinto rivolto agli importatori di merci CBAM ("dichiaranti"). I documenti di orientamento sono accompagnati da un modello elettronico per le informazioni che dovrebbero essere utilizzate dai gestori degli impianti per comunicare informazioni ai dichiaranti.



Presentazione dei numeri nei documenti dell'UE

Al fine di allinearsi ai documenti giuridici dell'UE, il presente documento di orientamento utilizza le convenzioni seguenti per presentare i numeri.

Il separatore decimale utilizzato per separare la parte intera di un numero dalla sua parte decimale è una virgola, ad esempio: 0,890

Le migliaia, e le potenze di 10^{3n} e successive, sono separate da uno spazio, ad esempio:

- il numero quindici mila è scritto 15 000;

- il numero quindici milioni è scritto 15 000 000.

2.2 Come usare questo documento

Se nel presente documento vengono riportati numeri di articoli senza ulteriori specificazioni, tali numeri fanno sempre riferimento al regolamento CBAM¹. Quando è citato il "regolamento di esecuzione", si intende il regolamento² che stabilisce le norme dettagliate in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica (MRV) per il periodo transitorio. Per gli acronimi e le definizioni utilizzati nel presente documento, si rimanda all'Allegato A e all'Allegato B.

Una serie di icone è utilizzata per contribuire a guidare il lettore:

Icona	Descrizione dell'uso
	Richiama l'attenzione su informazioni di particolare importanza per i gestori di impianti che producono merci CBAM.
	Pone l'accento su approcci semplificati alle prescrizioni generali del CBAM.
	Utilizzata nei casi in cui sono presentati miglioramenti raccomandati.
	Utilizzata quando vi sono altri documenti, modelli o strumenti elettronici disponibili da altre fonti.
	Evidenzia esempi forniti per i temi discussi nel testo circostante.
	Evidenzia le sezioni che fanno riferimento al periodo definitivo del CBAM, piuttosto che al periodo transitorio.

2.3 Dove ottenere ulteriori informazioni

Il testo riquadrato che segue indica le sezioni principali del regolamento CBAM e del regolamento di esecuzione che sono **pertinenti per i gestori di impianti che producono merci CBAM durante il periodo transitorio**.

¹ Regolamento (UE) 2023/956 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 10 maggio 2023, che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere; Consultabile all'indirizzo: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>.

² Regolamento di esecuzione (UE) 2023/1773 della Commissione, del 17 agosto 2023, recante modalità di applicazione del regolamento (UE) 2023/956 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto concerne gli obblighi di comunicazione ai fini del meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere durante il periodo transitorio; Consultabile all'indirizzo: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj.

Il regolamento CBAM

Regolamento (UE) 2023/956 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 10 maggio 2023, che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere.

Consultabile all'indirizzo: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>

- **Articolo 2** – definisce l'ambito di applicazione del CBAM con riferimento all'allegato I;
- **articolo 3 e allegato IV** – forniscono le definizioni dei termini comuni utilizzati nel CBAM;
- **articolo 10** – stabilisce le prescrizioni per la registrazione dei gestori a norma del CBAM (a decorrere *dal 31 dicembre 2024*);
- **articolo 30** – impone alla Commissione europea di procedere a un riesame dell'ambito di applicazione del CBAM entro il 31 dicembre 2024;
- **articoli da 32 a 35** – stabiliscono gli obblighi di comunicazione per gli importatori dell'UE durante il periodo transitorio;
- **articolo 36** – stabilisce le date a decorrere dalle quali iniziano ad applicarsi gli altri articoli;
- **allegato I** – fornisce l'elenco delle merci CBAM per settore industriale con il codice NC per identificare le merci e i corrispondenti gas a effetto serra pertinenti;
- **allegato III** – individua i paesi e i territori non appartenenti all'UE che non rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM;
- **allegato IV** – fornisce i metodi generali per il calcolo delle emissioni incorporate nelle merci; nella sezione 2 per le merci semplici e nella sezione 3 per le merci complesse.

Regolamento di esecuzione (ai sensi dell'articolo 35, paragrafo 7, del regolamento CBAM):

regolamento di esecuzione (UE) 2023/1773 della Commissione, consultabile all'indirizzo: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2023/1773/oj.

- **Articolo 2 e allegato II**, sezione 1 – forniscono definizioni di termini comuni utilizzati nel CBAM e nelle norme in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica;
 - **articolo 3** – stabilisce gli obblighi di comunicazione dei dichiaranti, compresi i parametri per i quali devono essere comunicati dati;
 - **articoli 4 e 5** – stabiliscono gli approcci per il calcolo delle emissioni incorporate e le condizioni per l'uso dei valori predefiniti;
 - **articolo 7** – indica le informazioni da comunicare concernenti il prezzo del carbonio dovuto;
 - **articolo 16** – si riferisce alle sanzioni che gli Stati membri devono applicare se il dichiarante non ha adempiuto correttamente ai propri obblighi di comunicazione;
-

-
- **articoli 19 e 22** – stabiliscono gli elementi tecnici del registro transitorio CBAM;
 - **allegato I**: tabella 1 - struttura della relazione CBAM, tabella 2 - obblighi di informazione dettagliati nella relazione CBAM;
 - **allegato II**: sezione 2, tabella 1 – mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci CBAM; e sezione 3 – definizione dei processi di produzione per le categorie di merci CBAM, compresi i limiti di sistema dei percorsi produttivi e i precursori;
 - **allegato III**: norme per il monitoraggio delle emissioni a livello di impianto, per l'attribuzione di queste ultime ai processi di produzione e per la determinazione di emissioni incorporate dirette e indirette specifiche di merci semplici e complesse. È strutturato in sezioni come segue:
 - A. principi;
 - B. monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto;
 - C. monitoraggio dei flussi di calore;
 - D. monitoraggio dell'energia elettrica;
 - E. monitoraggio dei precursori;
 - F. norme per l'attribuzione delle emissioni di un impianto alle merci;
 - G. calcolo delle emissioni incorporate specifiche delle merci complesse;
 - H. misure facoltative per aumentare la qualità dei dati;
 - **allegato IV**: dati minimi che i produttori di merci ("gestori") devono comunicare agli importatori (o ai dichiaranti);
 - **allegati da V a VII**: tabelle che elencano le prescrizioni in materia di dati per altre relazioni, compreso il perfezionamento attivo (da parte degli importatori), i dati EORI e il sistema nazionale di importazione;
 - **allegato VIII**: fattori standard utilizzati nel monitoraggio delle emissioni dirette.
 - **allegato IX**: valori di riferimento per l'efficienza della produzione separata di calore ed energia elettrica, da utilizzare nei calcoli in materia di cogenerazione.
-

Tutta la legislazione dell'UE è disponibile al seguente indirizzo: <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html?locale=it>.

Tra gli altri orientamenti e materiali formativi elaborati dalla Commissione europea per aiutare i gestori e gli importatori figurano:

- un documento di orientamento distinto fornito dalla Commissione europea per gli importatori di merci CBAM nell'UE ("dichiaranti");
- orientamenti elaborati per gli importatori sulle modalità per completare le relazioni trimestrali sul portale CBAM destinato agli operatori commerciali;

- un modello basato su Excel per il calcolo automatico delle emissioni incorporate da parte dei gestori e per la comunicazione chiara di tali dati agli importatori di merci;
- video di formazione.



I documenti di orientamento e il modello sono disponibili sul **sito web dedicato** al CBAM della Commissione europea: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_it.



3 GUIDA RAPIDA PER I GESTORI

Nella presente sezione forniamo una panoramica graduale di concetti, norme e obblighi importanti nel contesto del periodo transitorio.

Sei un gestore di un impianto che produce merci CBAM (un "gestore")?

Le merci CBAM sono merci attualmente importate nell'UE dalle industrie del cemento, della ghisa, del ferro e dell'acciaio, dell'alluminio e da alcune industrie chimiche (concimi e idrogeno) e dal settore dell'energia elettrica. Per rispondere a questa domanda occorre confrontare i codici NC³ dei prodotti fabbricati con l'elenco delle merci che figura nell'allegato I del regolamento CBAM. Maggiori informazioni su come affrontare questa questione sono riportate nella sezione 5.2 del presente documento e nelle sottosezioni successive della sezione 5, che forniscono ulteriori dettagli per ciascun settore.

Qualora il lettore non produca tali merci, non deve necessariamente leggere questo documento. Tuttavia, i presenti orientamenti sono stati scritti per essere utili anche a tutti gli altri tipi di pubblico interessato (membri del mondo accademico, importatori soggetti al CBAM, verificatori dei gas a effetto serra, autorità competenti, consulenti, ecc.). **Qualora si desideri semplicemente comprendere come funziona il CBAM in generale**, un'introduzione al CBAM è riportata nella sezione 4.

Il gestore esporta le sue merci verso clienti negli Stati membri dell'UE?

In caso di risposta affermativa, il CBAM riguarda tale gestore.

Facciamo **notare** che i prodotti del gestore possono anche essere acquistati da clienti che fabbricano essi stessi merci CBAM e che i prodotti del gestore possono fungere da "precursore" per le merci CBAM di tali clienti, le quali possono poi essere esportate nei paesi dell'UE. Inoltre anche se il gestore vende i suoi prodotti a operatori commerciali che li vendono a clienti dell'UE, le sue merci rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM.

In tutti i casi in cui merci CBAM finiscono per essere importate nell'UE, a un certo punto l'importatore contatterà il gestore per raccogliere informazioni sulle "emissioni incorporate" di tali merci CBAM. In alternativa il secondo gestore che utilizza le merci del primo gestore come precursori per la produzione di altre merci CBAM chiederà al primo gestore il livello delle emissioni incorporate. **Di conseguenza il gestore dovrà essere pronto a fornire tali dati** e iniziare quanto prima a sviluppare una metodologia di monitoraggio presso il suo impianto, come descritto nel presente documento di orientamento.

Che cosa sono le emissioni incorporate? Questo concetto è stato sviluppato per rispecchiare il più possibile il modo in cui le emissioni sarebbero trattate dall'EU ETS qualora le merci CBAM fossero prodotte nell'UE. L'EU ETS impone ai gestori di corrispondere un prezzo per le proprie emissioni ("dirette"). Tuttavia, se consumano energia elettrica, subiscono altresì i costi del CO₂ inclusi nel prezzo dell'energia elettrica che acquistano⁴ ("emissioni indirette"). Lo stesso vale per i materiali in entrata necessari per il loro processo di produzione, che possono essere forniti da un impianto incluso nell'EU ETS. Questi cosiddetti precursori contribuiscono pertanto ai costi del CO₂ cui deve far fronte l'impianto incluso nell'EU ETS. Le "emissioni incorporate" sono definite

³ I codici NC (nomenclatura comune) sono la versione UE dei codici SA (sistema armonizzato) utilizzati per il commercio internazionale. I codici NC sono generalmente costituiti da 8 cifre (le prime 6 cifre sono identiche al codice SA). Se l'allegato I del regolamento CBAM riporta un numero inferiore di cifre, ciò significa che sono interessati tutti i codici NC che iniziano con tali cifre.

⁴ Se l'impianto dell'UE produce la propria energia elettrica, sostiene direttamente i costi del CO₂.

parallelamente alle emissioni che causano i costi del CO₂ nell'EU ETS: tengono conto delle emissioni dirette e indirette⁵ del processo di produzione nonché delle emissioni incorporate dei precursori. Il concetto è simile a un'impronta di carbonio delle merci. L'ambito di applicazione del CBAM è legato principalmente alle norme dell'EU ETS e presenta pertanto differenze rispetto ad altri metodi di calcolo dell'impronta di carbonio dei prodotti, come quelli di cui al "protocollo sui gas a effetto serra" o alla norma ISO 14067.

Un'introduzione dettagliata al concetto e al calcolo delle emissioni incorporate è riportata nella sezione 6.2.

Che cosa occorre monitorare? Per rispondere a questa domanda, il gestore deve procedere secondo le fasi che seguono per sviluppare la propria "documentazione della metodologia di monitoraggio", ossia il manuale utilizzato da tale gestore e dal suo personale come base per lo svolgimento di compiti di monitoraggio in modo coerente nei prossimi anni. Le fasi presentate garantiranno la copertura di tutti i dati necessari per calcolare le emissioni incorporate.

- Fase 1: definire i **limiti dell'impianto**, i processi di produzione e i percorsi produttivi. Per processo di produzione si intendono i limiti del sistema necessari per attribuire le emissioni a merci specifiche prodotte⁶. Ogni "categoria aggregata di merci" (ossia un'aggregazione di merci con codici NC diversi, ma idonee a essere oggetto di norme comuni di monitoraggio) corrisponde a un unico processo di produzione. Orientamenti sui limiti di sistema sono contenuti nella sezione 5.2 e per ciascun settore nella sottosezione specifica della sezione 5;
- fase 2: definire il **periodo di riferimento** che si intende utilizzare. Il caso predefinito è l'anno civile (europeo). Tuttavia, se il proprio impianto di produzione è situato in un paese con un calendario diverso, o se esistono altri motivi ragionevoli per l'applicazione di un periodo diverso, si può utilizzare anche un tale calendario qualora copra almeno tre mesi. Tra i periodi alternativi idonei figurano in particolare i periodi di riferimento di un sistema di fissazione del prezzo del carbonio o di un sistema obbligatorio di monitoraggio delle emissioni nel paese dell'impianto in questione o l'esercizio fiscale utilizzato. Il motivo principale della scelta di tali altri periodi consiste nel fatto che possono essere applicati controlli supplementari per tali finalità, quali un esercizio di bilancio e una revisione contabile finanziaria per i conti finanziari annuali oppure una verifica da parte di terzi delle emissioni, che conferirà un maggiore livello di fiducia nella qualità dei dati utilizzati anche ai fini del CBAM. Ulteriori orientamenti in merito ai periodi di riferimento sono forniti nella sezione 4.3.3;
- fase 3: individuare tutti i **parametri che occorre monitorare**:
 - le **emissioni dirette** dell'impianto: il gestore dispone di due opzioni:
 - a) l'approccio "basato sui calcoli", nel contesto del quale occorre stabilire i **quantitativi di tutti i combustibili e di tutti i materiali pertinenti**⁷ consumati, e i corrispondenti "fattori di calcolo" (in particolare il cosiddetto

⁵ Le emissioni indirette devono essere comunicate per *tutte* le merci CBAM durante il periodo transitorio, sebbene in questa fase soltanto un numero inferiore di merci sia incluso nell'allegato II del regolamento CBAM e si tratti soltanto di quelle che dovranno coprire le emissioni indirette nel periodo definitivo.

⁶ Avere familiarità con l'EU ETS può aiutare a comprendere il concetto di "processo di produzione" che è molto simile a quello di "sottoimpianti" utilizzato per l'analisi comparativa.

⁷ Il termine "flusso di fonti" è utilizzato per comprendere tanto i combustibili quanto materiali in entrata o in uscita che incidono sulle emissioni.

"fattore di emissione" basato sul tenore di carbonio del combustibile o del materiale);

- b) l'approccio "fondato su misure", nel contesto del quale occorre misurare la **concentrazione dei gas a effetto serra e il flusso del gas effluente** per ciascuna "fonte di emissione" (camino).

Si noti, tuttavia, che **durante una fase introduttiva fino al 31 luglio 2024 il gestore può applicare altri metodi consentiti per il monitoraggio delle emissioni nella sua giurisdizione**, se comportano una copertura e un'accuratezza analoghe delle emissioni. Tra tali altri metodi possono figurare valori predefiniti resi disponibili e pubblicati dalla Commissione europea per il periodo transitorio. Altri valori predefiniti possono essere utilizzati a condizione che il dichiarante indichi nelle relazioni CBAM la metodologia seguita per stabilire tali valori, includendo un riferimento. Per le emissioni di PFC⁸ derivanti dalla produzione di alluminio primario si dovrebbe applicare una metodologia speciale basata sulle misurazioni della sovratensione. Per le emissioni di N₂O derivanti dalla produzione di acido nitrico, è obbligatorio utilizzare il metodo fondato su misure. In tutti gli altri casi, il gestore può scegliere il metodo più adatto alla situazione del suo impianto.

Inoltre, al fine di consentire una corretta attribuzione delle emissioni ai processi di produzione, se un impianto attua più di un processo di produzione, potrebbe essere necessario monitorare i flussi di combustibile o di materiali tra i processi di produzione⁹.

Le norme per il monitoraggio di tali emissioni dirette sono riportate nell'allegato III, sezione B, del regolamento di esecuzione. La sezione 6.4 del presente documento fornisce orientamenti pertinenti sui dettagli;

- **emissioni (dirette) connesse ai flussi di calore**¹⁰: il consumo di calore (tanto il calore prodotto nell'impianto quanto quello ricevuto da un impianto separato) deve essere attribuito a ciascun processo di produzione e le emissioni relative al calore esportato dai processi di produzione devono essere detratte dalle emissioni attribuite a ciascun processo di produzione dal quale il calore è prodotto o recuperato. Di conseguenza le norme per il **monitoraggio dei flussi di calore** sono riportate nell'allegato III, sezione C, del regolamento di esecuzione.

⁸ Perfluorocarburi.

⁹ Ad esempio se un altoforno produce ghisa greggia, una parte dei gas di scarico è solitamente utilizzata come combustibile in altre parti dell'impianto (ad esempio una centrale elettrica o un laminatoio a caldo). In tal caso, occorre determinare la quantità e i fattori di calcolo anche per tale gas di scarico, sebbene non siano necessari ai fini del calcolo delle emissioni totali dell'impianto.

¹⁰ Nota 1: si tratta esclusivamente di "**calore misurabile**", ossia di calore trasportato attraverso un mezzo di scambio termico quale vapore, acqua calda, sali liquidi, ecc. e la cui portata può essere misurata in un tubo, in un condotto, ecc. Quando il calore viene prodotto in un bruciatore e utilizzato direttamente, ad esempio in un forno o in un essiccatoio, non è necessario monitorare il flusso di calore; le emissioni sono determinate piuttosto a partire dal consumo di combustibile. Di contro, il calore misurabile è spesso prodotto a livello centrale o in diversi punti dell'impianto, che non corrispondono direttamente ai limiti di sistema dei processi di produzione. Di conseguenza è utile determinare separatamente le emissioni della produzione di calore e attribuire le emissioni ai processi di produzione attraverso il calore consumato in ciascun processo di produzione.

Nota 2: nel contesto dell'impronta di carbonio, le emissioni derivanti dal calore (importato) sono spesso considerate "emissioni di ambito 2" e quindi denominate "emissioni indirette". Si noti che nella legislazione in materia di CBAM e nel presente documento l'espressione "emissioni indirette" si riferisce soltanto all'energia elettrica e non al calore.

Esistono inoltre norme sulla determinazione del **fattore di emissione del calore**. Orientamenti dettagliati sono disponibili nella sezione 6.7.2 del presente documento;

- **emissioni indirette**: si tratta delle emissioni che si verificano durante la produzione di energia elettrica consumata dall'impianto del gestore per i suoi processi di produzione, indipendentemente dal fatto che tale energia elettrica sia stata prodotta all'interno dell'impianto o importata dall'esterno. Il gestore deve monitorare i quantitativi di **energia elettrica consumata** nell'ambito di ciascun processo di produzione e moltiplicarli per il fattore di emissione pertinente dell'energia elettrica. Per il fattore di emissione esistono le opzioni seguenti:
 - a) se l'energia elettrica proviene dalla rete, si utilizza il **fattore di emissione predefinito** fornito dalla Commissione europea sulla base dei dati dell'AIE¹¹;
 - b) se produce autonomamente la propria energia elettrica presso il proprio impianto (ossia si tratta di un "autoproduttore") il gestore deve monitorare le emissioni della centrale elettrica o dell'impianto di cogenerazione (CHP)¹² così come avviene per il monitoraggio di altre emissioni dirette dell'impianto e **utilizzare norme specifiche per calcolare il fattore di emissione dal mix di combustibili**, tenendo altresì conto, se del caso, della produzione di calore CHP. Le norme pertinenti figurano nell'allegato III, sezione D, del regolamento di esecuzione. La sezione 6.7.2 e la sezione 6.7.4 del presente documento forniscono orientamenti in materia di calore e cogenerazione;
 - c) se il gestore riceve l'energia elettrica da un impianto specifico a norma di un "accordo di acquisto di energia elettrica", a condizione che tale centrale elettrica monitori le sue emissioni in linea con le stesse norme applicabili all'energia elettrica autoprodotta e comunichi tali informazioni al gestore in maniera adeguata, detto gestore può utilizzare il fattore di emissione risultante per tale energia elettrica.

Orientamenti dettagliati sono disponibili nella sezione 6.7.3 del presente documento;

- **precursori**: come illustrato al precedente punto 3, il concetto di emissioni incorporate comprende l'aggiunta¹³ delle emissioni incorporate di determinati materiali utilizzati nel processo di produzione, i cosiddetti precursori. **I precursori che sono pertinenti** per ciascun processo di produzione sono elencati nell'allegato II, sezione 3, del regolamento di esecuzione e sono discussi nella sezione 5 del presente documento per ciascun settore interessato. Per ciascun materiale precursore devono essere monitorati i parametri seguenti:
 - a) **se il precursore è prodotto all'interno dell'impianto**, tutto il monitoraggio pertinente è già effettuato in linea con i punti di cui sopra. È sufficiente tenere conto delle emissioni incorporate del precursore ai fini del calcolo

¹¹ Agenzia internazionale per l'energia.

¹² L'acronimo CHP significa produzione combinata di calore ed energia elettrica (*Combined Heat and Power*), nota anche come "cogenerazione".

¹³ Si noti la differenza tra precursori e materiali in entrata normali: ai fini della determinazione delle emissioni dirette si tiene conto del fatto che gli atomi di carbonio contenuti in un materiale possono ossidarsi trasformandosi in CO₂ ed essere quindi emessi. Tuttavia per i *precursori* occorre aggiungere anche le emissioni che hanno avuto luogo già prima (durante la loro produzione), ossia le emissioni incorporate del precursore.

delle emissioni incorporate delle merci che utilizzano il precursore nel processo di produzione;

- b) **se il precursore è acquistato** da altri impianti, il gestore deve richiedere dati ai produttori pertinenti nello stesso modo in cui il gestore stesso riceve richieste di dati sulle sue merci importate nell'UE. Tra le informazioni pertinenti per ciascun precursore figurano, **separatamente per ciascun impianto di produzione**, le seguenti:
- identificazione dell'impianto di produzione;
 - emissioni incorporate specifiche¹⁴ dirette e indirette del precursore;
 - il percorso produttivo e i parametri supplementari che l'importatore deve comunicare quando la merce finale è importata nell'UE a norma del CBAM. Tali parametri supplementari sono elencati nell'allegato IV, sezione 2, del regolamento di esecuzione e discussi nelle sezioni 5 e 7 del presente documento per ciascun settore interessato;
 - il periodo di riferimento applicato dal produttore del precursore;
 - se del caso, informazioni sul prezzo del carbonio dovuto nella giurisdizione pertinente della produzione del precursore (cfr. punto 5);
- c) in entrambi i casi, ossia per i precursori acquistati o autoprodotti, il gestore deve monitorare il **quantitativo di ciascun precursore utilizzato** durante il periodo di riferimento per ciascuno dei suoi processi di produzione.

Le norme per il monitoraggio dei dati relativi ai precursori sono riportate nell'allegato III, sezione E, del regolamento di esecuzione. Maggiori dettagli figurano nella sezione 6.8.2 del presente documento;

- infine, vi sono **parametri di qualificazione supplementari** che, l'importatore dell'UE deve comunicare nel contesto del CBAM. Tali parametri dipendono dalle merci prodotte. Ad esempio, per i cementi importati è necessario comunicare il contenuto totale di clinker, mentre per le miscele di concimi vanno comunicati i contenuti delle diverse forme di azoto, ecc. I parametri pertinenti figurano nell'allegato IV, sezione 2, del regolamento di esecuzione. Il gestore deve assicurarsi di raccogliere tutti i parametri necessari per le proprie merci CBAM e comunicarli agli importatori delle proprie merci. Orientamenti in merito sono disponibili nella sezione 5 del presente documento;
- fase 4: **determinare la metodologia per monitorare ciascun parametro** individuato:
 - per i **quantitativi di combustibili e di materiali** (compresi i precursori) utilizzati, il gestore può disporre di strumenti di misura che gli indichino il quantitativo consumato durante il periodo di riferimento (ad esempio nastri di pesatura, misuratori di portata, contatori di calore, ecc.) oppure si possono stabilire i quantitativi utilizzati a partire dalle registrazioni degli acquisti e dalle misurazioni delle scorte alla fine di ciascun periodo;
 - per i cosiddetti **fattori di calcolo** (ad esempio il tenore di carbonio del combustibile o del materiale), il gestore può scegliere un "valore standard" dalla letteratura applicabile (in particolare dagli inventari nazionali dei gas a effetto

¹⁴ Per "emissioni (incorporate) specifiche" si intendono le emissioni relative a una tonnellata del materiale in discussione.

serra presentati nel quadro della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici/dell'accordo di Parigi) o dall'allegato VIII del regolamento di esecuzione, oppure può determinarli sulla base di analisi di laboratorio, per le quali il regolamento di esecuzione prevede ulteriori norme all'allegato III, sezione B.5;

- per le misurazioni in continuo delle emissioni, del flusso di calore e dell'energia elettrica occorre altresì definire gli **strumenti da utilizzare** e le misure di taratura e manutenzione applicabili;
- in alcuni casi può essere necessario definire **metodi di stima** o **metodi indiretti** basati su correlazioni note dei parametri di misurazione;
- come ultima risorsa, qualora il gestore non disponga di altri metodi per monitorare le emissioni incorporate delle sue merci, e in particolare se il produttore dei precursori utilizzati dal gestore non fornisce i dati richiesti, il gestore può utilizzare i **valori predefiniti per le emissioni incorporate** delle merci CBAM (che comprendono tutti i precursori) che la Commissione europea mette a disposizione a tal fine. Un elenco di merci per le quali sono disponibili valori predefiniti è disponibile sul sito web della Commissione europea dedicato al CBAM. Ulteriori orientamenti sul loro utilizzo figurano invece nella sezione 6.9.

Si noti che a volte si può scegliere tra approcci di monitoraggio diversi (ad esempio si può disporre di più di uno strumento di misura oppure si deve scegliere tra la misurazione in continuo e il ricorso a registrazioni delle consegne per lotti, scegliere tra metodi basati su calcoli e metodi fondati su misure, ecc.). All'allegato III, sezione A.3, il regolamento di esecuzione contiene disposizioni sulle modalità per selezionare la fonte di dati migliore disponibile (ossia quella più accurata). Dettagli in merito figurano nella sezione 6.4 del presente documento.

Il gestore sostiene un prezzo del carbonio all'interno della sua giurisdizione? Per garantire un trattamento analogo tra gli impianti nell'EU ETS e in altri paesi, la riscossione di un prezzo del carbonio nel paese in cui avviene la produzione di una merce CBAM consentirà di applicare una riduzione dell'obbligo CBAM nel periodo definitivo a partire dal 2026. Si tratta già di un obbligo di comunicazione durante il periodo transitorio del CBAM (ossia fino alla fine del 2025). Il gestore si deve assicurare di includere informazioni sulla fissazione del prezzo del carbonio nella propria metodologia di monitoraggio, in modo da poter trasmettere le informazioni pertinenti all'importatore delle proprie merci CBAM. Durante il periodo transitorio, la comunicazione dei prezzi del carbonio dovuti in tutto il mondo è importante affinché la Commissione europea prenda in considerazione eventuali ulteriori miglioramenti della legislazione in materia di CBAM a tale riguardo.

Se l'impianto del gestore è soggetto al versamento di un prezzo del carbonio, il gestore dovrà raccogliere informazioni sul prezzo del carbonio dovuto, in modo da poterlo attribuire ai processi di produzione e alle categorie di merci CBAM in analogia al metodo seguito per attribuire le emissioni alle merci. Occorre prendere in considerazione il prezzo *effettivo* del carbonio, ossia tenendo conto di eventuali riduzioni applicabili (nel caso di un ETS, l'assegnazione gratuita è considerata una riduzione).

Si noti che l'importatore deve raccogliere **informazioni per ciascun precursore acquistato** se nel corrispondente paese di origine si applica un prezzo del carbonio. Se il produttore del precursore non fornisce le informazioni richieste, l'importatore deve presumere che il prezzo del carbonio dovuto per il precursore sia pari a zero.

Il prezzo totale effettivo del carbonio deve essere attribuito alle merci CBAM in modo analogo alle emissioni incorporate specifiche, ossia deve **essere espresso in euro per tonnellata di merce CBAM**.

Le norme in materia di comunicazione delle informazioni relative al prezzo del carbonio dovuto figurano all'articolo 7 del regolamento di esecuzione. Orientamenti dettagliati sono forniti nella sezione 6.10 del presente documento.

Compilazione della documentazione della metodologia di monitoraggio

Giunto a questo punto il gestore ha elencato tutti i metodi di monitoraggio per tutti i materiali o le fonti di emissione da monitorare nel corso dell'anno. Dovrebbe quindi inserire tutte queste informazioni in un unico documento scritto (un "manuale di gestione CBAM" del suo impianto) affinché la metodologia possa essere utilizzata in modo coerente nei prossimi anni. Ciò dovrebbe avvenire in modo sistematico (ad esempio elencando tutti gli strumenti di misura, tutti gli intervalli di lettura, tutte le fonti di dati per i valori standard). È inoltre consigliabile utilizzare un diagramma dell'impianto che indichi tutti gli strumenti, i punti di campionamento, ecc. necessari.

Il principio guida per l'elaborazione di questa documentazione della metodologia di monitoraggio (*monitoring methodology documentation* - MMD) è che essa dovrebbe essere sufficientemente chiara e trasparente da fare sì che persone indipendenti, che dispongono di una certa conoscenza del monitoraggio dei gas a effetto serra, siano in grado di comprendere la metodologia di monitoraggio. Deve essere sufficientemente dettagliata da fornire istruzioni al personale dell'impianto ai fini dello svolgimento di tutti i compiti necessari per la determinazione delle emissioni incorporate delle merci. Deve pertanto contenere anche le fasi di calcolo applicabili e tutti i fattori di calcolo che non sono determinati mediante analisi.

Orientamenti sull'elaborazione della documentazione della metodologia di monitoraggio sono forniti nella sezione 6.4 del presente documento. Può essere utile anche verificare la metodologia di monitoraggio rispetto al "modello di comunicazione" fornito dalla Commissione europea (cfr. punto 8 di seguito). È possibile utilizzare i requisiti in materia di dati di tale modello per verificare la completezza della documentazione della metodologia di monitoraggio.

Inoltre la documentazione della metodologia di monitoraggio deve contenere misure di controllo nel flusso di dati che spazia dai dati primari fino alle emissioni incorporate specifiche finali. Tali misure devono essere commisurate ai rischi di errore. Le misure dovrebbero includere il controllo frequente da parte di una persona indipendente, il confronto di dati provenienti da fonti diverse, il controllo della coerenza delle serie temporali, ecc. Ulteriori orientamenti in merito sono disponibili nella sezione 6.4.6 del presente documento. **Effettuazione del monitoraggio durante tutto il periodo di riferimento:** sebbene tutte le fasi di cui sopra siano necessarie una sola volta per preparare l'impianto e il suo personale ai compiti di monitoraggio, il presente punto e quello che segue devono essere eseguiti in modo continuativo per tutti gli anni successivi.

Occorre svolgere i compiti di monitoraggio definiti nella documentazione della metodologia di monitoraggio. Il gestore deve leggere regolarmente i contatori di combustibile, stilare un bilancio dei materiali consumati o prodotti, prelevare campioni di combustibili o materiali da analizzare, effettuare la manutenzione, il controllo e la taratura degli strumenti di misura, ecc. È necessario raccogliere i dati pertinenti, effettuare il calcolo delle emissioni ed eseguire tutte le misure di controllo e garanzia della qualità definite nella documentazione della metodologia di monitoraggio.

Inoltre, almeno una volta per ciascun periodo di riferimento, si dovrebbe riesaminare la documentazione della metodologia di monitoraggio e verificare se è ancora accurata e appropriata. Ponendosi ad esempio domande del tipo: rispecchia ancora le tecnologie utilizzate nell'impianto, l'elenco delle merci prodotte è ancora aggiornato? Sono diventati pertinenti combustibili o materiali nuovi? È possibile utilizzare metodi di monitoraggio migliori (più accurati) e ridurre il rischio di errori nel flusso dei dati? Tutte le modifiche e i miglioramenti dovrebbero essere documentati nella documentazione della metodologia di monitoraggio e si dovrebbe garantire che sia utilizzata soltanto l'ultima versione di tale documentazione. È inoltre possibile prendere in considerazione la verifica da parte di un verificatore terzo dei gas a effetto serra come mezzo volontario per individuare i punti deboli della propria metodologia di monitoraggio e migliorarla. Infine il gestore deve **comunicare i dati sulle emissioni incorporate delle proprie merci CBAM all'importatore o agli importatori dell'UE** che sono soggetti all'obbligo di comunicazione a norma del regolamento CBAM. Poiché un gestore potrebbe vendere merci a una moltitudine di clienti, potrebbe esserci un ampio numero di importatori dell'UE che devono chiedere tali informazioni al gestore. Al fine di realizzare tale comunicazione nel modo più efficiente possibile, la Commissione europea mette a disposizione un modello comune che può essere utilizzato a tal fine.

Sebbene l'uso di tale modello sia volontario, occorre sottolineare che l'impiego di **un modello comune semplifica notevolmente la comunicazione** per entrambe le parti coinvolte. I clienti del gestore possono essere stabiliti in diversi Stati membri dell'UE, parlare lingue diverse e acquistare essi stessi merci CBAM da numerosi fornitori in paesi diversi. Il modello comune garantisce un formato comune di comunicazione affinché lo stesso tipo di informazioni sia sempre reperibile nello stesso campo del modello e che il significato di ciascun campo sia chiaro.

Al termine del periodo di riferimento scelto (ad esempio dopo la fine di un anno civile), il gestore deve **compilare i dati monitorati dell'intero periodo di riferimento**, determinare le emissioni attribuite di ciascun processo di produzione e dividerle per il corrispondente "livello di attività" (ossia le tonnellate totali di merci rientranti nella categoria CBAM corrispondente prodotte nel periodo di riferimento) al fine di ottenere le **emissioni incorporate specifiche della merce** in questione. Questo è il parametro principale di interesse per l'importatore dell'UE (oltre ai parametri di qualificazione aggiuntivi menzionati alla fase 3, punto 4, di cui sopra). Fino alla finalizzazione della compilazione dei dati del periodo di riferimento successivo, è opportuno utilizzare tali dati sulle emissioni incorporate (impiegando il modello compilato per tale periodo di riferimento) e fornirli a tutti i clienti che ne hanno bisogno ai fini del CBAM.

Il modello è disponibile sul sito web della Commissione europea dedicato al CBAM. È stato concepito sulla base delle norme di cui all'allegato IV del regolamento di esecuzione concernenti il contenuto della comunicazione raccomandata dei gestori degli impianti ai dichiaranti. Ulteriori orientamenti in merito alla compilazione delle informazioni pertinenti per gli importatori e all'utilizzo del modello figurano nella sezione 6.11 del presente documento e direttamente all'interno del modello.

Che cosa succede dopo il periodo transitorio?

A partire dal 2026 si applicherà il periodo definitivo del CBAM. Ciò significa che, a partire dal 1° gennaio 2026, gli importatori dovranno assumersi un "obbligo CBAM" sotto forma di certificati, acquistati al prezzo medio delle quote EU ETS, per ogni merce CBAM importata nell'UE. Vi sarà un'introduzione graduale con una maggiore copertura delle emissioni incorporate nell'obbligo CBAM a partire dal 2026. Le emissioni incorporate complete saranno soggette all'obbligo CBAM a partire dal 2034¹⁵.

¹⁵ La formula di calcolo dettagliata sarà elaborata e pubblicata dalla Commissione europea in una fase successiva.

4 IL MECCANISMO DI ADEGUAMENTO DEL CARBONIO ALLE FRONTIERE

4.1 Introduzione al CBAM

Il meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM) è uno strumento di politica ambientale concepito per sostenere le ambizioni climatiche dell'UE di conseguire una riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra pari ad almeno il 55 % entro il 2030 e di conseguire la neutralità climatica al più tardi entro il 2050.

Il CBAM integra il sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS), recentemente rafforzato nel contesto del pacchetto legislativo dell'UE "Pronti per il 55 %". Nel contesto dell'EU ETS, i gestori di impianti che producono merci ad alta intensità di emissioni restituiscono quote di emissioni per ogni tonnellata di emissioni di CO₂e. Poiché un quantitativo (crescente) di tali quote è acquistato nel contesto di aste o sul mercato secondario, tali gestori devono far fronte a un "prezzo del carbonio"¹⁶ per le loro emissioni di gas a effetto serra. Tuttavia la maggior parte dei gestori in paesi terzi non sono soggetti a un tale obbligo e questo vantaggio competitivo mette la produzione europea a rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, ossia di una delocalizzazione al di fuori dell'UE.

Al fine di attenuare il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio prima del CBAM, i settori industriali interessati hanno ricevuto una parte delle loro quote a titolo gratuito ("assegnazione gratuita") nel contesto dell'EU ETS. Con l'introduzione del CBAM, l'assegnazione gratuita sarà gradualmente eliminata man mano che il CBAM sarà gradualmente introdotto. Anziché alleviare i costi del carbonio per i gestori dell'UE, il CBAM garantisce che gli importatori di merci provenienti da paesi terzi sostengano costi del carbonio analoghi per le "emissioni incorporate" delle merci importate. Questo principio guida generale dell'EU ETS e del CBAM mira a incentivare le riduzioni delle emissioni su base equivalente tra i gestori dell'UE e i gestori di paesi terzi che esportano verso l'UE.

Il CBAM non si rivolge ai paesi quanto piuttosto alle emissioni di carbonio incorporate dei prodotti importati nell'UE per settori specifici che rientrano nell'ambito di applicazione dell'EU ETS e che sono maggiormente a rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio. Si tratta in particolare di: cemento, ghisa, ferro e acciaio, alluminio, concimi, idrogeno ed energia elettrica. Rientrano in tale contesto anche alcuni precursori e alcuni prodotti a valle dei suddetti settori (di seguito "merci CBAM"). Per un elenco completo delle merci CBAM per ciascun settore, cfr. sezione 5 del presente documento.

Il CBAM sarà introdotto in modo graduale come segue:

- **periodo transitorio** (dal 1° ottobre 2023 al 31 dicembre 2025): concepito come una "fase di apprendimento", durante la quale gli importatori CBAM sono tenuti a comunicare una serie di dati, comprese le emissioni incorporate nelle loro merci, *senza pagare un adeguamento finanziario* per le emissioni incorporate. Tuttavia, possono essere imposte sanzioni, ad esempio in caso di mancata presentazione delle *relazioni CBAM trimestrali* richieste;

¹⁶ Più precisamente, un prezzo per le emissioni di CO₂ o di altri gas a effetto serra equivalenti.

- **periodo definitivo** (a partire dal 1° gennaio 2026):
 - dal 2026 al 2033 le emissioni incorporate per le merci CBAM saranno gradualmente soggette all'obbligo CBAM, in quanto l'assegnazione gratuita nel contesto dell'EU ETS sarà gradualmente soppressa;
 - a partire dal 2034 il 100 % delle emissioni incorporate delle merci CBAM sarà soggetto a certificati CBAM e, per tali merci, non sarà concessa alcuna assegnazione gratuita nel contesto dell'EU ETS.



Il CBAM nel periodo definitivo è concepito per rispecchiare il costo delle emissioni nell'ambito di applicazione dell'EU ETS:



- i gestori dell'UE pagheranno il prezzo della CO₂ delle loro emissioni e restituiranno quote (quote di emissione dell'UE) nel contesto dell'EU ETS; e
- gli importatori dell'UE di merci CBAM nell'UE restituiranno certificati CBAM che rispecchiano da vicino la situazione dell'EU ETS, in termini tanto di norme in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica quanto di prezzo dei certificati.

Il CBAM è concepito nel rispetto delle norme dell'Organizzazione mondiale del commercio (OMC) e di altri obblighi internazionali dell'UE e si applica in egual misura alle importazioni da tutti i paesi esterni all'UE¹⁷.

Il presente documento riguarda unicamente le prescrizioni relative al periodo transitorio.

Questa fase è finalizzata all'apprendimento e all'istituzione dei pertinenti approcci di monitoraggio, comunicazione e verifica al di fuori dell'UE, nonché delle istituzioni e dei sistemi informatici all'interno dell'UE.

4.2 Definizioni e ambito di applicazione delle emissioni soggette all'applicazione del CBAM

Il testo riquadrato che segue indica le sezioni principali del regolamento di esecuzione che definiscono i termini utilizzati per il CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

regolamento (UE) 2023/956 (regolamento CBAM), capo I, articolo 3 "Definizioni" e allegato IV "Definizioni";

allegato II, sezione 1 "Definizioni", sottosezione A.1 "Definizioni".

Un elenco delle abbreviazioni e delle definizioni utilizzate figura anche negli allegati in calce al presente documento di orientamento.

¹⁷ L'unica eccezione riguarda le merci provenienti da paesi che applicano l'EU ETS (attualmente: Islanda, Norvegia e Liechtenstein) o che dispongono di un ETS pienamente collegato all'EU ETS (attualmente: Svizzera). I produttori di questi paesi fanno quindi fronte allo stesso prezzo del carbonio applicato nell'UE.

I seguenti termini sono spesso utilizzati nel presente documento di orientamento:

- **"tonnellata di CO₂e"**: una tonnellata metrica di biossido di carbonio ("CO₂") o un quantitativo di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato I del regolamento CBAM rettificato secondo un potenziale di riscaldamento globale equivalente di CO₂;
- **"emissioni dirette"**: le emissioni derivanti dai processi di produzione di una merce, comprese le emissioni derivanti dalla produzione di riscaldamento e raffreddamento consumata durante i processi di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del riscaldamento e raffreddamento;
- **"emissioni indirette"**: le emissioni derivanti dalla produzione di energia elettrica consumata durante i processi di produzione delle merci, indipendentemente dal luogo di produzione dell'energia elettrica consumata;
- **"emissioni incorporate"**: le emissioni rilasciate durante la produzione di merci, comprese le emissioni incorporate dei materiali precursori consumati nel processo di produzione;
- **"materiale precursore"**: una merce semplice o complessa le cui emissioni incorporate non sono pari a zero e che è identificata come rientrante nei limiti del sistema per il calcolo delle emissioni incorporate di una merce complessa;
- **"merci semplici"**: merci prodotte in un processo di produzione che richiede esclusivamente materiali in entrata e combustibili a zero emissioni incorporate;
- **"merci complesse"**: merci diverse dalle merci semplici;
- **"emissioni incorporate specifiche"**: le emissioni incorporate di una tonnellata di merci, espresse in tonnellate di emissioni di CO₂e per tonnellata di merci;
- **"emissioni incorporate specifiche"**: le emissioni incorporate di una tonnellata di merci, espresse in tonnellate di emissioni di CO₂e per tonnellata di merci;
- **"processo di produzione"**: le parti di un impianto in cui vengono svolti processi chimici o fisici per la produzione di merci nell'ambito di una categoria aggregata di merci di cui all'allegato II, sezione 2, tabella 1, del regolamento di esecuzione e la specifica dei limiti di sistema riguardanti i materiali in entrata, quelli in uscita e le emissioni corrispondenti;
- **"categoria aggregata di merci"**: *implicitamente* definita nel regolamento di esecuzione elencando le pertinenti categorie aggregate di merci e tutte le merci identificate dai rispettivi codici NC di cui all'allegato II, sezione 2, tabella 1;
- **"percorso produttivo"**: la tecnologia specifica utilizzata nel processo di produzione per produrre le merci di una categoria aggregata di merci. Un processo di produzione si riferisce solitamente a un gruppo di merci CBAM prodotte (le "categorie aggregate di merci"). Tuttavia in alcuni casi esiste più di un percorso produttivo per la produzione di tali merci.

4.3 Periodo transitorio

Una sintesi degli elementi chiave del periodo transitorio è presentata nella Tabella 4-1.

Tabella 4-1: periodo transitorio – punti chiave.

Durata	Dal 1° ottobre 2023 al 31 dicembre 2025.
Norme in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica	Regolamento di esecuzione (UE) 2023/1773.
Comunicazione delle emissioni indirette	Richiesta per tutte le merci CBAM.
Valori predefiniti per la comunicazione delle emissioni incorporate	Valori globali (fatta eccezione per l'energia elettrica). Può essere utilizzato per precursori di merci complesse che contribuiscono fino al 20 % del totale per la merce complessa in questione. Devono essere utilizzati per le importazioni di energia elettrica e per le emissioni indirette, fatto salvo il caso in cui siano soddisfatti determinati criteri.
Flessibilità per quanto riguarda le norme in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica	L'uso di norme derivanti da altri sistemi di fissazione del prezzo del carbonio o di comunicazione (non UE) è consentito ai gestori di impianti fino alla fine del 2024, se riguardano le stesse emissioni e garantiscono un'accuratezza analoga. Gli importatori possono utilizzare altri metodi (di stima) fino al 31 luglio 2024.
Periodicità della comunicazione	Trimestrale (importatori).
Verifica dei dati comunicati	Non richiesta. I gestori e gli importatori dovrebbero mirare a comunicare le informazioni nel modo più accurato e completo possibile. Se la verifica è stata effettuata, tale circostanza dovrebbe essere indicata nella comunicazione.
Restituzione dei certificati CBAM	Non richiesta.

4.3.1 *Ruoli e responsabilità principali in materia di comunicazione*

Il "**dichiarante**"¹⁸ è l'entità competente per la comunicazione delle emissioni incorporate delle merci importate. In linea di principio, il dichiarante è l'"**importatore**". Tuttavia nella pratica esistono diverse opzioni a seconda della persona che presenta la dichiarazione in dogana. Nel caso in cui nel processo di importazione siano coinvolti soggetti diversi, è importante ricordare che ogni tonnellata di merce importata è *di competenza precisamente di un dichiarante*, ossia che non viene segnalata due volte né omessa nella comunicazione.

In linea con le opzioni previste dal codice doganale dell'Unione (CDU¹⁹), il dichiarante può essere²⁰:

- l'**importatore che presenta una dichiarazione in dogana** di immissione in libera pratica di merci a proprio nome e per proprio conto;
- la **persona autorizzata** a presentare una dichiarazione in dogana di cui all'articolo 182, paragrafo 1, del CDU, che dichiara l'importazione di merci; o
- il **rappresentante doganale indiretto**, se la dichiarazione in dogana è presentata dal rappresentante doganale indiretto nominato a norma dell'articolo 18 del CDU, qualora l'importatore sia stabilito al di fuori dell'Unione oppure qualora il rappresentante doganale indiretto abbia accettato gli obblighi di comunicazione a norma dell'articolo 32 del regolamento CBAM.

Il dichiarante deve fornire una "relazione CBAM" su base trimestrale²¹ alla Commissione europea tramite il **registro transitorio CBAM**, al più tardi entro la fine del mese successivo alla fine del trimestre. Tale relazione serve a comunicare le informazioni elencate nell'allegato I del regolamento di esecuzione relative alle merci importate nell'UE durante il trimestre in questione. Si notino le prescrizioni specifiche, compresa la data di importazione, nel caso del cosiddetto regime doganale di "perfezionamento attivo" (cfr. sezione 4.3.5).

Il **gestore di un impianto** che produce merci CBAM al di fuori dell'UE è la seconda figura chiave ai fini del funzionamento del CBAM. I gestori di impianti sono le persone che hanno accesso diretto alle informazioni sulle emissioni dei loro impianti. Sono pertanto competenti per il **monitoraggio e la comunicazione delle emissioni incorporate delle merci** che hanno prodotto e che esportano nell'UE.

I **verificatori terzi** svolgeranno un ruolo importante nel periodo definitivo. Tuttavia, durante il periodo transitorio, la verifica è una misura del tutto volontaria che i gestori degli impianti possono scegliere di adottare come mezzo per migliorare la qualità dei loro dati e prepararsi alle prescrizioni che si applicheranno nel periodo definitivo.

Inoltre l'**autorità competente dello Stato membro dell'UE** in cui è stabilito il dichiarante svolge un ruolo importante. Tale soggetto è competente per l'applicazione di determinate disposizioni del regolamento CBAM, quali il riesame delle relazioni CBAM al fine di

¹⁸ Il regolamento di esecuzione utilizza questo termine per includere entrambe le situazioni, in cui un importatore o il suo rappresentante doganale indiretto sono competenti per le comunicazioni CBAM.

¹⁹ Regolamento (CE) n. 952/2013, versione consolidata: <http://data.europa.eu/eli/reg/2013/952/2022-12-12>.

²⁰ Articolo 2, punto 1), del regolamento di esecuzione.

²¹ Articolo 35 del regolamento CBAM.

garantire che i dichiaranti presentino relazioni CBAM trimestrali complete e corrette e di imporre sanzioni in linea con il regolamento di esecuzione, se necessario.

La Commissione europea (nel presente documento denominata anche "**la Commissione**") è competente per la gestione del registro transitorio CBAM, della valutazione dell'attuazione complessiva del CBAM durante il periodo transitorio attraverso la verifica delle informazioni contenute nelle relazioni CBAM trimestrali, dell'ulteriore sviluppo della legislazione in vista del periodo definitivo e del coordinamento delle autorità competenti degli Stati membri dell'UE. Inoltre la Commissione europea mette a disposizione un sito web dedicato al CBAM contenente ulteriori documenti di orientamento, modelli per la comunicazione, materiale formativo e il portale al registro transitorio CBAM (che sarà ulteriormente aggiornato al fine di diventare il registro CBAM nel periodo definitivo).

4.3.2 Aspetti che devono essere monitorati dai gestori

Il primo aspetto è il monitoraggio delle **emissioni dirette** a livello di impianto. Tuttavia il monitoraggio delle emissioni di un impianto costituisce soltanto la parte iniziale della determinazione delle emissioni incorporate di un prodotto. Quando un impianto produce più prodotti diversi, anche le emissioni devono essere **attribuite in maniera adeguata ai singoli prodotti**. In ragione di norme specifiche per l'attribuzione delle emissioni alle merci, è inoltre necessario stabilire determinati flussi di calore (vapore, acqua calda, ecc.) da e verso l'impianto, nonché tra i processi di produzione pertinenti. Lo stesso vale per i cosiddetti "gas di scarico" (ad esempio il gas di altoforno nel settore dell'acciaio). Tanto il calore quanto i gas di scarico contribuiscono alle emissioni dirette.

I gestori devono inoltre monitorare e comunicare al dichiarante o ai dichiaranti le quantità di materiali in entrata specifici che presentano essi stessi emissioni incorporate (i cosiddetti "precursori", che sono essi stessi merci CBAM) utilizzati nel processo di fabbricazione, e determinare le **emissioni incorporate di tali materiali precursori**. I gestori che acquistano precursori per produrre altre merci CBAM devono ottenere dati sulle emissioni incorporate dal fornitore di tali precursori.

Le **emissioni indirette** rilasciate dalla generazione dell'energia elettrica consumata durante la produzione di tutte le merci CBAM devono analogamente essere monitorate ai fini del CBAM²² e attribuite alle merci prodotte. Anche in questo caso devono essere incluse, se del caso, le emissioni incorporate nei precursori.

Si noti che soltanto le emissioni dirette sono pertinenti per l'energia elettrica importata nell'UE in quanto merce a sé stante. Il trattamento dell'energia elettrica come merce CBAM è ulteriormente discusso nella sezione 7.6.

Le spiegazioni sulle modalità per determinare tali emissioni incorporate e definire i limiti di sistema sono elaborate nelle sezioni 5.2 e 5.

²² Durante il periodo transitorio è necessario monitorare e comunicare le emissioni indirette di *tutte* le merci CBAM, comprese le emissioni indirette incorporate dei precursori. Tuttavia nel periodo definitivo le emissioni indirette saranno incluse soltanto per determinati prodotti (le merci che figurano nell'allegato II del regolamento CBAM).

Infine i gestori devono **comunicare all'importatore o agli importatori il prezzo del carbonio dovuto per la produzione della merce in questione nel contesto della loro giurisdizione, se del caso**. Rientrano in tale contesto il prezzo del carbonio per tonnellata di CO_{2e} e l'importo dell'assegnazione gratuita o di qualsiasi altro sostegno finanziario o qualsiasi altra compensazione o riduzione ricevuto/a per ciascuna tonnellata di prodotto pertinente ai fini del CBAM. In particolare, nel caso di merci complesse, dovrebbero essere presi in considerazione anche i costi del carbonio dovuti dai produttori di materiali precursori.

4.3.3 Periodi di riferimento per i gestori e gli importatori

Il **periodo di riferimento** è il periodo utilizzato per determinare le emissioni incorporate. Gestori e importatori hanno periodi di riferimento diversi.

Gestori degli impianti

Per i gestori, il periodo di riferimento predefinito è di dodici mesi al fine di consentire loro di raccogliere dati rappresentativi che rispecchino le operazioni annuali di un impianto.

Il periodo di riferimento di dodici mesi può essere:

- un **anno civile** – che corrisponde all'opzione predefinita per le comunicazioni; o, in alternativa,
- un **esercizio fiscale** – qualora ciò possa essere giustificato sulla base del fatto che i dati per un esercizio fiscale sono più accurati o per evitare di sostenere costi irragionevoli; ad esempio nel caso in cui la chiusura dell'esercizio finanziario coincida con un bilancio annuale dei combustibili e dei materiali.

Un periodo di dodici mesi è considerato rappresentativo in quanto rispecchia variazioni stagionali nelle operazioni di un impianto, nonché qualsiasi periodo di interruzione del processo derivante da chiusure annuali previste (ad esempio per attività di manutenzione) e dagli avviamenti. Considerare un intero anno contribuisce inoltre ad attenuare eventuali lacune nei dati, ad esempio prendendo le letture dei contatori su entrambi i lati di eventuali punti di rilevamento periodici mancanti.

Tuttavia i gestori possono anche scegliere un periodo di riferimento alternativo, di almeno tre mesi, se l'impianto partecipa a un sistema ammissibile di monitoraggio, comunicazione e verifica e se il periodo di riferimento coincide con i requisiti di tale sistema. Ad esempio:

- un sistema obbligatorio di fissazione del prezzo del carbonio (un sistema di scambio di quote di emissioni oppure una tassa, un prelievo o un'imposta sul carbonio) o un sistema di comunicazione dei gas a effetto serra avente un obbligo di conformità. In tal caso si può utilizzare il periodo di riferimento di tale sistema se copre almeno tre mesi; o
- attività di monitoraggio e comunicazione ai fini di un altro sistema di monitoraggio (ad esempio un progetto di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, che contempla la verifica da parte di un verificatore accreditato). In tal caso si può utilizzare il periodo di riferimento delle norme applicabili in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica qualora abbia una durata di almeno tre mesi.

In tutti i casi che precedono, le emissioni incorporate dirette e indirette delle merci dovrebbero essere calcolate come **media del periodo di riferimento** prescelto.

Al fine di consentire la comunicazione di dati rappresentativi a partire dall'inizio del periodo transitorio, i gestori dovrebbero mirare a condividere con gli importatori un anno intero di dati per il 2023 nel gennaio 2024 per la prima relazione trimestrale. A tal fine i gestori dovrebbero:

- raccogliere i dati sulle emissioni e quelli di attività a partire dall'inizio del periodo transitorio, per tutto il periodo del 2023 per cui sono disponibili. Per il periodo antecedente l'inizio del monitoraggio delle emissioni effettive²³, i gestori dovrebbero effettuare stime sulla base dei migliori dati disponibili (ad esempio utilizzando protocolli di produzione, calcoli retrospettivi basati sulle correlazioni note tra i dati noti e le emissioni pertinenti, ecc.);
- iniziare a raccogliere i dati per l'ultimo trimestre del 2023 in preparazione della comunicazione di un anno intero di dati agli importatori, se possibile, il prima possibile all'inizio del mese di gennaio del 2024.

In considerazione di quanto precede, i gestori dovrebbero pertanto iniziare quanto prima a preparare la loro metodologia di monitoraggio e mirare ad avviare il monitoraggio effettivo il prima possibile dopo il 1° ottobre 2023. Dovrebbero condividere i loro dati sulle emissioni incorporate con gli importatori non appena saranno disponibili dopo la fine di ogni trimestre.

Importatori

Durante il periodo transitorio, il periodo di riferimento per gli importatori ("dichiaranti") è trimestrale e le relazioni devono essere trasmesse entro un mese dalla fine di un trimestre.

- La prima relazione trimestrale riguarda il periodo da ottobre a dicembre 2023 e la relazione dovrà essere presentata nel registro transitorio CBAM entro il 31 gennaio 2024;
- l'ultima relazione trimestrale riguarda il periodo da ottobre a dicembre 2025 e la relazione dovrà essere presentata nel registro transitorio CBAM entro il 31 gennaio 2026.

Una relazione trimestrale dovrebbe riepilogare le emissioni incorporate nelle merci importate durante il precedente trimestre dell'anno civile, separando le emissioni dirette e indirette e indicando anche l'eventuale prezzo del carbonio dovuto al di fuori dell'UE. Al fine di decidere la data in cui una merce è stata importata, è pertinente l'"**immissione sul mercato**" (ossia lo sdoganamento da parte delle autorità doganali). Questo aspetto è importante in particolare per le merci vincolate al regime di **perfezionamento attivo** (cfr. sezione 4.3.5).

Poiché i gestori e gli importatori hanno calendari diversi per le attività di comunicazione, per le loro relazioni CBAM trimestrali gli importatori dovranno utilizzare i dati più recenti sulle emissioni incorporate comunicati loro dai gestori degli impianti. Ad esempio se un gestore utilizza un anno civile come periodo di riferimento, un importatore che compila una relazione CBAM trimestrale per qualsiasi trimestre dal primo al quarto del 2025 dovrebbe utilizzare le informazioni sulle emissioni incorporate specifiche per la merce in questione per l'anno civile 2024 ai fini delle comunicazioni, così come comunicategli dal gestore. Se la merce è stata fabbricata da un gestore nel dicembre 2024 ed è stata importata

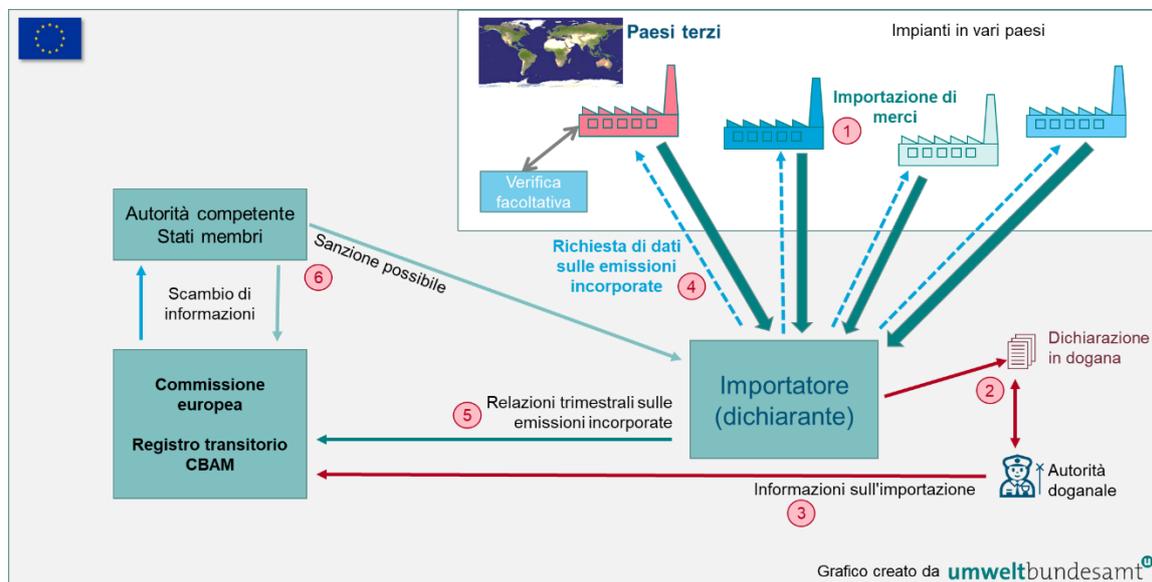
²³ Si tratterà del caso più frequente, salvo nel caso in cui sia già in atto un sistema ammissibile di monitoraggio, comunicazione e verifica.

nell'UE da un importatore nel gennaio 2025, la relazione CBAM del primo trimestre dell'importatore utilizzerebbe le emissioni incorporate specifiche per tale merce per l'anno civile 2024. Se i dati del 2024 non sono ancora disponibili entro la fine di gennaio 2025, ai fini della relazione CBAM del primo trimestre si possono utilizzare i dati sulle emissioni incorporate specifiche del 2023. Una differenza si verificherebbe quando un gestore è soggetto a obbligo di conformità nel contesto di un sistema ammissibile di monitoraggio, comunicazione e verifica e il periodo di riferimento è inferiore a un anno civile, ma ha una durata di almeno tre mesi. Ad esempio, se il periodo di riferimento è di tre mesi, l'importatore può utilizzare i dati del primo trimestre del gestore nella sua relazione CBAM del secondo trimestre e così via.

Si noti che una relazione CBAM già presentata può comunque essere rettificata²⁴ fino a due mesi dopo la fine del trimestre di riferimento. Ciò può rendersi necessario, ad esempio, quando all'importatore sono messi a disposizione dati più accurati sulle emissioni incorporate dopo il termine di comunicazione. Riconoscendo la difficoltà di istituire sistemi di monitoraggio, comunicazione e verifica in tempo utile, il regolamento di esecuzione prevede un periodo più lungo per le correzioni per le prime due relazioni trimestrali, ossia fino al termine per la terza relazione trimestrale. Ciò significa che le relazioni da presentare entro il 31 gennaio e il 30 aprile 2024 possono essere successivamente corrette fino al 31 luglio 2024.

4.3.4 Governance del CBAM

Figura 4-1: panoramica delle competenze in materia di comunicazione nel periodo transitorio del CBAM.



Per una spiegazione dei numeri (relativi al flusso di lavoro), si veda il testo principale riportato di seguito.

²⁴ Articolo 9 del regolamento di esecuzione.

Come illustrato schematicamente nella Figura 4-1, il sistema di governance e i flussi di lavoro nel periodo transitorio del CBAM seguono le fasi riportate di seguito (la numerazione dei paragrafi segue quella dei numeri rossi presenti nella figura):

1. l'importatore (dichiarante) riceve merci CBAM da vari impianti, eventualmente da paesi diversi al di fuori dell'UE;
2. per ogni importazione, l'importatore presenta l'abituale dichiarazione in dogana. L'autorità doganale del pertinente Stato membro dell'UE controlla e sdogana l'importazione, come di consueto;
3. l'autorità doganale (o il sistema informatico utilizzato) informa la Commissione europea (utilizzando il registro transitorio CBAM) di tale importazione. Tali informazioni possono quindi essere utilizzate per verificare la completezza e l'accuratezza delle relazioni CBAM trimestrali;
4. il dichiarante chiede ai gestori i dati pertinenti sulle emissioni incorporate specifiche delle merci CBAM importate (nella pratica ciò può coinvolgere operatori economici intermediari, che dovrebbero trasmettere la richiesta al gestore dell'impianto che ha prodotto le merci CBAM). Questi ultimi rispondono inviando i dati richiesti, se possibile utilizzando il modello fornito a tal fine dalla Commissione. I dati possono essere verificati volontariamente da un verificatore terzo;
5. il dichiarante è quindi in grado di presentare la relazione CBAM trimestrale tramite il registro transitorio CBAM;
6. ha luogo uno scambio di informazioni tra la Commissione e le autorità competenti degli Stati membri dell'UE. La Commissione (sulla base dei dati doganali) riferisce i dichiaranti che sono tenuti a presentare relazioni CBAM. Inoltre la Commissione può effettuare controlli a campione delle relazioni effettive e verificarne la completezza per quanto concerne i dati doganali. In caso di irregolarità, la Commissione ne informa l'autorità competente. L'autorità competente darà quindi seguito a tale notifica, solitamente contattando l'importatore e chiedendo la rettifica dell'irregolarità o la presentazione della relazione CBAM mancante. Se il dichiarante non corregge gli errori, l'autorità competente può in ultima analisi irrogare una sanzione (pecuniaria);
7. (non indicato nella figura e non richiesto dalla normativa, ma nell'interesse proprio dell'importatore:) per evitare problemi analoghi in futuro, l'importatore che ha ricevuto una sanzione dovrebbe informare il gestore del problema o dei problemi individuati dalla Commissione o dall'autorità competente al fine di affrontare la questione o le questioni in vista delle presentazioni future di relazioni.

4.3.5 Perfezionamento attivo

Il codice doganale dell'Unione definisce diversi regimi speciali. Per "perfezionamento attivo"²⁵ si intende che una merce è importata nell'UE per essere trasformata con sospensione dei dazi all'importazione e dell'IVA. In seguito alle operazioni di perfezionamento, i prodotti trasformati o le merci importate originarie possono essere riesportati o immessi in libera pratica nell'UE. Quest'ultima eventualità implicherebbe

²⁵ Cfr.: https://taxation-customs.ec.europa.eu/customs-4/customs-procedures-import-and-export-0/what-importation/inward-processing_en?prefLang=it.

l'obbligo di versare i dazi e le imposte all'importazione, nonché l'applicazione di misure di politica commerciale.

Questo principio è esteso al CBAM, ossia, in caso di riesportazione, non sussiste alcun obbligo di comunicazione a norma del CBAM per le merci vincolate al regime di perfezionamento attivo. Tuttavia se la merce CBAM è immessa sul mercato dell'UE dopo il perfezionamento attivo, come merce originale o modificata, sorge un obbligo di comunicazione ai sensi del CBAM.

Per le merci effettivamente importate dopo essere state vincolate al regime di perfezionamento attivo, il periodo in cui devono essere incluse nella relazione CBAM è determinato dalla data di immissione in libera pratica nell'UE. Per questo motivo, in alcuni casi, le merci possono dover essere comunicate nell'ambito del CBAM anche se sono state vincolate al regime di perfezionamento attivo prima del 1° ottobre 2023.

L'articolo 6 del regolamento di esecuzione prevede alcuni obblighi di comunicazione speciali per le merci immesse in libera pratica dopo il perfezionamento attivo ai fini delle relazioni CBAM trimestrali:

- se la merce non è stata modificata durante il perfezionamento attivo, è necessario comunicare i quantitativi della merce CBAM immessa sul mercato e le emissioni incorporate di tali quantitativi; i valori sono gli stessi della merce vincolata al regime di perfezionamento attivo. La relazione deve comprendere anche il paese di origine e gli impianti in cui le merci sono state prodotte, se noti;
- se la merce è stata modificata e il prodotto del perfezionamento attivo non si qualifica più come merce CBAM, allora i quantitativi della merce originale e le emissioni incorporate di tali quantitativi originali devono comunque essere comunicati. La relazione deve comprendere anche il paese di origine e gli impianti in cui le merci sono state prodotte, se noti;
- se la merce è stata modificata e il prodotto del perfezionamento attivo è una merce CBAM, occorre comunicare i quantitativi e le emissioni incorporate della merce immessa sul mercato. Se il perfezionamento attivo avviene in un impianto incluso nell'EU ETS, è necessario comunicare anche il prezzo del carbonio dovuto. La relazione deve comprendere anche il paese di origine e gli impianti in cui le merci sono state prodotte, se noti;
- se l'origine della merce utilizzata per il perfezionamento attivo non può essere definita, le emissioni incorporate sono calcolate sulla base della media ponderata delle emissioni incorporate della totalità delle merci vincolate al regime di perfezionamento attivo per la stessa categoria aggregata di merci.

5 MERCI CBAM E PERCORSI PRODUTTIVI

La presente sezione fornisce orientamenti sulle norme specifiche per il settore industriale che si applicano per il periodo transitorio per i settori del cemento, dell'idrogeno, dei concimi, della ghisa, del ferro e dell'acciaio e dell'alluminio. Tratta le specifiche dei prodotti soggetti all'applicazione del CBAM e i pertinenti percorsi produttivi. La sezione 6 spiega gli obblighi di monitoraggio di cui al CBAM che si applicano a tutti i settori. Successivamente, la sezione 7 prosegue con i dettagli specifici per settore, in particolare aggiungendo obblighi di monitoraggio e comunicazione specifici per settore e fornendo esempi elaborati per ciascun settore.

Sebbene il presente documento di orientamento sia destinato principalmente all'uso da parte di gestori che producono merci tangibili che rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM, la sezione 7 contiene altresì alcune informazioni per gli importatori di energia elettrica come merce, nel quadro del CBAM (sezione 7.6).

5.1 Introduzione alle sezioni specifiche per settore

Le sezioni che seguono forniscono una panoramica dei diversi percorsi produttivi per le merci che figurano nell'allegato I del regolamento CBAM, così come orientamenti specifici per settore.

Ulteriori informazioni sui processi di produzione delle merci sono disponibili anche nei documenti di riferimento sulle migliori tecniche disponibili (BREF)²⁶.

Diagrammi utilizzati nelle sezioni che seguono.

Per i grafici dei limiti del sistema presentati nelle sezioni seguenti si applicano le **convenzioni seguenti**:

- i processi di produzione (per i quali si effettuerebbe il monitoraggio delle emissioni dirette) sono indicati come rettangoli; i materiali sono indicati all'interno di caselle con gli angoli arrotondati;
- i processi facoltativi (ad esempio la cattura e lo stoccaggio del carbonio/la cattura e l'utilizzo del carbonio (CCS/CCU)) sono indicati in caselle di colore blu. In particolare i processi CCS/CCU non sarebbero presi in considerazione per l'elaborazione di valori predefiniti, ma se il lettore, in qualità di gestore, vi fa ricorso, le relative emissioni o riduzioni di emissioni dovrebbero essere prese in considerazione ai fini della determinazione delle emissioni incorporate effettive;
- i materiali considerati privi di emissioni incorporate sono indicati all'interno di caselle rosse, i materiali con emissioni incorporate (materiali precursori e prodotti finali, ossia merci soggette all'applicazione del CBAM) sono indicati all'interno di

²⁶ Documento di riferimento sulle BAT (BREF), dove "BAT" corrisponde all'inglese *best available techniques* ("migliori tecniche disponibili") quali definite dalla direttiva sulle emissioni industriali (IED). I documenti BREF pertinenti sono quelli relativi a: produzione di cemento; produzione di ghisa, ferro e acciaio; prodotti chimici inorganici in grandi volumi (compresi i concimi); cloruri alcalini; e metalli non ferrosi (che comprendono tanto l'alluminio quanto le ferroleghie). Tutti i BREF sono disponibili presso l'ufficio europeo di prevenzione e di riduzione integrata dell'inquinamento all'indirizzo: <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference>.

caselle verdi. Le merci semplici sono indicate usando caratteri normali, le merci complesse sono contrassegnate dal grassetto;

- i materiali in entrata sono presentati senza l'intenzione di fornire una presentazione completa. Ciò significa che l'accento è posto sui materiali pertinenti ai fini della dimostrazione delle differenze tra i diversi percorsi produttivi. Di conseguenza i materiali in entrata meno importanti e in particolare i combustibili sono generalmente omessi al fine di mantenere i grafici semplici;
- nota: i processi CCS/CCU sono indicati nella Figura 5-1 come esempio per la catena del valore del cemento. Al fine di mantenere i grafici ragionevolmente semplici, ciò non è indicato in altri settori, ma è parimenti applicabile.

L'energia elettrica come materiale in entrata è indicata soltanto nei casi in cui costituisce il "precursore" principale del processo (in particolare per i forni elettrici ad arco e i processi di elettrolisi).

5.2 Identificazione delle merci CBAM

La presente sezione spiega in che modo le merci contemplate dal CBAM sono definite e identificate nel regolamento. Il testo riquadrato che segue indica le sezioni chiave per la definizione e la comunicazione delle merci CBAM, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato II, sezione 2, tabella 1 "Mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci";

allegato III, sezione F "Norme per l'attribuzione delle emissioni di un impianto alle merci".

5.2.1 *Specifiche di prodotto*

Il sistema di classificazione della nomenclatura combinata (NC)^{27,28} definisce le caratteristiche essenziali delle merci ed è utilizzato per identificare le merci settoriali che rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM.

Il sistema di classificazione NC delle "specifiche di prodotto" si compone di due parti: in primo luogo un sistema di numerazione numerico a 4, 6 o 8 cifre, che rispecchia diversi livelli di disaggregazione dei prodotti, e, in secondo luogo, una breve descrizione testuale di ciascuna categoria di prodotto che ne indichi le caratteristiche essenziali. Le prime sei cifre sono identiche alla classificazione del sistema armonizzato (SA) utilizzata nel commercio internazionale e le restanti due cifre costituiscono aggiunte specifiche per l'UE.

²⁷ Regolamento (CEE) n. 2658/87 del Consiglio, del 23 luglio 1987, relativo alla nomenclatura tariffaria e statistica ed alla tariffa doganale comune (GU L 256 del 7.9.1987, pag. 1).

²⁸ Per ulteriori informazioni sulle definizioni della NC per le merci, consultare la banca dati RAMON di Eurostat per il 2022 all'indirizzo:
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/metadata/classifications?language=it>.

Entrambe le parti delle specifiche di prodotto sono riportate nell'allegato I del regolamento CBAM, ma in altre parti del testo tali specifiche possono anche essere abbreviate riportando soltanto il codice numerico, per comodità di riferimento.

5.2.2 Identificazione delle merci che rientrano nell'ambito di applicazione del regolamento CBAM

Il gestore dovrebbe innanzitutto stabilire quali merci prodotte dal suo impianto rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM. A tal fine dovrebbe:

- stilare un elenco di tutte le merci e tutti i precursori presenti presso l'impianto, tanto prodotti presso l'impianto stesso quanto precursori ottenuti dall'esterno dello stesso.

Si noti che la stessa categoria di merci può essere applicabile tanto alla merce prodotta quanto al precursore utilizzato per produrla. Ciò si applica in particolare per le merci del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio, dell'alluminio e dei concimi;

- verificare e confrontare l'intera serie di merci prodotte rispetto alle specifiche di prodotto di cui all'allegato I del regolamento CBAM;
- sulla base di tale confronto, stabilire quali delle merci elencate prodotte dall'impianto rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM.

5.3 Settore del cemento

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 2, tabella 1 "Mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci";
 - **allegato II**, sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori", come specificato nelle sottosezioni: 3.2 – Argilla calcinata, 3.3 – Cementi non polverizzati detti "clinkers", 3.4 – Cemento, 3.5 – Cementi alluminosi.
-

5.3.1 Unità di produzione ed emissioni incorporate per settore industriale

Il quantitativo di merci di cemento dichiarate importate nell'UE dovrebbe essere espresso in tonnellate metriche. Ai fini delle comunicazioni, il gestore dovrebbe registrare il quantitativo di merci CBAM prodotte dall'impianto o dal processo o dai processi di produzione.

Settore industriale	Cemento
Unità di produzione di merci	Tonnellate (metriche), comunicate separatamente per ciascun tipo di merce CBAM prodotta, per ciascun impianto o processo di produzione nel paese di origine.

Settore industriale	Cemento
Attività associate	Produzione di cementi non polverizzati detti "clinkers" e argille calcinate, macinazione e miscelazione di cementi non polverizzati detti "clinkers" al fine di produrre cemento.
Emissioni di gas a effetto serra pertinenti	Biossido di carbonio (CO ₂).
Emissioni dirette	Tonnellate (metriche) di CO ₂ e.
Emissioni indirette	Quantitativo di energia elettrica consumata (MWh), fonte e fattore di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette in tonnellate (metriche) di CO ₂ o CO ₂ e. <i>Da segnalare separatamente durante il periodo transitorio.</i>
Unità per le emissioni incorporate	Tonnellate di emissioni di CO ₂ e per tonnellata di merce, comunicate separatamente per ciascun tipo di merce CBAM, per ciascun impianto o processo di produzione nel paese di origine.

Durante il periodo transitorio il settore del cemento deve tenere conto tanto delle emissioni dirette quanto di quelle indirette. Le emissioni indirette devono essere comunicate separatamente. Le emissioni dovrebbero essere comunicate in tonnellate metriche di emissioni di CO₂ equivalente (tCO₂e), per tonnellata di materiale in uscita di merce. Tale dato dovrebbe essere calcolato per l'impianto o il processo di produzione specifico nel paese di origine considerato per l'importatore.

Si noti che nella sezione 7.1.3 è riportato uno **studio di caso** che illustra come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per il **processo di produzione del cemento** e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

Le sezioni che seguono illustrano le modalità con cui i limiti di sistema delle merci del settore del cemento dovrebbero essere definiti e individuano gli elementi dei processi di produzione che dovrebbero essere inclusi ai fini del monitoraggio e della comunicazione.

5.3.2 Definizione e spiegazione delle merci interessate

La Tabella 5-1 elenca le merci pertinenti che rientrano nell'ambito di applicazione per il periodo transitorio CBAM nel settore dell'industria del cemento. La categoria aggregata di merci nella colonna di sinistra definisce i gruppi per i quali devono essere definiti "processi di produzione" comuni ai fini del monitoraggio.

Tabella 5-1: merci CBAM nel settore del cemento.

Categoria aggregata di merci	Codice NC	Descrizione
Argilla calcinata	2507 00 80	Altre argille caoliniche
Cementi non polverizzati detti "clinkers"	2523 10 00	Cementi non polverizzati detti "clinkers" ²⁹
Cemento	2523 21 00	Cementi Portland, bianchi, anche colorati artificialmente
	2523 29 00	Altri cementi Portland
	2523 90 00	Altri cementi idraulici
Cementi alluminosi	2523 30 00	Cementi alluminosi ³⁰

Fonte: regolamento CBAM, allegato I; regolamento di esecuzione, allegato II.

Le categorie aggregate di merci elencate nella Tabella 5-1 comprendono tanto merci finite a base di cemento quanto merci che fungono da precursori (prodotti intermedi) consumati nella produzione di cemento.

Devono essere presi in considerazione solo i materiali in entrata elencati come precursori per i limiti di sistema del processo di produzione specificati nel regolamento di esecuzione. La Tabella 5-2 elenca i precursori per categoria aggregata di merci e per percorso produttivo.

Tabella 5-2: categorie aggregate di merci, loro percorsi produttivi e precursori.

Categoria aggregata di merci	Precursori
<i>Percorso produttivo</i>	
Argilla calcinata	Nessuno.
Cementi non polverizzati detti "clinkers"	Nessuno.
Cemento	Cementi non polverizzati detti "clinkers"; argilla calcinata (se utilizzata nel processo).
Cementi alluminosi	Nessuno.

Le merci che fungono da precursori di rilevanza per i limiti di sistema sono i "cementi non polverizzati detti 'clinkers'"³¹ (codice NC 2523 10 00), che comprendono tanto il clinker di cemento bianco (utilizzato per produrre cemento bianco) quanto il clinker di cemento

²⁹ Non viene operata alcuna distinzione tra i diversi tipi di clinker, ossia i clinker di cemento grigio e bianco sono il medesimo prodotto ai fini del CBAM.

³⁰ Denominati anche "cemento di alluminato di calcio".

³¹ Non viene operata alcuna distinzione tra clinker di cemento grigio e bianco; il gestore dovrebbe applicare le emissioni incorporate pertinenti del precursore di clinker utilizzato.

grigio, e l'"argilla calcinata" (codice NC 2507 00 80)³², che funge da sostituto del clinker e può essere utilizzata per modificare le proprietà del cemento prodotto.

Tali precursori sono definiti come merci semplici, in quanto i costituenti delle materie prime e i combustibili (tanto combustibili fossili quanto qualsiasi combustibile alternativo) utilizzati nella loro fabbricazione sono considerati a loro volta a zero emissioni incorporate.

Le merci finite a base di cemento elencate nella Tabella 5-1 comprendono tanto il cemento Portland bianco, il cemento Portland grigio, altri cementi idraulici e i cementi alluminosi. Tali merci sono definite merci complesse (fatta eccezione per il cemento alluminoso) in quanto includono le emissioni incorporate delle merci che fungono da precursori.

Altri costituenti utilizzati nella fabbricazione del cemento, in particolare scorie granulate (loppa) di altoforno, ceneri volanti e pozzolana naturale utilizzati nella fabbricazione di altre merci appartenenti ai cementi idraulici (compresi i cementi additivati o "compositi") non sono considerati avere emissioni incorporate e non rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM.

Le merci del settore del cemento sono prodotte secondo una serie di processi e percorsi diversi, descritti di seguito.

5.3.3 Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti

I limiti di sistema dei precursori e delle merci del settore del cemento sono distinti e possono, a determinate condizioni, essere sommati per includere tutti i processi direttamente o indirettamente connessi ai processi di produzione di tali merci, comprese le attività in entrata al processo e le attività in uscita dal processo.

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate per il settore del cemento sono illustrate in dettaglio nella sezione 7.1.1.

5.3.3.1 Processo di produzione dell'argilla calcinata

L'argilla calcinata può essere utilizzata come sostituto del clinker. L'argilla caolinica calcinata (metacaolino) può essere aggiunta al cemento in sostituzione del clinker in proporzioni variabili al fine di modificare le proprietà della miscela di cemento.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dell'argilla calcinata, come comprendenti:

"– tutti i processi direttamente o indirettamente collegati ai processi di produzione, come la preparazione delle materie prime, la miscelazione, l'essiccazione e la calcinazione, e la depurazione dei gas effluenti;

³² Il codice NC comprende anche argille non calcinate, che non sono soggette al CBAM; in questo caso i quantitativi di argilla non calcinata importati devono comunque essere comunicati, ma indicando zero emissioni incorporate e senza obblighi di monitoraggio per il produttore.

– le emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione di combustibili e di materie prime, se pertinenti".

Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

Si noti che ad altre argille rientranti nel codice NC 2507 00 80 e che non sono calcinate, sono assegnate emissioni incorporate pari a zero.

5.3.3.2 *Processo di produzione dei cementi non polverizzati detti "clinkers"*

I cementi non polverizzati detti "clinkers" sono prodotti negli impianti per clinker (forni da cemento) mediante decomposizione termica del carbonato di calcio affinché formi ossido di calcio, seguito dal processo di clinkerizzazione (formazione del clinker) nell'ambito del quale l'ossido di calcio reagisce ad alte temperature con silice, allumina e ossido ferroso al fine di formare un clinker. I clinker di cemento grigi e bianchi possono essere prodotti in funzione della temperatura del processo e della purezza delle materie prime.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dei cementi non polverizzati detti "clinkers", come comprendenti:

"– la calcinazione del calcare e di altri carbonati presenti nelle materie prime, i combustibili fossili convenzionali e alternativi che alimentano i forni, le materie prime, i combustibili da biomassa che alimentano i forni (come i combustibili derivati dai rifiuti), i combustibili non destinati ai forni, il tenore del carbonio non derivante da carbonati presente nel calcare e negli scisti, oppure altre materie prime come le ceneri volanti utilizzate nella composizione della farina cruda nel forno e materie prime usate per il lavaggio dei gas effluenti".

Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che producono cementi non polverizzati detti "clinkers":

- preparazione delle materie prime – macinazione, molatura, omogeneizzazione;
- stoccaggio e preparazione del combustibile – per i combustibili convenzionali e i combustibili derivati dai rifiuti;
- produzione di clinker ("combustione di clinker") – tutte le fasi del sistema integrato di forni, compresi il preriscaldamento, il trattamento dei forni e il raffreddamento del clinker;

- stoccaggio intermedio – stoccaggio di cementi non polverizzati detti "clinkers" sotto copertura prima dell'esportazione al di fuori del sito o della macinazione dei cementi;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

I metodi di calcolo delle emissioni di processo generate da materiali carbonati in base ai materiali in entrata o in uscita sono illustrati nella sezione 6.5.1.1 del presente documento di orientamento.

Nella sezione 7.1.1.2 è riportata una norma supplementare sul trattamento della polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (CKD) e nella sezione 7.1.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di derivazione delle emissioni incorporate specifiche dei cementi non polverizzati detti "clinkers".

5.3.3.3 *Processo di produzione del cemento*

Il cemento (fatta eccezione per il cemento alluminoso) è una merce complessa in quanto prodotta a partire da cementi non polverizzati detti "clinkers" che fungono da precursori ed eventualmente da argilla calcinata.

Il cemento è prodotto in un impianto di macinazione (cementificio), che può essere ubicato presso lo stesso impianto che ha prodotto i cementi non polverizzati detti "clinkers" o in un impianto separato indipendente. I cementi non polverizzati detti "clinkers" vengono macinati e miscelati con determinati altri costituenti per produrre il prodotto di cemento finito. A seconda della miscela di costituenti diversi, si può trattare di cemento Portland, cemento additivato (contenente una miscela di cemento Portland e altri costituenti idraulici) o altri cementi idraulici.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo del cemento, come comprendenti:

"– tutte le emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione di combustibili, se pertinenti per l'essiccazione dei materiali".

I precursori sono i cementi non polverizzati detti "clinkers" e l'argilla calcinata (se utilizzata nel processo). Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

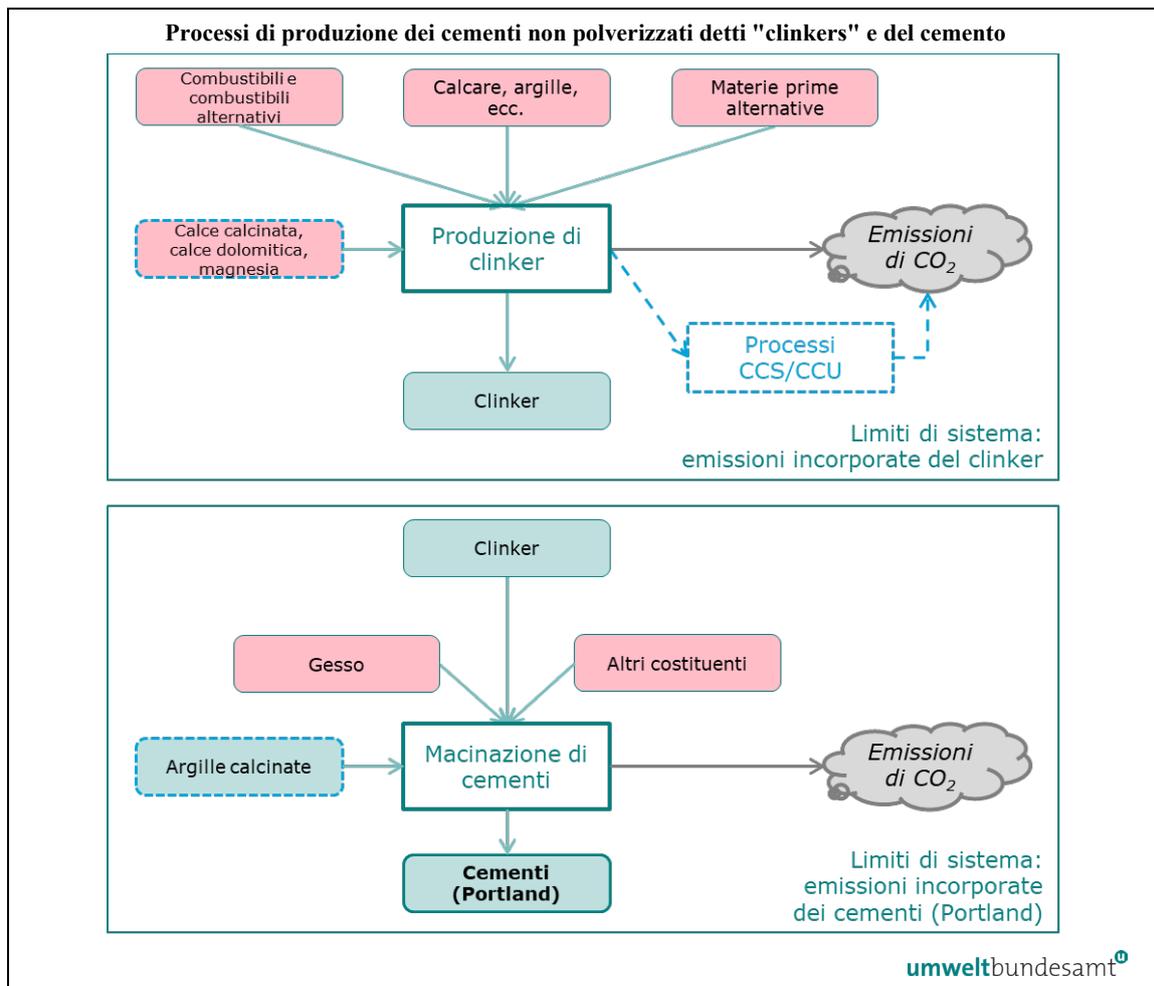
In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che producono cementi:

- preparazione dei materiali – materiali (cementi non polverizzati detti "clinkers", argilla calcinata e additivi minerali), movimentazione e pretrattamento, ad esempio preriscaldamento ed essiccazione di additivi minerali;
- produzione di cemento – tutte le fasi, compresa la frantumazione, la macinazione, l'ulteriore macinazione e la separazione per dimensione delle particelle;

- stoccaggio, imballaggio e spedizione del cemento;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

La Figura 5-1 illustra in che modo i processi di produzione dei cementi non polverizzati detti "clinkers" e del cemento sono collegati tra loro.

Figura 5-1: limiti di sistema dei processi di produzione dei cementi non polverizzati detti "clinkers" e del cemento.



Le emissioni dirette del processo di produzione dei cementi non polverizzati detti "clinkers" derivano dalla combustione di combustibili che alimentano i forni e combustibili non destinati ai forni e dalle materie prime utilizzate nel processo, come il calcare. Le emissioni dirette possono derivare anche dai combustibili utilizzati per l'essiccazione dei materiali impiegati per la fabbricazione del prodotto di cemento finale.

Una variazione del processo di produzione del clinker può essere caratterizzata da uno stoccaggio geologico permanente, ossia la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS).

Si noti che non viene fatta alcuna distinzione tra cementi non polverizzati detti "clinkers" grigi e bianchi utilizzati nella produzione di merci a base di cemento.

5.3.3.4 Processo di produzione dei cementi alluminosi

Il cemento alluminoso è considerato una merce semplice in quanto viene prodotto direttamente da clinker alluminoso mediante un processo di produzione continuo ed è macinato senza l'aggiunta di ulteriori additivi.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dei cementi alluminosi, come comprendenti:

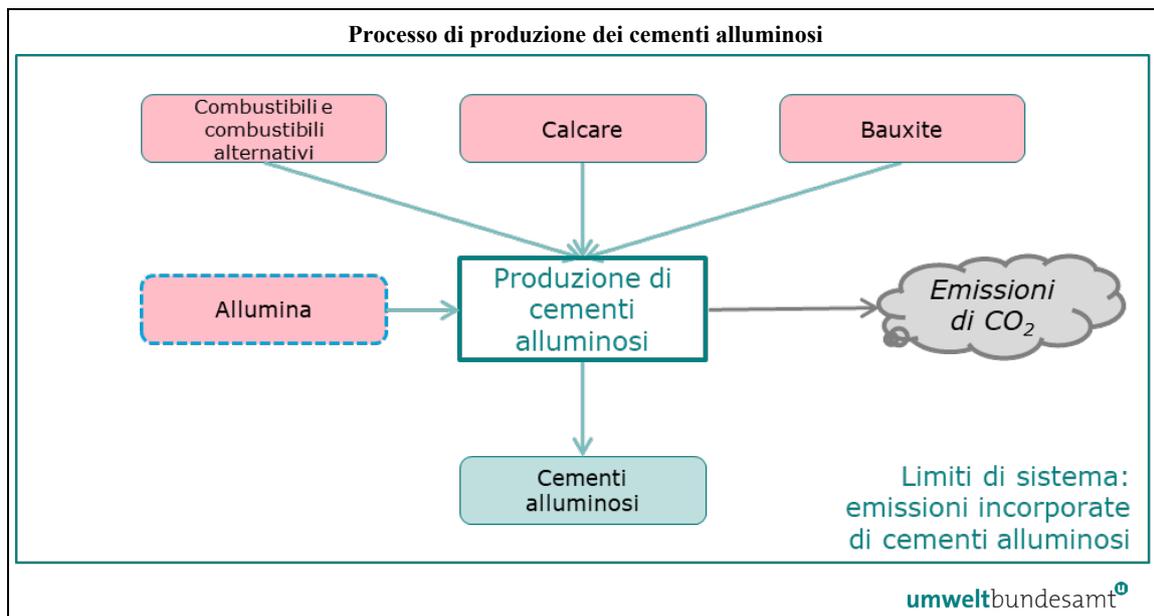
"– tutte le emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione di combustibili direttamente o indirettamente collegata al processo;

– le emissioni di processo derivanti dai carbonati presenti nelle materie prime, se applicabile, e dalla depurazione dei gas effluenti".

Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione dei limiti di sistema, la produzione integrata di cementi alluminosi comprende tanto le fasi di clinkerizzazione quanto la macinazione del cemento, dalla preparazione delle materie prime fino al controllo delle emissioni.

Figura 5-2: limiti di sistema del processo di produzione dei cementi alluminosi.



Si noti che l'allumina (prodotta dalla bauxite) è trattata come una materia prima e presenta emissioni incorporate pari a zero.

5.4 Settore delle sostanze chimiche – Idrogeno

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 2, tabella 1 "Mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci";
 - **allegato II**, sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori", come specificato nelle sottosezioni: 3.6 – Idrogeno, comprese le norme supplementari per l'attribuzione delle emissioni di cui alla sottosezione 3.6.2.2 Elettrolisi dell'acqua e alla sottosezione 3.6.2.3 Elettrolisi dei cloruri alcalini.
-



5.4.1 Unità di produzione ed emissioni incorporate

Il quantitativo di idrogeno importato nell'UE dovrebbe essere espresso in tonnellate metriche (come idrogeno puro). Ai fini delle comunicazioni, il gestore dovrebbe registrare il quantitativo di idrogeno prodotto dall'impianto o dal processo di produzione.

Settore industriale	Sostanze chimiche – Idrogeno
Unità di produzione di merci	Tonnellate (metriche) di idrogeno puro, comunicate separatamente per impianto o processo di produzione nel paese di origine.
Attività associate	Produzione di idrogeno mediante reforming a vapore o ossidazione parziale di idrocarburi, elettrolisi dell'acqua, elettrolisi dei cloruri alcalini o produzione di clorato di sodio.
Gas a effetto serra pertinenti	Biossido di carbonio (CO ₂).
Emissioni dirette	Tonnellate (metriche) di CO ₂ e.
Emissioni indirette	Quantitativo di energia elettrica consumata (MWh), fonte e fattore di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette in tonnellate (metriche) di CO ₂ o CO ₂ e. <i>Da segnalare separatamente durante il periodo transitorio.</i>
Unità per le emissioni incorporate	Tonnellate di emissioni di CO ₂ e per tonnellata di merce, comunicate separatamente per ciascun tipo di merce, per ciascun impianto nel paese di origine.

Durante il periodo transitorio il settore dell'idrogeno deve tenere conto tanto delle emissioni dirette quanto di quelle indirette. Le emissioni indirette devono essere comunicate separatamente³³. Le emissioni dovrebbero essere comunicate in tonnellate metriche di emissioni di CO₂ equivalente (tCO₂e), per tonnellata di materiale in uscita.

³³ Si noti che per questo settore le emissioni indirette sono comunicate soltanto durante il periodo transitorio (e non durante il periodo definitivo).

Tale dato dovrebbe essere calcolato per l'impianto o il processo di produzione specifico nel paese di origine considerato per l'importatore.

Si noti che nella sezione 7.5.2 sono riportati diversi **studi di casi** che illustrano come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per l'idrogeno prodotto mediante **reforming a vapore** e **percorsi produttivi dei cloruri alcalini** e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

Le sezioni che seguono illustrano le modalità con cui i limiti di sistema dei diversi percorsi produttivi dell'idrogeno dovrebbero essere definiti e individuano gli elementi del processo di produzione che dovrebbero essere inclusi ai fini del monitoraggio e della comunicazione.

5.4.2 Definizione e spiegazione delle merci CBAM di questo settore interessate

La Tabella 5-3 elenca le merci pertinenti che rientrano nell'ambito di applicazione per il periodo transitorio CBAM nel settore dell'industria dell'idrogeno. La categoria aggregata di merci nella colonna di sinistra definisce i gruppi per i quali devono essere definiti "processi di produzione" comuni ai fini del monitoraggio.

Tabella 5-3: merci CBAM nel settore delle sostanze chimiche – idrogeno.

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
Idrogeno	2804 10 000	Idrogeno

Fonte: regolamento CBAM, allegato I; regolamento di esecuzione, allegato II.

L'idrogeno è definito come una merce semplice in quanto si ritiene che le materie prime e i combustibili utilizzati nella sua fabbricazione abbiano emissioni incorporate pari a zero.

Non esistono **precursori** per l'idrogeno. Tuttavia l'idrogeno può essere esso stesso un precursore per altri processi, quando è prodotto separatamente per essere utilizzato come materia prima chimica per produrre ammoniaca o per produrre ghisa greggia o ferro ridotto diretto (*direct reduced iron* - DRI).

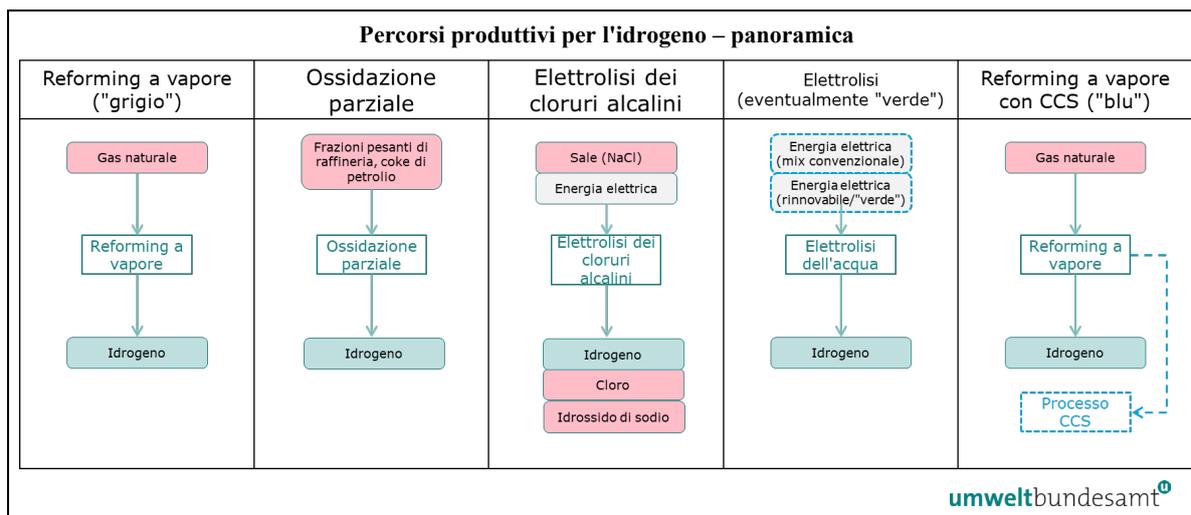
La produzione di idrogeno avviene attraverso una serie di percorsi e processi diversi, descritti di seguito.

5.4.3 Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti

L'idrogeno può essere prodotto a partire da varie materie prime, compresi i rifiuti di plastica, ma attualmente è ottenuto principalmente da combustibili fossili. Le unità di produzione di idrogeno sono generalmente integrate in processi industriali di dimensioni maggiori, ad esempio come avviene per un impianto che produce ammoniaca.

Il diagramma che segue illustra la varietà dei percorsi diversi tramite i quali è possibile produrre l'idrogeno.

Figura 5-3: limiti di sistema dei diversi percorsi produttivi per l'idrogeno – panoramica.



I limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette per l'idrogeno comprendono tutti i processi direttamente o indirettamente collegati alla produzione di idrogeno e tutti i combustibili utilizzati nella produzione di idrogeno.

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate per il settore dell'idrogeno sono illustrate in dettaglio nella sezione 7.5.1.1.

Si noti che sono possibili altri percorsi produttivi per l'idrogeno, ad esempio l'idrogeno prodotto come sottoprodotto dalla produzione di etilene, ma che si prende in considerazione solo la produzione di idrogeno puro o di miscele di idrogeno e azoto utilizzabili nella produzione di ammoniaca. Non è contemplata la produzione di gas di sintesi o di idrogeno all'interno di raffinerie o di impianti chimici organici, se l'idrogeno è utilizzato esclusivamente all'interno di tali impianti e non per la produzione delle merci di cui al regolamento CBAM.

5.4.3.1 Idrogeno – Percorso produttivo mediante reforming a vapore

Le materie prime di gas naturale per questo processo sono convertite in anidride carbonica e idrogeno attraverso il reforming a vapore primario e secondario. La reazione complessiva è altamente endotermica e il calore di processo è fornito dalla combustione di gas naturale o di altri combustibili gassosi. Il monossido di carbonio prodotto è convertito in maniera pressoché integrale in biossido di carbonio mediante tale processo.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette dei percorsi produttivi mediante reforming a vapore (od ossidazione parziale), come comprendenti:

- tutti i processi direttamente o indirettamente collegati alla produzione di idrogeno e alla depurazione dei gas effluenti;
- tutti i combustibili utilizzati nel processo di produzione dell'idrogeno, indipendentemente dal loro uso energetico o non energetico, e i combustibili utilizzati per altri processi di combustione, anche per la produzione di acqua calda o vapore".

Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema di un impianto che produce idrogeno (mediante reforming a vapore):

- pretrattamento delle materie prime – desolforazione del gas naturale;
- reforming a vapore – generazione di H₂/CO, primaria e secondaria;
- conversione – dal monossido di carbonio al biossido di carbonio e all'idrogeno;
- separazione e depurazione – assorbimento della CO₂, processi di separazione presenti, compresi processi criogenici, adsorbimento, assorbimento, processi a membrana, idrogenazione (metanazione);
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

Il flusso di biossido di carbonio prodotto dal processo di reforming a vapore è molto puro ed è separato e catturato per un ulteriore utilizzo, ad esempio per la produzione di urea. Una variazione di questo processo può essere caratterizzata da uno stoccaggio geologico permanente, ossia la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS).

Un esempio pratico per il calcolo delle emissioni incorporate specifiche per l'idrogeno prodotto mediante il percorso produttivo del reforming a vapore è riportato nella sezione 7.5.2.1.

5.4.3.2 *Idrogeno – Percorso produttivo mediante ossidazione parziale di idrocarburi (gassificazione)*

L'idrogeno è prodotto mediante ossidazione parziale (gassificazione) di idrocarburi, in genere da materie prime pesanti quali oli pesanti residui o carbone e persino rifiuti di plastica. Pressoché tutto il monossido di carbonio prodotto mediante questo processo è convertito in biossido di carbonio.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette dei percorsi produttivi mediante ossidazione parziale (o reforming a vapore), come comprendenti:

"– tutti i processi direttamente o indirettamente collegati alla produzione di idrogeno e alla depurazione dei gas effluenti;

– tutti i combustibili utilizzati nel processo di produzione dell'idrogeno, indipendentemente dal loro uso energetico o non energetico, e i combustibili utilizzati per altri processi di combustione, anche per la produzione di acqua calda o vapore".

Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema di un impianto che produce idrogeno (mediante ossidazione parziale):

- unità di separazione dell'aria – per produrre l'ossigeno per la fase di ossidazione parziale;
- gassificazione – generazione di H₂/CO;
- depurazione dei gas di sintesi – eliminazione di fuliggine e zolfo;
- conversione – dal monossido di carbonio al biossido di carbonio;
- separazione e depurazione – assorbimento della CO₂, processi di separazione compresa la separazione criogenica (azoto liquido);
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

Il flusso di biossido di carbonio prodotto dal processo presenta una purezza elevata e può essere separato e catturato per un uso ulteriore.

5.4.3.3 *Idrogeno – Percorso produttivo tramite elettrolisi dell'acqua*

L'elettrolisi dell'acqua è un processo di produzione indipendente e non integrato che produce un flusso molto puro di idrogeno gassoso. Le emissioni dirette derivanti da questo processo sono minime. Le emissioni indirette derivano dall'energia elettrica consumata dal processo. L'idrogeno prodotto da energia elettrica da fonti rinnovabili potrebbe diventare rilevante in futuro.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo tramite elettrolisi dell'acqua, come comprendenti:

"– tutte le emissioni derivanti dall'uso di combustibili direttamente o indirettamente collegato al processo di produzione dell'idrogeno e dalla depurazione dei gas effluenti".

Non esistono precursori per questo processo di produzione.

Devono essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione. Si noti che se l'idrogeno prodotto è stato certificato come conforme al regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione⁽¹⁾, si può utilizzare un fattore di emissione pari a zero per l'energia elettrica. In tutti gli altri casi si applicano le norme sulle emissioni incorporate indirette (allegato III, sezione D).

Una norma supplementare che fornisce il metodo di attribuzione delle emissioni all'idrogeno prodotto mediante l'elettrolisi dell'acqua è riportata nella sezione 7.5.1.2.

5.4.3.4 *Idrogeno – Percorsi produttivi mediante elettrolisi dei cloruri alcalini (e produzione di clorati)*

L'idrogeno è prodotto come sottoprodotto dell'elettrolisi della salamoia, insieme alla produzione simultanea di cloro e idrossido di sodio. Esistono tre tecniche di base di trasformazione dei cloruri alcalini: a cella di mercurio, a cella a diaframma e a cella a membrana. Tutte e tre le tecniche basate su celle producono idrogeno, che si forma al catodo della cella e che lascia la cella a una purezza molto elevata. Il gas di idrogeno prodotto viene raffreddato, essiccato e purificato per eliminare il vapore acqueo e altre impurità, tra cui in alcuni casi può figurare l'ossigeno, ed è poi compresso e stoccato o esportato fuori dal sito.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette dei percorsi produttivi per i cloruri alcalini e la produzione di clorati, come comprendenti:

"– tutte le emissioni derivanti dall'uso di combustibili direttamente o indirettamente collegato al processo di produzione dell'idrogeno e dalla depurazione dei gas effluenti".

Non esistono precursori per questo processo di produzione.

Devono essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione. Si noti che se l'idrogeno prodotto è stato certificato come conforme al regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione⁽¹⁾, si può utilizzare un fattore di emissione pari a zero per l'energia elettrica. In tutti gli altri casi si applicano le norme sulle emissioni incorporate indirette (allegato III, sezione D).

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema di un impianto che produce idrogeno (cloruri alcalini):

- elettrolisi della salamoia – preparazione della salamoia, elettrolisi, generazione di idrogeno come sottoprodotto e raccolta;
- raffreddamento, essiccazione e depurazione dei gas – eliminazione del vapore acqueo, dell'idrossido di sodio, del sale, del cloro e dell'ossigeno dall'idrogeno gassoso.

Una norma supplementare per il metodo di attribuzione delle emissioni all'idrogeno prodotto mediante il processo dei cloruri alcalini è riportata nella sezione 7.5.1.2 e un esempio pratico è fornito nella sezione 7.5.2.2.

5.5 Settore dei concimi

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 2, tabella 1 "Mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci";
 - **allegato II**: sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori", come specificato nelle sottosezioni: 3.7 – Ammoniaca; 3.8 – Acido nitrico; 3.9 – Urea; 3.10 – Miscele di concimi.
-

5.5.1 Unità di produzione ed emissioni incorporate

Il quantitativo di merci dichiarate del settore dei concimi contenenti azoto importato nell'UE dovrebbe essere espresso in tonnellate metriche. Ai fini delle comunicazioni, il gestore dovrebbe registrare il quantitativo di merci CBAM prodotte dall'impianto o dal processo di produzione.

Settore industriale	Concimi
Unità di produzione di merci	Tonnellate (metriche) ³⁴ , comunicate separatamente per ciascun tipo di merce del settore, per ciascun impianto o processo di produzione nel paese di origine.
Attività associate	Produzione di precursori chimici per la produzione di concimi azotati, produzione di concimi azotati mediante miscelazione fisica o reazione chimica e trasformazione nella loro forma finale.
Emissioni di gas a effetto serra pertinenti	Biossido di carbonio (CO ₂) e protossido di azoto (N ₂ O).
Emissioni dirette	Tonnellate (metriche) di CO ₂ e.
Emissioni indirette	Quantitativo di energia elettrica consumata (MWh), fonte e fattore di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette in tonnellate (metriche) di CO ₂ o CO ₂ e. <i>Da segnalare separatamente durante il periodo transitorio.</i>
Unità per le emissioni incorporate	Tonnellate di emissioni di CO ₂ e per tonnellata di merci, comunicate separatamente per ciascun tipo di merci, per ciascun impianto nel paese di origine.

Durante il periodo transitorio il settore dell'industria dei concimi deve tenere conto tanto delle emissioni dirette quanto di quelle indirette. Le emissioni indirette devono essere comunicate separatamente. Le emissioni dovrebbero essere comunicate in tonnellate

³⁴ Per determinate merci, i quantitativi importati devono essere convertiti in tonnellate standardizzate utilizzate successivamente per calcolare l'obbligo CBAM. Ad esempio, per l'acido nitrico, le soluzioni acquose di ammoniaca e i concimi contenenti azoto, sarà necessario indicare esplicitamente la concentrazione di riferimento/il contenuto di azoto (e la forma dell'azoto).

metriche di emissioni di CO₂ equivalente (tCO₂e), per tonnellata di materiale in uscita. Tale dato dovrebbe essere calcolato per l'impianto o il processo di produzione specifico nel paese di origine considerato per l'importatore.

Si noti che nella sezione 7.3.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per il **processo di produzione di miscele di concimi** e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

Le sezioni che seguono illustrano le modalità con cui i limiti di sistema delle merci del settore dei concimi dovrebbero essere definiti e individuano gli elementi del processo di produzione che dovrebbero essere inclusi ai fini del monitoraggio e della comunicazione.

5.5.2 Definizione e spiegazione delle merci CBAM di questo settore interessate

La Tabella 5-4 elenca le merci pertinenti che rientrano nell'ambito di applicazione per il periodo transitorio CBAM nel settore dei concimi. La categoria aggregata di merci nella colonna di sinistra definisce i gruppi per i quali devono essere definiti "processi di produzione" comuni ai fini del monitoraggio.

Tabella 5-4: merci CBAM nel settore dei concimi.

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
Acido nitrico	2808 00 00	Acido nitrico; acidi solfonitrici
Urea	3102 10	Urea, anche in soluzione acquosa
Ammoniaca	2814	Ammoniaca. anidra o in soluzione acquosa
Miscela di concimi	2834 21 00, 3102, 3105 - eccetto 3102 10 (urea) e 3105 60 00	2834 21 00 – Nitrati di potassio 3102 – Concimi minerali o chimici azotati - eccetto 3102 10 (urea) 3105 – Concimi minerali o chimici contenenti due o tre degli elementi fertilizzanti: azoto, fosforo e potassio; altri concimi; - eccetto: 3105 60 00 – Concimi minerali o chimici contenenti i due elementi fertilizzanti fosforo e potassio ³⁵

Fonte: regolamento CBAM, allegato I; regolamento di esecuzione, allegato II.

Le categorie aggregate di merci elencate nella Tabella 5-4 comprendono tanto merci finite a base di concimi azotati quanto merci che fungono da precursori chimici (prodotti intermedi) consumati nella produzione di concimi.

³⁵ Solo i concimi contenenti azoto (N) presentano emissioni incorporate significative, pertanto i loro precursori sono inclusi nell'obbligo CBAM.

Devono essere presi in considerazione solo i materiali in entrata elencati come precursori per i limiti di sistema del processo di produzione specificati nel regolamento di esecuzione prodotti per l'uso nella produzione di concimi chimici³⁶. La Tabella 5-5 che segue elenca i possibili precursori per ciascuna categoria aggregata di merci e per ciascun percorso produttivo.

Tabella 5-5: categorie aggregate di merci, loro percorsi produttivi ed eventuali precursori.

Categoria aggregata di merci	Precursori
<i>Percorso produttivo</i>	
Ammoniaca <i>Haber Bosch con reforming a vapore</i> <i>Haber Bosch con gassificazione</i>	Idrogeno, se prodotto separatamente per l'uso nel processo ³⁷ .
Acido nitrico	Ammoniaca (come ammoniaca al 100 %).
Urea	Ammoniaca (come ammoniaca al 100 %).
Miscela di concimi	Se utilizzate nel processo; ammoniaca (come ammoniaca al 100 %), acido nitrico (come acido nitrico al 100 %), urea, miscela di concimi (in particolare sali contenenti ammonio o nitrato).

Per la produzione di miscele di concimi, non tutti i precursori si applicheranno in tutti i casi. Si noti in particolare che in alcuni casi una categoria aggregata di merci (miscela di concimi stessa) può essere utilizzata come precursore per la propria categoria, a seconda della formulazione finale del prodotto "miscela di concimi" richiesto.

Le merci finali di concimi chimici azotati prodotte a partire da precursori (sfusi in impianti integrati) sono definite come merci complesse in quanto includono le emissioni incorporate delle merci che fungono da precursori.

La produzione di merci del settore dei concimi avviene attraverso una serie di percorsi e processi diversi, descritti di seguito.

5.5.3 Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti

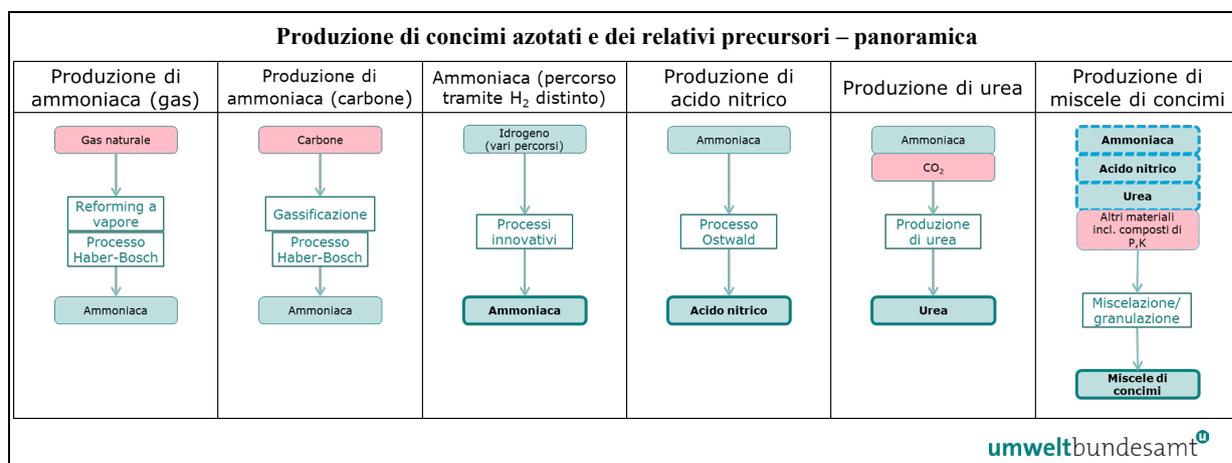
I limiti di sistema per i precursori e i concimi chimici sono distinti e possono, a determinate condizioni, essere sommati per includere tutti i processi direttamente o indirettamente connessi ai processi di produzione di tali merci, comprese le attività in entrata al processo e le attività in uscita dal processo.

³⁶ Circa l'80 % di tutta la produzione di ammoniaca è utilizzato come precursore chimico per la produzione di concimi e circa il 97 % dei concimi azotati deriva da ammoniaca.

³⁷ Se al processo è aggiunto idrogeno proveniente da altri percorsi produttivi, è trattato come un precursore con le proprie emissioni incorporate.

La Figura 5-4 fornisce una panoramica dei diversi processi di produzione e percorsi produttivi per la produzione di concimi azotati e dei precursori corrispondenti.

Figura 5-4: limiti di sistema e catena del valore per la produzione di concimi azotati e dei relativi precursori – panoramica.



L'urea è utilizzata come precursore nella produzione di miscele di concimi, ma può anche essere utilizzata da sola come un pratico concime in considerazione del suo elevato contenuto di azoto.

Tra le miscele di concimi figurano tutti i tipi di concimi contenenti azoto (N), compresi il nitrato di ammonio, il nitrato ammonico in grani, il solfato di ammonio, i fosfati di ammonio, le soluzioni di urea e nitrato di ammonio, nonché i concimi azoto-fosforo (NP), azoto-potassio (NK) e azoto-fosforo-potassio (NPK).

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate per il settore dei concimi sono illustrate in dettaglio nella sezione 7.3.1.1.

5.5.3.1 Ammoniaca – Percorso produttivo Haber-Bosch con reforming a vapore

L'ammoniaca è sintetizzata a partire dall'azoto e dall'idrogeno attraverso il processo Haber-Bosch. L'idrogeno per il processo è ottenuto mediante questo percorso produttivo tramite reforming a vapore di gas naturale (o biogas), mentre l'azoto è ottenuto dall'aria. La reazione complessiva è altamente endotermica e il calore di processo è fornito dalla combustione di gas naturale o di altri combustibili gassosi. Pressoché tutto l'eventuale monossido di carbonio prodotto è convertito in biossido di carbonio.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del processo Haber-Bosch con percorso produttivo mediante reforming a vapore, come comprendenti:

- tutti i combustibili direttamente o indirettamente collegati alla produzione di ammoniaca e i materiali utilizzati per la depurazione dei gas effluenti;
- sono monitorati tutti i combustibili, indipendentemente dal fatto che siano utilizzati come fattori di produzione energetici o non energetici;
- quando si utilizza il biogas, si applicano le disposizioni di cui all'allegato III, sezione B.3.3;

– se al processo è aggiunto idrogeno proveniente da altri percorsi produttivi, è trattato come un precursore con le proprie emissioni incorporate".

Un precursore è l'idrogeno prodotto separatamente, se utilizzato nel processo. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema di un processo Haber Bosch con reforming a vapore:

- produzione di idrogeno mediante reforming a vapore di gas naturale o biogas³⁸;
- sintesi dell'ammoniaca – da idrogeno e azoto, a temperatura e pressione elevate in presenza di un catalizzatore; condensazione, depurazione e stoccaggio di ammoniaca (se del caso);
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

Il flusso di biossido di carbonio proveniente dalla produzione di ammoniaca presenta una purezza elevata e può essere separato, catturato e trasferito altrove per altri usi, ad esempio per la produzione di urea.

Si noti che l'ammoniaca prodotta è comunicata come ammoniaca al 100 %, in forma idrata o anidra.

5.5.3.2 Ammoniaca – Percorso produttivo Haber-Bosch con gassificazione

Con questo percorso produttivo, l'idrogeno è ottenuto dalla gassificazione di idrocarburi, in genere da materie prime pesanti quali carbone, combustibili pesanti di raffineria o altre materie prime fossili. Viene prodotto un gas di sintesi contenente idrogeno, che deve essere purificato prima di poter essere utilizzato per la fase di produzione successiva. L'ammoniaca viene quindi sintetizzata a partire dall'idrogeno prodotto e dall'azoto ottenuto dall'aria, a temperatura e pressione elevate in presenza di un catalizzatore. Pressoché tutto l'eventuale monossido di carbonio prodotto è convertito in biossido di carbonio.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del processo Haber-Bosch con percorso produttivo mediante gassificazione, come comprendenti:

"– tutti i combustibili direttamente o indirettamente collegati alla produzione di ammoniaca e i materiali utilizzati per la depurazione dei gas effluenti;

– ogni combustibile in entrata è monitorato come un unico flusso di combustibile, indipendentemente dal fatto che sia utilizzato per scopi energetici o non energetici.

– se al processo è aggiunto idrogeno proveniente da altri percorsi produttivi, è trattato come un precursore con le proprie emissioni incorporate".

³⁸ Per le fasi del processo cfr. sezione 5.4.3.1 relativa al settore dell'idrogeno.

Un precursore è l'idrogeno prodotto separatamente, se utilizzato nel processo. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema di un processo Haber Bosch con gassificazione:

- produzione di idrogeno mediante gassificazione (ossidazione parziale)³⁹;
- sintesi dell'ammoniaca – da idrogeno e azoto, a temperatura e pressione elevate in presenza di un catalizzatore; condensazione, depurazione e stoccaggio di ammoniaca (se del caso);
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

Si noti che l'ammoniaca prodotta è comunicata come ammoniaca al 100 %, in forma idrata o anidra.

5.5.3.3 *Processo di produzione dell'acido nitrico (e degli acidi solfonitrici)*

L'acido nitrico è prodotto principalmente attraverso l'ossidazione dell'ammoniaca mediante il processo Ostwald. L'ammoniaca viene innanzitutto ossidata in presenza di un catalizzatore per formare ossido di azoto, che viene poi ulteriormente ossidato in biossido di azoto, seguito dall'assorbimento in acqua in una torre di assorbimento al fine di formare acido nitrico. La reazione è esotermica e il calore e l'energia possono essere recuperati e reimmessi nel processo.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dell'acido nitrico, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente da tutti i combustibili direttamente o indirettamente collegati alla produzione di acido nitrico e dai materiali utilizzati per la depurazione dei gas effluenti;

– le emissioni di N₂O derivanti da tutte le fonti del processo di produzione che rilasciano N₂O, comprese le emissioni abbattute e non. Sono escluse dal monitoraggio tutte le emissioni di N₂O derivanti dalla combustione di combustibili".

Un precursore è l'ammoniaca (come ammoniaca al 100 %). Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema del processo di produzione dell'acido nitrico:

³⁹ Per le fasi del processo cfr. sezione 5.4.3.2 relativa al settore dell'idrogeno.

- preparazione delle materie prime – evaporazione e filtrazione dell'ammoniaca e dell'aria di processo;
- ossidazione dell'ammoniaca – in ossido di azoto, tutte le fasi del processo;
- ulteriore ossidazione e assorbimento – in biossido di azoto e assorbimento nell'acqua per formare acido nitrico, tutte le fasi del processo;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

Si noti che l'acido nitrico prodotto è comunicato come acido nitrico al 100 %.

5.5.3.4 *Processo di produzione dell'urea*

L'urea è sintetizzata facendo reagire insieme ammoniaca e anidride carbonica ad alta pressione al fine di formare carbammato di ammonio, che viene poi disidratato per formare urea.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dell'urea, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente da tutti i combustibili direttamente o indirettamente collegati alla produzione di urea e dai materiali utilizzati per la depurazione dei gas effluenti;

– se il CO₂ in entrata nel processo proviene da un altro impianto, il CO₂ ricevuto e non legato all'urea è considerato emissione, se non già conteggiato come emissione dell'impianto in cui è stato prodotto, nell'ambito di un sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica ammissibile".

Un precursore è l'ammoniaca (come ammoniaca al 100 %). Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema del processo di produzione dell'urea:

- preparazione delle materie prime – evaporazione e filtrazione dell'ammoniaca, CO₂;
- produzione di urea – tutte le fasi del processo, dalla sintesi alla formazione di particelle;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

L'ammoniaca e il CO₂ consumati da questo processo di produzione sono generalmente forniti da altri processi di produzione svolti nel medesimo sito.

5.5.3.5 *Processo di produzione di miscele di concimi*

La produzione di tutti i tipi di miscele di concimi contenenti azoto (in particolare sali di ammonio e NP, NK e NPK) comprende un'ampia serie di operazioni, quali la miscelazione,

la neutralizzazione⁴⁰, la formazione di particelle (ad esempio mediante granulazione o prilling), indipendentemente dal fatto che si verifichino soltanto miscele fisiche o reazioni chimiche.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo di miscele di concimi, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente da tutti i combustibili direttamente o indirettamente collegati alla produzione dei concimi, come quelli utilizzati negli essiccatoi e per il riscaldamento dei materiali in entrata, e dai materiali utilizzati per la depurazione dei gas effluenti".

I precursori (se utilizzati nel processo) sono: ammoniaca (come ammoniaca al 100 %); acido nitrico (come acido nitrico al 100 %); urea; miscele di concimi (in particolare sali contenenti ammonio o nitrato). Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema del processo di produzione delle miscele di concimi:

- preparazione delle materie prime;
- produzione di miscele di concimi – tutte le fasi del processo;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

Nella sezione 7.3.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per il **processo di produzione di miscele di concimi** e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

5.6 Settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 2, tabella 1 "Mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci";
 - **allegato II**, sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori", come specificato nelle sottosezioni: 3.11 – Minerale sinterizzato; 3.12 – Ferromanganese, ferrocromo, ferro-nichel; 3.13 – Ghisa greggia; 3.14 – Ferro ridotto diretto; 3.15 – Acciaio grezzo; e 3.16 – Prodotti di ferro o di acciaio.
-

⁴⁰ I concimi chimici contenenti azoto sono prodotti mediante neutralizzazione di un acido utilizzando ammoniaca per formare il corrispondente sale di ammonio. Tra i concimi prodotti in questo modo figurano il nitrato di ammonio, il nitrato ammonico in grani, il solfato di ammonio, i fosfati di ammonio, le soluzioni di urea e nitrato di ammonio.

5.6.1 Unità di produzione ed emissioni incorporate

Il quantitativo di merci dichiarate del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio importato nell'UE dovrebbe essere espresso in tonnellate metriche. Ai fini delle comunicazioni, il gestore dovrebbe registrare il quantitativo di merci CBAM prodotte dal suo impianto in ciascun processo di produzione.

Settore industriale	Ghisa, ferro e acciaio
Unità di produzione di merci	Tonnellate (metriche), comunicate separatamente per ciascun tipo di merce del settore, per ciascun impianto o processo di produzione nel paese di origine.
Attività associate	Produzione, fusione o raffinazione di ferro o acciaio o leghe ferrose; fabbricazione di semilavorati e di prodotti di acciaio di base.
Gas a effetto serra pertinente	Biossido di carbonio (CO ₂).
Emissioni dirette	Tonnellate (metriche) di CO ₂ e.
Emissioni indirette	Quantitativo di energia elettrica consumata (MWh), fonte e fattore di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette in tonnellate (metriche) di CO ₂ o CO ₂ e. <i>Da segnalare separatamente durante il periodo transitorio.</i>
Unità per le emissioni incorporate	Tonnellate di emissioni di CO ₂ e per tonnellata di merci, comunicate separatamente per ciascun tipo di merci, per ciascun impianto nel paese di origine.

Durante il periodo transitorio il settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio deve tenere conto tanto delle emissioni dirette quanto di quelle indirette. Le emissioni indirette devono essere comunicate separatamente⁴¹. Le emissioni dovrebbero essere comunicate in tonnellate metriche di emissioni di CO₂ equivalente (tCO₂e), per tonnellata di materiale in uscita. Tale dato dovrebbe essere calcolato per l'impianto o il processo di produzione specifico nel paese di origine considerato per l'importatore.

Si noti che nella sezione 7.2.2 sono riportati diversi **studi di casi** che illustrano come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per i **prodotti della ghisa, del ferro e dell'acciaio**, utilizzando il metodo del bilancio di massa e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

Le sezioni che seguono illustrano le modalità con cui i limiti di sistema delle merci del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio dovrebbero essere definiti e individuano gli

⁴¹ Si noti che per questo settore le emissioni indirette sono comunicate soltanto durante il periodo transitorio (e non durante il periodo definitivo).

elementi del processo di produzione che dovrebbero essere inclusi ai fini del monitoraggio e della comunicazione.

5.6.2 Definizione e spiegazione delle merci CBAM di questo settore interessate

La Tabella 5-6 elenca le merci pertinenti che rientrano nell'ambito di applicazione per il periodo transitorio CBAM nel settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio. La categoria aggregata di merci nella colonna di sinistra definisce i gruppi per i quali devono essere definiti "processi di produzione" comuni ai fini del monitoraggio.

Tabella 5-6: merci CBAM nel settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio.

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
Minerale sinterizzato⁴²	2601 12 00	Minerali di ferro e loro concentrati, diversi dalle piriti di ferro arrostate (ceneri di piriti)
Ghisa greggia	7201	Ghise gregge e ghise speculari ⁴³ in pani, salmoni o altre forme primarie
	7205 ⁴⁴	Potrebbero rientrare in questa categoria alcuni prodotti della voce 7205 (Graniglie e polveri, di ghisa greggia, di ghisa specolare, di ferro o di acciaio)
Ferroleghie: FeMn	7202 1	Ferromanganese (FeMn)
Ferroleghie: FeCr	7202 4	Ferrocromo (FeCr)
Ferroleghie: FeNi	7202 6	Ferro-nichel (FeNi)
DRI	7203	Prodotti ferrosi ottenuti per riduzione diretta di minerali di ferro ed altri prodotti ferrosi spugnosi
Acciaio grezzo	7206, 7207, 7218 e 7224	7206 – Ferro ed acciai non legati in lingotti o in altre forme primarie, escluso il ferro della voce 7203
		7207 – Semiprodotto di ferro o di acciai non legati
		7218 – Acciai inossidabili in lingotti o in altre forme primarie; semiprodotto di acciai inossidabili
		7224 – Altri acciai legati in lingotti o in altre forme primarie; semiprodotto di altri acciai legati

⁴² Questa categoria aggregata di merci comprende tutti i tipi di produzione di pellet di minerale di ferro (per la vendita di pellet e per l'uso diretto nello stesso impianto) e materiale sinterizzato.

⁴³ Ghisa greggia contenente ferromanganese legato.

⁴⁴ Soltanto alcuni prodotti di questo codice NC possono qualificarsi come "ghisa greggia", mentre altri prodotti di questo codice sono classificati come "prodotti di ferro o di acciaio".

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
Prodotti di ferro o di acciaio⁴⁵	Include: 7205, 7208-7217, 7219-7223, 7225-7229, 7301-7311, 7318 e 7326	<p>7205 – Graniglie e polveri, di ghisa greggia, di ghisa specolare, di ferro o di acciaio (se non compreso nella categoria "Ghise gregge")</p> <p>7208 – Prodotti laminati piatti, di ferro o di acciai non legati, di larghezza uguale o superiore a 600 mm, laminati a caldo, non placcati né rivestiti</p> <p>7209 – Prodotti laminati piatti, di ferro o di acciai non legati, di larghezza uguale o superiore a 600 mm laminati a freddo, non placcati né rivestiti</p> <p>7210 – Prodotti laminati piatti, di ferro o di acciai non legati, di larghezza uguale o superiore a 600 mm, placcati o rivestiti</p> <p>7211 – Prodotti laminati piatti, di ferro o di acciai non legati, di larghezza inferiore a 600 mm, non placcati né rivestiti</p> <p>7212 – Prodotti laminati piatti, di ferro o di acciai non legati, di larghezza inferiore a 600 mm, placcati o rivestiti</p> <p>7213 – Vergella o bordione di ferro o di acciai non legati</p> <p>7214 – Barre di ferro o di acciai non legati, semplicemente fucinate, laminate o estruse a caldo, nonché quelle che hanno subito una torsione dopo la laminazione</p> <p>7215 – Altre barre di ferro o di acciai non legati</p> <p>7216 – Profilati di ferro o di acciai non legati</p> <p>7217 – Fili di ferro o di acciai non legati</p> <p>7219 – Prodotti laminati piatti, di acciai inossidabili, di larghezza uguale o superiore a 600 mm</p> <p>7220 – Prodotti laminati piatti di acciai inossidabili, di larghezza inferiore a 600 mm</p> <p>7221 – Vergella o bordione di acciai inossidabili</p> <p>7222 – Barre e profilati di acciai inossidabili</p> <p>7223 – Fili di acciai inossidabili</p> <p>7225 – Prodotti laminati piatti di altri acciai legati, di larghezza uguale o superiore a 600 mm</p> <p>7226 – Prodotti laminati piatti di altri acciai legati, di larghezza inferiore a 600 mm</p>

⁴⁵ Questa categoria aggregata di merci comprende prodotti semilavorati e finiti.

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
		7227 – Vergella o bordione di altri acciai legati
		7228 – Barre e profilati di altri acciai legati; barre forate per la perforazione, di acciai legati o non legati
		7229 – Fili di altri acciai legati
		7301 – Palancole di ferro o di acciaio, anche forate o formate da elementi riuniti; profilati ottenuti per saldatura, di ferro o di acciaio
		7302 – Elementi per la costruzione di strade ferrate, di ghisa, di ferro o di acciaio: rotaie, controrotaie e rotaie a cremagliera, aghi, cuori, tiranti per aghi ed altri elementi per incroci o scambi, traverse, stecche (ganasce), cuscinetti, cunei, piastre di appoggio, piastre di fissaggio, piastre e barre di scartamento ed altri pezzi specialmente costruiti per la posa, la congiunzione o il fissaggio delle rotaie
		7303 – Tubi, condotti e profilati cavi, di ghisa
		7304 – Tubi, condotti e profilati cavi, senza saldatura, di ferro (diverso dalla ghisa) o di acciaio
		7305 – Altri tubi (per esempio: saldati o ribaditi) a sezione circolare, con diametro esterno superiore a 406,4 mm, di ferro o di acciaio
		7306 – Altri tubi, tubi e profilati cavi (per esempio: saldati, ribaditi, aggraffati o a lembi semplicemente avvicinati), di ferro o di acciaio
		7307 – Accessori per tubi (per esempio: raccordi, gomiti, manicotti), di ghisa, ferro o acciaio
		7308 – Costruzioni e parti di costruzioni (per esempio: ponti ed elementi di ponti, porte di cariche o chiuse, torri, piloni, pilastri, colonne, ossature, impalcature, tettoie, porte e finestre e loro intelaiature, stipiti e soglie, serrande di chiusura, balaustre) di ghisa, ferro o acciaio, escluse le costruzioni prefabbricate della voce 9406; lamiere, barre, profilati, tubi e simili, di ghisa, ferro o acciaio, predisposti per essere utilizzati nelle costruzioni
		7309 – Serbatoi, cisterne, vasche, tini ed altri recipienti simili per qualsiasi materia (esclusi i gas compressi o liquefatti), di ghisa, di ferro o di acciaio, di capacità superiore a 300 litri, senza dispositivi meccanici o termici, anche con rivestimento interno o calorifugo

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
		7310 – Serbatoi, fusti, tamburi, bidoni, scatole e recipienti simili per qualsiasi materia (esclusi i gas compressi o liquefatti), di ghisa, ferro o acciaio, di capacità inferiore o uguale a 300 litri, senza dispositivi meccanici o termici, anche con rivestimento interno o calorifugo
		7311 – Recipienti per gas compressi o liquefatti, di ghisa, ferro o acciaio
		7318 – Viti, bulloni, dadi, tirafondi, ganci a vite, ribadini, copiglie, pernotti, chiavette, rondelle (comprese le rondelle destinate a funzionare da molla) ed articoli simili, di ghisa, ferro o acciaio
		7326 – Altri lavori di ferro o acciaio

Fonte: regolamento CBAM, allegato I; regolamento di esecuzione, allegato II.

Le categorie aggregate di merci elencate nella Tabella 5-6 comprendono tanto merci finite quanto merci che fungono da precursori (prodotti intermedi) consumati nella produzione di prodotti di ferro o di acciaio. Devono essere presi in considerazione solo i materiali in entrata elencati come precursori per i limiti di sistema del processo di produzione specificati nel regolamento di esecuzione. La Tabella 5-7 che segue elenca i possibili precursori per ciascuna categoria aggregata di merci e per ciascun percorso produttivo.

Tabella 5-7: categorie aggregate di merci, loro percorsi produttivi ed eventuali precursori.

Categoria aggregata di merci	Precursori
<i>Percorso produttivo</i>	
Minerale sinterizzato	Nessuno.
Ferroleghie (FeMn, FeCr, FeNi)	Minerale sinterizzato, se utilizzato nel processo.
Ghisa greggia <i>Altoforno</i> <i>Riduzione a liquido</i>	Idrogeno, minerale sinterizzato, ferroleghie, ghisa greggia/ferro ridotto diretto (DRI) (quest'ultimo se proveniente da altri impianti o processi di produzione e utilizzato nel processo).
Ferro ridotto diretto (DRI)	Idrogeno, minerale sinterizzato, ferroleghie, ghisa greggia/ferro ridotto diretto (DRI) (quest'ultimo se proveniente da altri impianti o processi di produzione e utilizzato nel processo).
Acciaio grezzo <i>Acciaieria a ossigeno</i> <i>Forno elettrico ad arco</i>	Ferroleghie, ghisa greggia, ferro ridotto diretto (DRI), acciaio grezzo (quest'ultimo se proveniente da altri impianti o processi di produzione e se utilizzato nel processo).

Categoria aggregata di merci	Precursori
-------------------------------------	-------------------

Percorso produttivo

Prodotti di ferro o di acciaio	Ferroleghie, ghisa greggia, ferro ridotto diretto (DRI), acciaio grezzo, prodotti di ferro o di acciaio (se utilizzati nel processo).
--------------------------------	---

Non tutti i precursori si applicheranno in tutti i casi. Ad esempio l'idrogeno potrebbe diventare pertinente soltanto in futuro.

Si noti in particolare che in alcuni casi una categoria aggregata di merci può fungere da precursore della propria categoria. Questo aspetto è spiegato meglio ricorrendo a un esempio.

Esempio: se un impianto produce viti e dadi a partire da barre di acciaio, le barre sono il precursore, ma tanto le barre quanto le viti e i dadi sono inclusi nella medesima categoria aggregata di merci.

Le emissioni incorporate di viti e dadi saranno composte dalle emissioni del processo di produzione (calore applicato per rendere le barre lavorabili e per procedere alla ricottura del prodotto finale) più le emissioni incorporate delle barre di acciaio. Si noti che questo aspetto è importante perché la massa delle barre che fungono da precursore e la massa delle viti e dei dadi del prodotto finale non saranno le stesse: ad esempio se il 20 % della massa originaria viene rimosso mediante operazioni di rimozione di truciolo (e smaltito come rottami), sono necessarie 100 t di precursore per ottenere 80 t di prodotto finale.

Alcuni tipi di prodotti di ferro o acciaio sono stati esclusi dall'ambito di applicazione del CBAM. Tra questi figurano in particolare determinati altri tipi di ferroleghie rientranti nei codici NC 7202⁴⁶ e NC 7204 – Cascami ed avanzi di ghisa.

La produzione di merci del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio avviene attraverso una serie di percorsi e processi diversi, descritti di seguito.

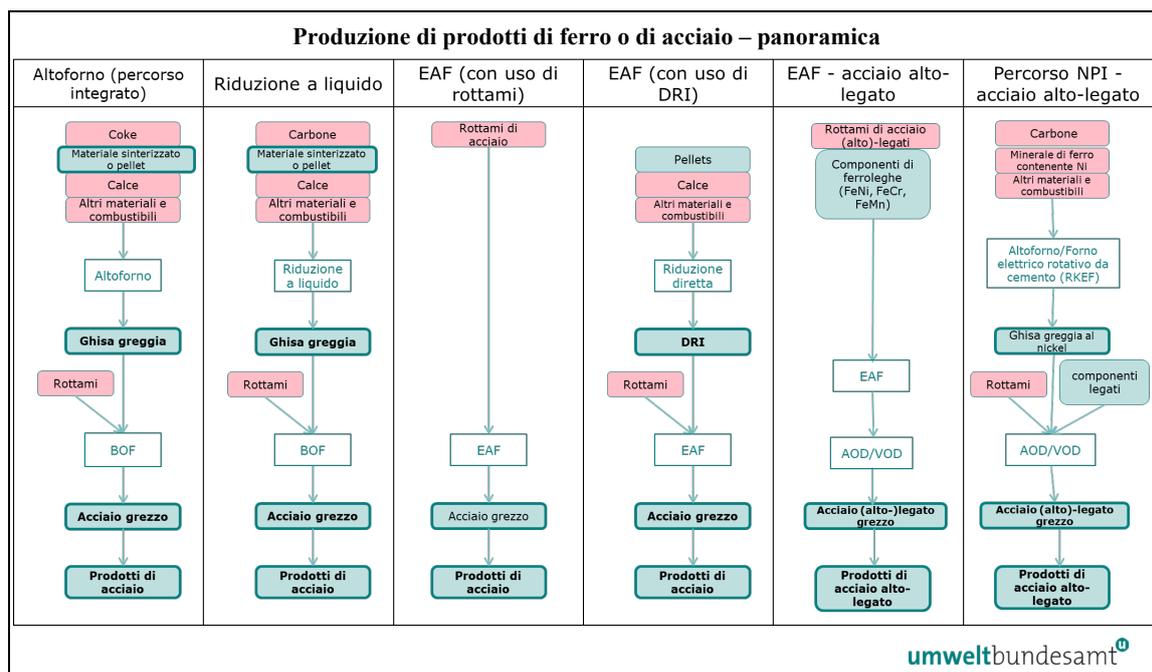
5.6.3 Definizione e spiegazione dei processi di produzione e delle emissioni pertinenti

I limiti di sistema per i precursori e le merci finite di base di ferro e acciaio sono distinti e possono, a determinate condizioni, essere sommati per includere tutti i processi direttamente o indirettamente connessi ai processi di produzione di tali merci, comprese le attività in entrata al processo e le attività in uscita dal processo (cfr. sezione 6.3).

Il diagramma che segue illustra la varietà dei percorsi diversi tramite i quali è possibile produrre prodotti di ferro o di acciaio.

⁴⁶ Tra le altre ferroleghie non soggette all'applicazione del CBAM figurano ferrosilicio, ferro-silico-manganese, ferro-silico-cromo, ferro-molibdeno, ferro-tungsteno e ferro-silico-tungsteno, ecc.

Figura 5-5: limiti di sistema e catena del valore per la produzione di prodotti di ferro o di acciaio.



La produzione di merci che fungono da precursori e merci finite avviene attraverso una serie di percorsi e processi diversi, descritti di seguito. Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate per il settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio sono illustrate in dettaglio nella sezione 7.2.1.1.

5.6.3.1 Processo di produzione del minerale sinterizzato

Questa categoria aggregata di merci comprende tutti i tipi di produzione di pellet di minerale di ferro (per la vendita di pellet e per l'uso diretto nello stesso impianto) e materiale sinterizzato. La pellettizzazione e la sinterizzazione sono percorsi di processo complementari per la preparazione e l'agglomerazione delle materie prime di ossidi di ferro da utilizzare nella fabbricazione di ferro e acciaio. Nella pellettizzazione, le materie prime di ossidi di ferro sono macinate e combinate con additivi per formare pellet, che vengono poi trattati termicamente. Nella produzione di minerale sinterizzato, le materie prime di ossidi di ferro sono mescolate con la polvere di coke e altri additivi prima che la miscela sia sinterizzata in un forno da cemento, formando un materiale poroso simile al clinker, denominato "sinter" (materiale sinterizzato). Tale materiale sinterizzato viene tipicamente prodotto e utilizzato nelle acciaierie. I pellet possono essere prodotti nelle acciaierie o a distanza presso i siti minerari.

Si noti che anche i pellet e i materiali sinterizzati di ferroleghie prodotti a partire da minerali di ferro possono rientrare in questo processo di produzione (per il codice NC 2601 12 00).

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo del minerale sinterizzato, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente dai materiali di processo come il calcare e altri carbonati o minerali carbonatici;

– CO₂ proveniente da tutti i combustibili, compreso il coke, dai gas di scarico come il gas di cokeria, il gas di altoforno o il gas di convertitore, direttamente o indirettamente collegati al processo di produzione, e dai materiali utilizzati per la depurazione dei gas effluenti".

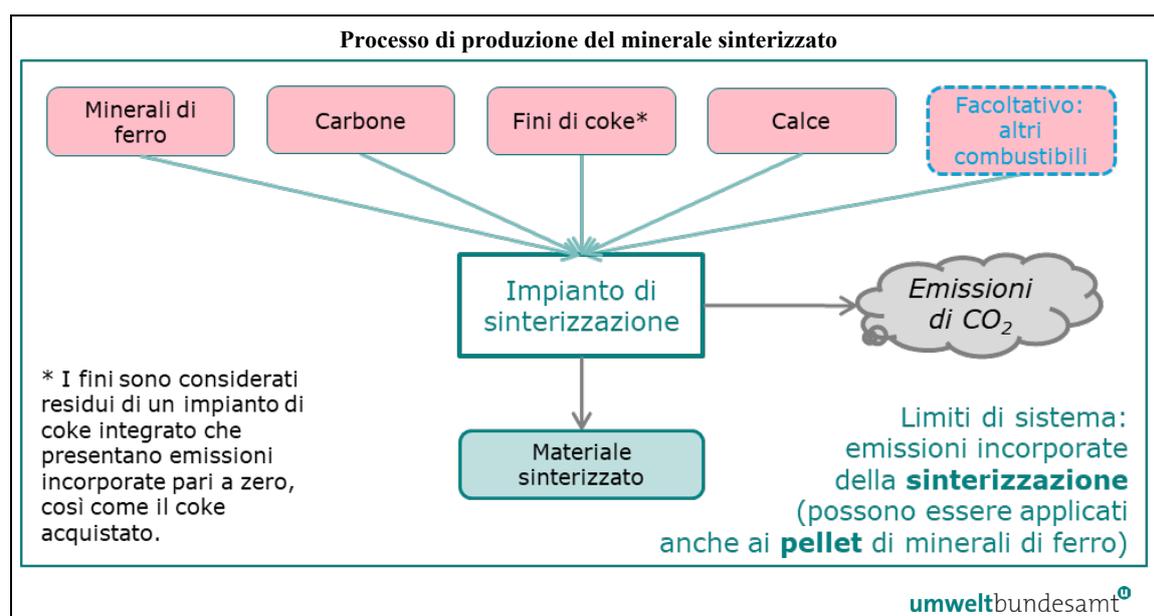
Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema della produzione di pellet di minerale di ferro e materiale sinterizzato:

- movimentazione e pretrattamento delle materie prime – essiccazione e macinazione delle materie prime del minerale di ferro;
- miscelazione e mescolazione di materie prime – preparazione della miscela cruda per pellet e per il materiale sinterizzato; stoccaggio della miscela cruda in bunker o tramogge all'inizio del processo;
- solo pellet di minerale di ferro – formatura in pellet e trattamento termico, vagliatura;
- solo minerale sinterizzato – preparazione delle materie prime, sinterizzazione in un forno, seguita da frantumazione, vagliatura, trasporto e raffreddamento;
- controllo delle emissioni – in particolare trattamento dei gas di scarico.

La *Figura 5-6* illustra i limiti di sistema del processo di produzione del materiale sinterizzato (o dei pellet di minerali di ferro).

Figura 5-6: limiti di sistema del processo di produzione di minerale sinterizzato.



5.6.3.2 Processi di produzione delle ferroleghie FeMn, FeCr e FeNi

Questo processo comprende la produzione di leghe di ferromanganese (FeMn), ferrocromo (FeCr) e ferro-nichel (FeNi), identificate con i codici NC 7202 1, 7202 4 e 7202 6. Non sono contemplati qui altri materiali di ferro con un contenuto significativo di leghe, come la ghisa specolare (cfr. sezione 5.6.3.3). Tuttavia è inclusa la ghisa greggia al nichel (*nickel pig iron*, NPI) se il contenuto di nichel è superiore al 10 %; altrimenti, qualora tale contenuto sia inferiore al 10 % l'NPI è oggetto della sezione "ghisa greggia – percorso produttivo in altoforno".

Le diverse ferroleghie sono prodotte mediante fusione riduttiva con l'aggiunta di un agente riducente come il coke al forno elettrico ad arco (*electric arc furnace* - EAF), insieme ad altri additivi. Possono essere utilizzati diversi tipi di forni elettrici ad arco, a seconda del processo di produzione della ferroleghia; il ferro-nichel ha un'ulteriore fase di produzione di calcinazione e preriduzione prima della fusione. Dopo la fusione in forno elettrico ad arco, la lega metallica liquida viene estratta e colata in stampi e il metallo solidificato viene poi frantumato o granulato, a seconda delle esigenze del cliente.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette per i processi di produzione della ghisa greggia di ferroleghie FeMn, FeCr e FeNi, come comprendenti:

– le emissioni di CO₂ generate dal combustibile in entrata, indipendentemente dal fatto che sia utilizzato per scopi energetici o non energetici;

– le emissioni di CO₂ derivanti dagli elementi in entrata, come il calcare, e dalla depurazione dei gas effluenti;

– le emissioni di CO₂ derivanti dal consumo di elettrodi o paste elettrodiche;

– si tiene conto del carbonio che rimane nel prodotto o che è contenuto nelle scorie o negli scarti utilizzando un metodo del bilancio di massa in conformità dell'allegato III, sezione B.3.2".

Un precursore è il minerale sinterizzato (se utilizzato nel processo). Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

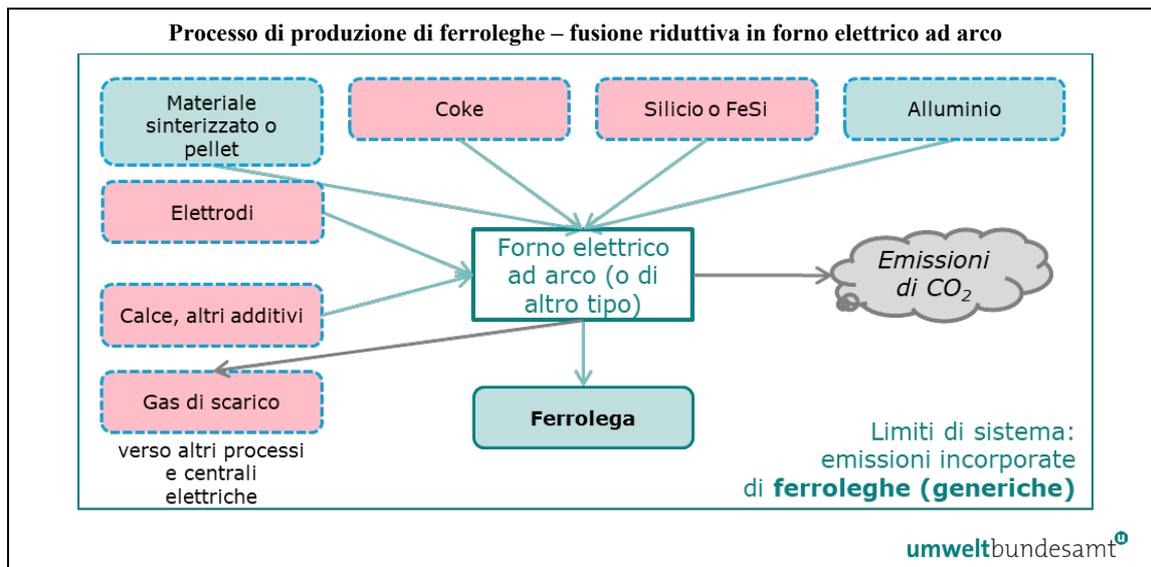
In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che producono ferroleghie:

- movimentazione e pretrattamento delle materie prime – pellet e materiale sinterizzato per FeMn e FeCr, calcinazione e preriduzione in un forno rotativo per FeNi;
- processo in forno elettrico ad arco – tutte le fasi del processo in forno elettrico ad arco, compresi il caricamento, la fusione, la raffinazione primaria e il prelievo dal forno primario;
- decarburazione e metallurgia secondaria – se necessario per produrre ferroleghie con tenori di carbonio diversi;
- impianto di colata – comprensivo di colata e taglio, supporti di preriscaldamento dei lingotti di colata;

- frantumazione e granulazione;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo, le unità di depolverazione, l'unità post-combustione, la movimentazione delle scorie.

La *Figura 5-7* illustra i limiti di sistema dei processi di produzione di ferroleghie pertinenti.

Figura 5-7: limiti di sistema dei processi di produzione di ferroleghie.



Si noti che tra i materiali in entrata che fungono da materie prime per le ferroleghie si annoverano pellet e materiale sinterizzato prodotti nell'ambito del processo di produzione separato (per il codice NC 2601 12 00) illustrato per il "minerale sinterizzato".

Il metodo del bilancio di massa è utilizzato per fornire un bilancio completo della quantità di carbonio che entra o esce (carbonio che rimane nell'acciaio, nei rifiuti o nelle scorie) nell'ambito del processo di produzione in forno elettrico ad arco. Nella sezione 7.2.2.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di applicazione del metodo del bilancio di massa.

5.6.3.3 Ghisa greggia – Percorso produttivo in altoforno

Il percorso produttivo in altoforno produce ghisa greggia liquida ("metallo caldo") che può essere legato (ad esempio ghisa specolare e ghisa greggia al nichel o NPI⁴⁷) o non legato. La principale unità di produzione per questo processo di produzione è l'altoforno. Tra i materiali in entrata nell'altoforno figurano pellet di minerali di ferro o minerale sinterizzato, combustibili e altre materie prime, comprese quelle utilizzate come agenti riducenti. All'interno dell'altoforno l'ossido di ferro viene ridotto diventando un metallo ferroso. La ghisa liquida prodotta viene quindi estratta e successivamente colata oppure trasformata direttamente in acciaio grezzo in una fase sequenziale dal convertitore di

⁴⁷ La ghisa al nichel rientra in questo processo di produzione se il contenuto di nichel è inferiore al 10%; qualora sia invece superiore al 10% rientra nel processo di produzione di ferroleghie.

ossigeno di base. Questa fase rientra in un processo di produzione diverso, il percorso produttivo dell'acciaio grezzo – acciaieria a ossigeno.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo in altoforno della ghisa greggia, come comprendenti:

– il CO₂ proveniente da combustibili e agenti riducenti come il coke, la polvere di coke, il carbon fossile, gli oli combustibili, i rifiuti di plastica, il gas naturale, i rifiuti di legno, il carbone, nonché dai gas di scarico come il gas di cokeria, il gas di altoforno o il gas di convertitore;

– se si usa biomassa, si tiene conto delle disposizioni di cui all'allegato III, sezione B.3.3;

– il CO₂ proveniente da materiali di processo come il calcare, la magnesite e altri carbonati o minerali carbonatici, e dai materiali per la depurazione dei gas effluenti;

– si tiene conto del carbonio che rimane nel prodotto o che è contenuto nelle scorie o negli scarti utilizzando un metodo del bilancio di massa in conformità dell'allegato III, sezione B.3.2".

I precursori (se utilizzati nel processo) sono: minerale sinterizzato; ghisa greggia o ferro ridotto diretto (DRI) proveniente da altri impianti o processi di produzione; ferroleghe (FeMn, FeCr, FeNi); e idrogeno, se utilizzato. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che impiegano altiforni:

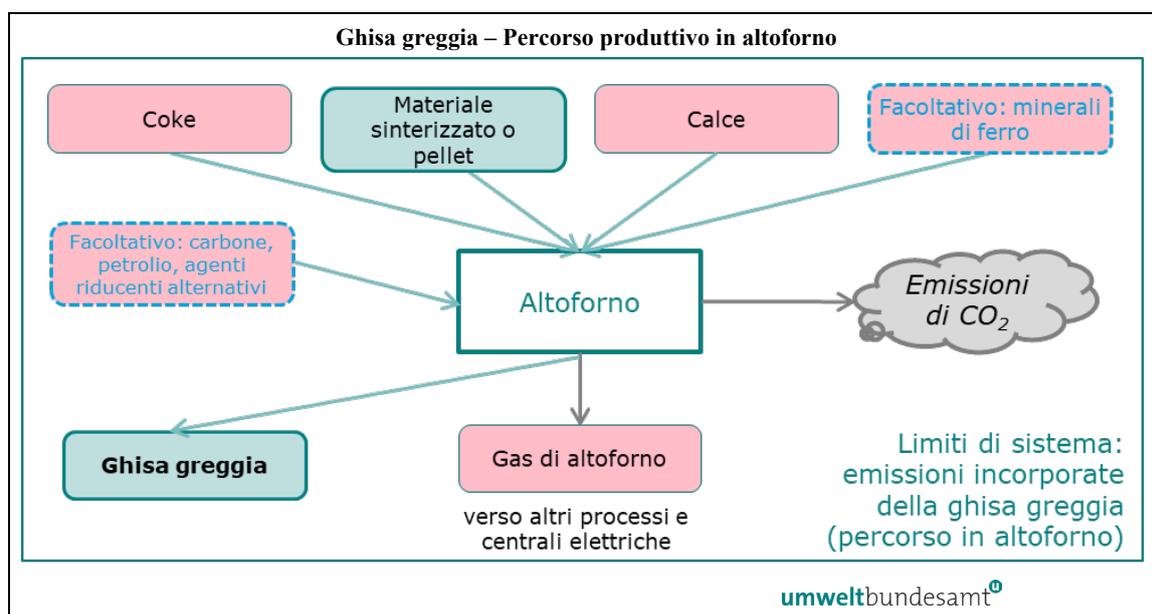
- movimentazione e pretrattamento delle materie prime;
- stoccaggio e preparazione dei combustibili – ad esempio essiccazione del carbone e preparazione per l'iniezione di carbone fossile polverizzato (PCI), vasche di preriscaldamento dei supporti;
- produzione di ghisa liquida – tutte le fasi del processo in altoforno che danno luogo a ghisa greggia liquida, dove l'unità principale è l'altoforno, unitamente a unità di trattamento della ghisa liquida, soffianti dell'altoforno, stufe calde dell'altoforno, produzione di aria compressa, iniezione di vapore nell'unità dell'altoforno, impianto di generazione di vapore, ecc.;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo, compreso il trattamento delle scorie, il trattamento dei gas di scarico, le unità di depolverazione, la bricchettatura delle polveri;
- varie non incluse nelle voci precedenti.

La Figura 5-8 illustra i limiti di sistema per il percorso produttivo in altoforno.

Se tutta la ghisa greggia liquida proveniente dall'altoforno fosse utilizzata dal processo di produzione dell'acciaio a ossigeno per produrre acciaio grezzo, non sarebbe necessario monitorare separatamente le emissioni derivanti dal percorso produttivo in altoforno. Si può invece definire un processo di produzione comune per la produzione di acciaio grezzo.

Il metodo del bilancio di massa è utilizzato per fornire un bilancio completo della quantità di carbonio che entra o esce (carbonio che rimane nel prodotto, nei rifiuti o nelle scorie) nell'ambito del processo di produzione. Nella sezione 7.2.2.1 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di applicazione del metodo del bilancio di massa.

Figura 5-8: limiti di sistema del percorso produttivo della ghisa greggia in altoforno.



5.6.3.4 Ghisa greggia – Percorso produttivo mediante riduzione a liquido

La riduzione a liquido produce ghisa greggia a partire da minerali sinterizzati precursori, pellet di minerali di ferro o residui della fabbricazione di ferro, utilizzando combustibili e agenti riducenti diversi. Il processo si articola in due fasi: la riduzione del minerale di ferro seguita dalla fusione al fine di produrre ghisa greggia/ghisa liquida.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo della ghisa greggia mediante riduzione a liquido, come comprendenti:

– il CO₂ proveniente da combustibili e agenti riducenti come il coke, la polvere di coke, il carbon fossile, gli oli combustibili, i rifiuti di plastica, il gas naturale, i rifiuti di legno, il carbone, i gas di scarico provenienti dal processo o il gas di convertitore ecc.;

– se si usa biomassa, si tiene conto delle disposizioni di cui all'allegato III, sezione B.3.3;

– il CO₂ proveniente da materiali di processo come il calcare, la magnesite e altri carbonati o minerali carbonatici, e dai materiali per la depurazione dei gas effluenti;

– si tiene conto del carbonio che rimane nel prodotto o che è contenuto nelle scorie o negli scarti utilizzando un metodo del bilancio di massa in conformità dell'allegato III, sezione B.3.2".

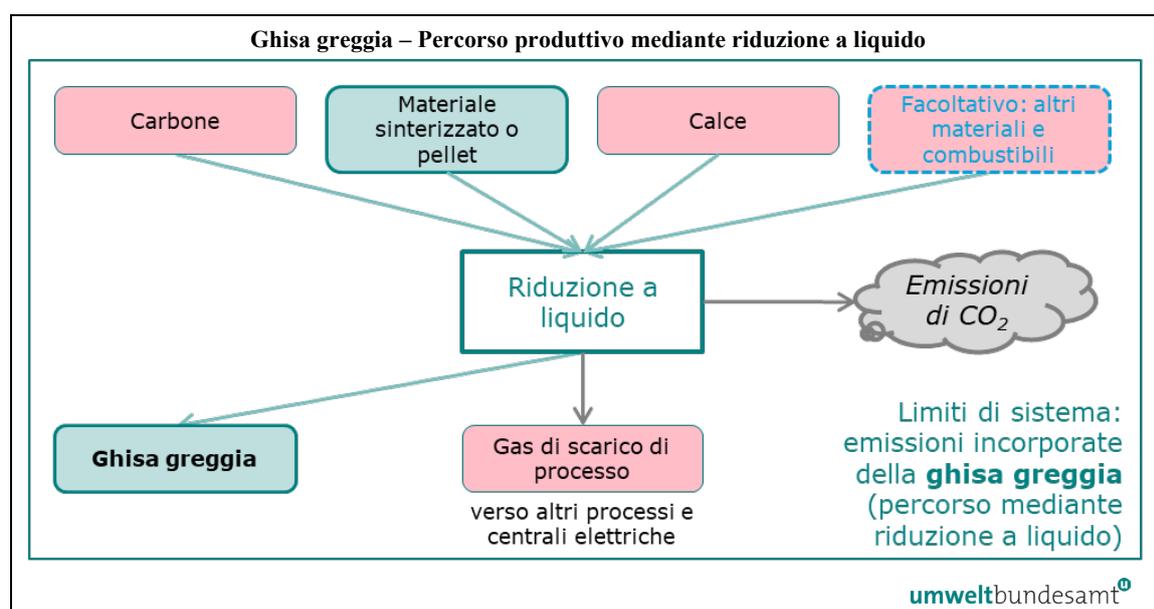
I precursori (se utilizzati nel processo) sono: minerale sinterizzato; ghisa greggia o ferro ridotto diretto (DRI) proveniente da altri impianti o processi di produzione; ferroleghe (FeMn, FeCr, FeNi); e idrogeno, se utilizzato. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che impiegano la riduzione a liquido:

- movimentazione e pretrattamento delle materie prime;
- stoccaggio e preparazione di combustibili;
- processo di riduzione a liquido – tutte le fasi del processo di fusione, che dà luogo a ghisa liquida;
- impianto di colata;
- controllo delle emissioni – in particolare depurazione dei gas effluenti.

La *Figura 5-9* illustra i limiti di sistema del percorso mediante riduzione a liquido per la produzione di ghisa greggia.

Figura 5-9: limiti di sistema del percorso produttivo della ghisa greggia mediante riduzione a liquido.



Il metodo del bilancio di massa è utilizzato per fornire un bilancio completo della quantità di carbonio che entra o esce (carbonio che rimane nel prodotto, nei rifiuti o nelle scorie) nell'ambito del processo di produzione. Nella sezione 7.2.2.1 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di applicazione del metodo del bilancio di massa.

5.6.3.5 *Processo di produzione del ferro ridotto diretto (DRI)*

La riduzione diretta consiste nella produzione di ferro primario solido a partire da minerali di ferro di qualità elevata (pellet, materiale sinterizzato o concentrati). Esistono diverse tecnologie che possono utilizzare diverse qualità di minerali (che possono richiedere la pellettizzazione o la sinterizzazione) e diversi combustibili e agenti riducenti (gas naturale, vari combustibili fossili o biomassa, idrogeno). Il prodotto solido è denominato ferro ridotto diretto (DRI). Ne vengono prodotti diversi tipi quali, ad esempio la "spugna di ferro" e il ferro agglomerato a caldo (*hot briquetted iron* - HBI). Alcuni DRI sono utilizzati direttamente come materia prima nei forni elettrici ad arco o in altri processi a valle. Si prevede che nei prossimi anni i percorsi produttivi che utilizzano l'idrogeno svolgeranno un ruolo importante nella decarbonizzazione dell'industria dell'acciaio.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo del ferro ridotto diretto, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente da combustibili e agenti riducenti come il gas naturale, gli oli combustibili, i gas di scarico del processo o il gas di convertitore ecc.;

– se si usa biogas o altre forme di biomassa, si tiene conto delle disposizioni di cui all'allegato III, sezione B.3.3;

– il CO₂ proveniente da materiali di processo come il calcare, la magnesite e altri carbonati o minerali carbonatici, e dai materiali per la depurazione dei gas effluenti;

– si tiene conto del carbonio che rimane nel prodotto o che è contenuto nelle scorie o negli scarti utilizzando un metodo del bilancio di massa in conformità dell'allegato III, sezione B.3.2".

I precursori (se utilizzati nel processo) sono: minerale sinterizzato; idrogeno; ghisa greggia o ferro ridotto diretto (DRI) proveniente da altri impianti o processi di produzione; e ferroleghe (FeMn, FeCr, FeNi), se utilizzate. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che producono ferro ridotto diretto:

- movimentazione e pretrattamento delle materie prime;
- stoccaggio e preparazione di combustibili – carbone, gas naturale o idrogeno, ecc.;

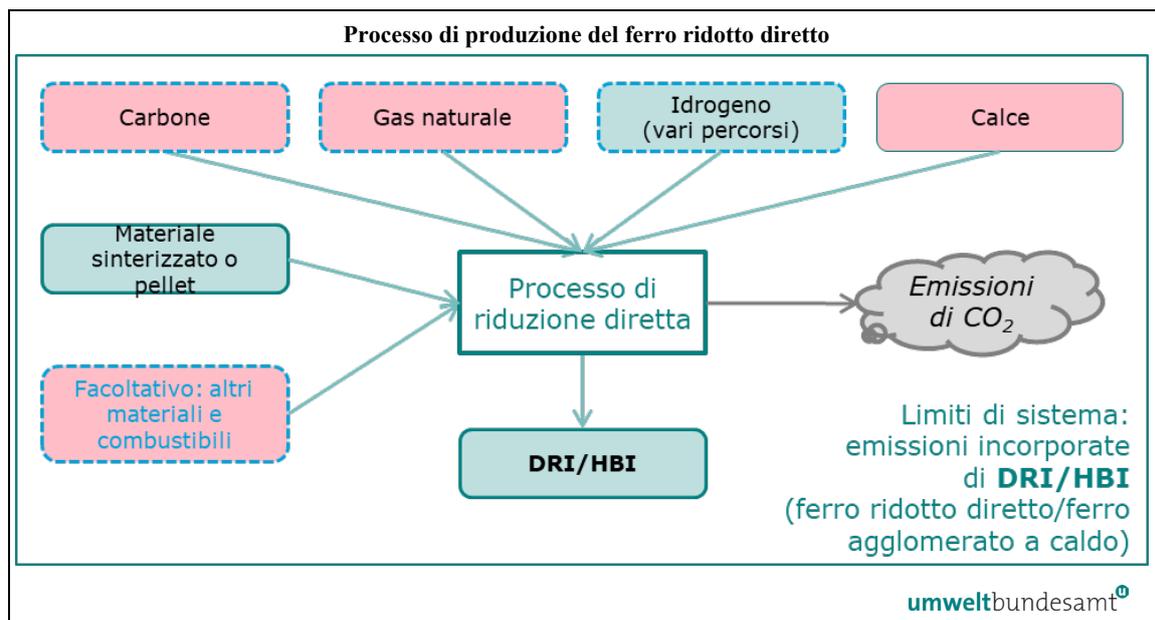
- processo di riduzione diretta per la produzione di ferro – tutte le fasi del processo per il ferro ridotto diretto, che si trasforma in ferro agglomerato a caldo (HBI), se del caso;
- controllo delle emissioni – in particolare depurazione dei gas effluenti.

La *Figura 5-10* illustra i limiti di sistema dei processi pertinenti per la produzione di ferro ridotto diretto (DRI). Sebbene nella pratica siano utilizzati diversi processi, i limiti di sistema di alto livello sono molto simili e possono pertanto essere rappresentati in un unico diagramma.

Si noti che se l'impianto non vende o trasferisce il ferro ridotto diretto prodotto ad altri impianti, non è necessario monitorare separatamente le emissioni derivanti dal suo processo di produzione. Può essere utilizzato un processo di produzione comune, compresa la produzione di acciaio.

Il metodo del bilancio di massa è utilizzato per fornire un bilancio completo della quantità di carbonio che entra o esce (carbonio che rimane nel prodotto, nei rifiuti o nelle scorie) nell'ambito del processo di produzione. Nella sezione 7.2.2.1 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di applicazione del metodo del bilancio di massa.

Figura 5-10: limiti di sistema del processo di produzione del ferro ridotto diretto.



5.6.3.6 Acciaio grezzo – Percorso produttivo mediante acciaieria a ossigeno

Se il percorso produttivo mediante acciaieria a ossigeno inizia con la ghisa liquida (ghisa greggia liquida), quest'ultima viene convertita direttamente in acciaio grezzo dal convertitore di ossigeno di base o dal forno a ossigeno basilico (*basic oxygen furnace* - BOF) nell'ambito di un processo continuo. Dopo il convertitore è possibile effettuare un processo di decarburazione dell'acciaio mediante decarburazione con ossigeno e argon (*argon oxygen decarburisation* - AOD) o di decarburazione con ossigeno sotto vuoto (*vacuum oxygen decarburisation*, VOD), seguito da vari processi metallurgici secondari quali la degassificazione sotto vuoto per eliminare i gas disciolti. L'acciaio grezzo viene quindi

colato nelle sue forme primarie mediante colata continua o colaggio in lingottiera, che può essere seguita da una laminazione a caldo o da una fucinatura al fine di ottenere i prodotti semilavorati di acciaio grezzo (codici NC 7207, 7218 e 7224).

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dell'acciaio grezzo mediante forno a ossigeno basico, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente da combustibili come il carbone, il gas naturale, gli oli combustibili, i gas di scarico come il gas di altoforno, il gas di cokeria o il gas di convertitore ecc.;

– il CO₂ proveniente da materiali di processo come il calcare, la magnesite e altri carbonati o minerali carbonatici, e dai materiali per la depurazione dei gas effluenti;

– si tiene conto del carbonio che entra nel processo sotto forma di rottami, leghe, grafite ecc. e del carbonio che rimane nel prodotto o che è contenuto nelle scorie o negli scarti, utilizzando un metodo del bilancio di massa in conformità dell'allegato III, sezione B.3.2".

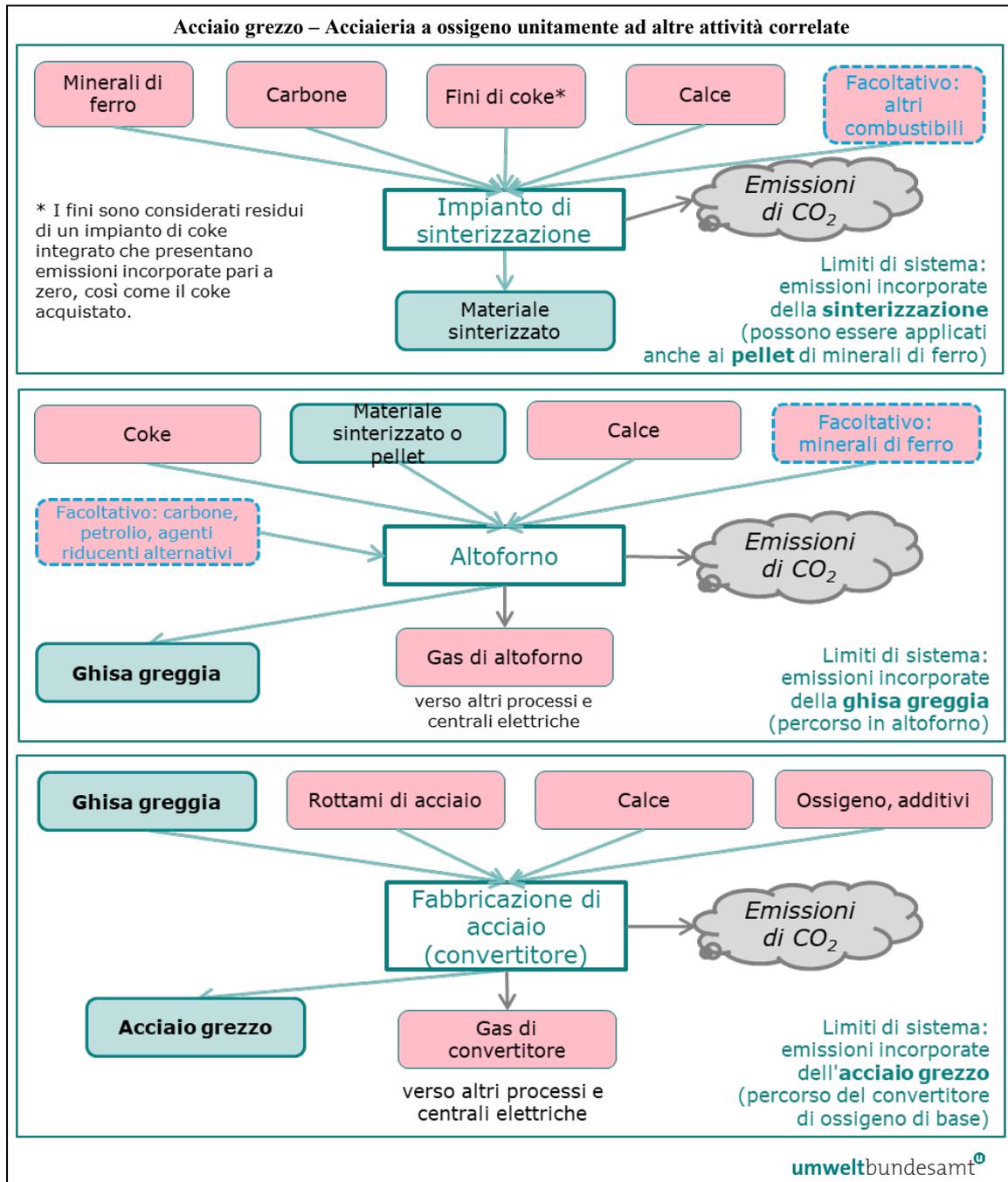
I precursori (se utilizzati nel processo) sono: ghisa greggia; ferro ridotto diretto; ferroleghie (FeMn, FeCr, FeNi); e acciaio grezzo proveniente da altri impianti o processi di produzione, se utilizzato. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti ad acciaieria a ossigeno:

- convertitore di ossigeno di base o forno a ossigeno basico (BOF).
- decarburazione – processi di decarburazione con ossigeno e argon (AOD) o decarburazione con ossigeno sotto vuoto (VOD), se del caso;
- metallurgia secondaria e degassificazione sotto vuoto;
- impianto di colata – colata continua o colaggio in lingottiera, attrezzature di preriscaldamento;
- laminazione a caldo o fucinatura – se del caso, solo la laminazione primaria a caldo e la formatura grezza mediante forgiatura per ottenere i prodotti semilavorati;
- tutte le attività ausiliarie necessarie, quali trasferimenti, riscaldamenti;
- controllo delle emissioni – in particolare depurazione dei gas effluenti, unità di depolverazione, trattamento delle scorie.

Si noti che solo la laminazione a caldo primaria e la sagomatura grezza mediante fucinatura per ottenere i semilavorati di cui ai codici NC 7207, 7218 e 7224 sono inclusi in questa categoria aggregata di merci. Tutti gli altri processi di laminazione e fucinatura sono inclusi nella categoria aggregata di merci "prodotti di ferro o di acciaio".

Figura 5-11: limiti di sistema dell'acciaieria a ossigeno e dei relativi processi.



Nelle acciaierie integrate, la ghisa liquida che viene caricata direttamente nel convertitore di ossigeno è il prodotto che separa il processo di produzione della ghisa (in basso a sinistra nella Figura 5-11) dal processo di produzione dell'acciaio grezzo (in basso a destra nella figura che precede).

Il processo di fabbricazione dell'acciaio mediante altoforno integrato/forno a ossigeno basico (BF/BOF) costituisce di gran lunga il processo di fabbricazione dell'acciaio più complesso ed è caratterizzato da reti di flussi interdipendenti di materiali ed energia tra le varie unità di produzione. Si noti che il coke (in alto a sinistra) è trattato come una materia prima priva di emissioni incorporate.

Quando tutta la ghisa greggia liquida proveniente dall'altoforno è utilizzata dal processo di produzione dell'acciaio a ossigeno per produrre acciaio grezzo, non è necessario monitorare separatamente le emissioni derivanti dal percorso produttivo in altoforno. Si può invece definire un processo di produzione comune per la produzione di acciaio grezzo.

Il metodo del bilancio di massa è utilizzato per fornire un bilancio completo della quantità di carbonio che entra o esce (carbonio che rimane nel prodotto di acciaio, nei rifiuti e nelle scorie) nell'ambito del processo di produzione.

Nella sezione 7.2.2.1 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di applicazione del metodo del bilancio di massa per questo percorso produttivo.

5.6.3.7 *Acciaio grezzo – Percorso produttivo di fabbricazione dell'acciaio in forno elettrico ad arco*

La fusione diretta di materiali contenenti ferro avviene solitamente in un forno ad arco elettrico. Le materie prime per i percorsi che ricorrono a un forno elettrico ad arco sono il ferro metallico, in particolare i rottami ferrosi⁴⁸ e/o il ferro ridotto diretto (DRI). In caso di utilizzo di quantità significative di DRI, si applica uno dei vari percorsi produttivi con DRI in forno elettrico ad arco. Dopo la fusione in forno elettrico ad arco è possibile effettuare un processo di decarburazione dell'acciaio mediante decarburazione con ossigeno e argon (AOD) o di decarburazione con ossigeno sotto vuoto (VOD), seguito da vari processi metallurgici secondari quali la desolfurazione e la degassificazione sotto vuoto per eliminare i gas disciolti. L'energia elettrica costituisce il principale materiale in entrata energetico in relazione al forno elettrico ad arco.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dell'acciaio grezzo mediante forno elettrico ad arco, come comprendenti:

"– il CO₂ proveniente da combustibili come il carbone, il gas naturale, gli oli combustibili, nonché da gas di scarico come il gas di altoforno, il gas di cokeria o il gas di convertitore;

– il CO₂ proveniente dal consumo di elettrodi e di paste elettrodiche;

– il CO₂ proveniente da materiali di processo come il calcare, la magnesite e altri carbonati o minerali carbonatici, e dai materiali per la depurazione dei gas effluenti;

– si tiene conto del carbonio che entra nel processo, ad esempio sotto forma di rottami, leghe e grafite, nonché del carbonio che rimane nel prodotto o contenuto nelle scorie o negli scarti, utilizzando un metodo del bilancio di massa in conformità dell'allegato III, sezione B.3.2".

⁴⁸ Se sono utilizzati solo rottami post-consumo, si presume che le emissioni incorporate siano pari a zero.

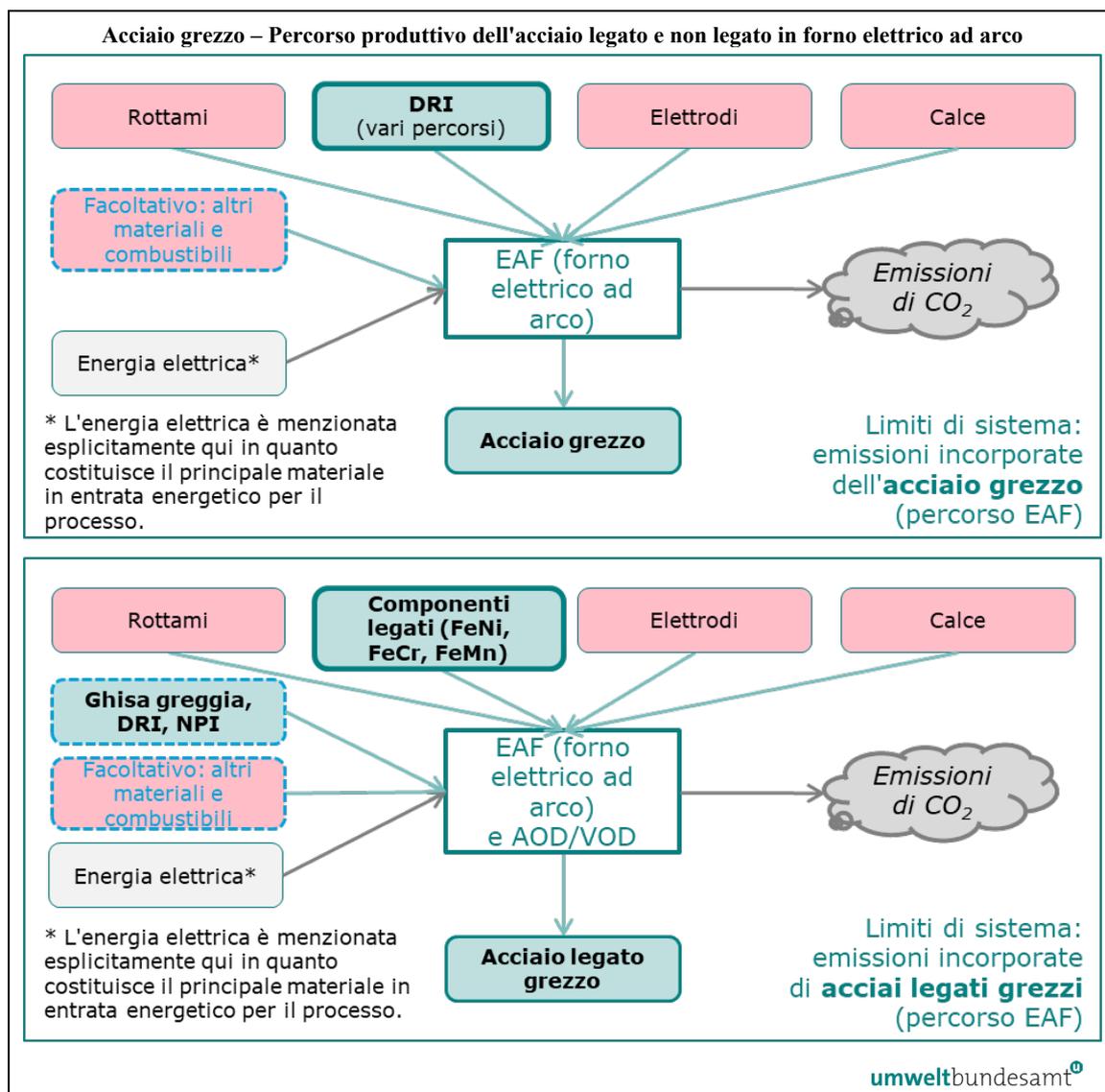
I precursori (se utilizzati nel processo) sono: ghisa greggia; ferro ridotto diretto; ferroleghie (FeMn, FeCr, FeNi); e acciaio grezzo proveniente da altri impianti o processi di produzione, se utilizzato. Devono essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti per la produzione di acciaio mediante forni elettrici ad arco, considerando tutte le attività e le unità di produzione pertinenti:

- movimentazione e pretrattamento delle materie prime – essiccazione dei rottami e preriscaldamento delle materie prime;
- processo in forno elettrico ad arco – tutte le fasi del processo in forno elettrico ad arco, compresi il caricamento, la fusione, la raffinazione primaria e il prelievo di acciaio e scorie dal forno primario;
- decarburazione – processi di decarburazione con ossigeno e argon (AOD) o decarburazione con ossigeno sotto vuoto (VOD), se del caso;
- metallurgia secondaria e degassificazione sotto vuoto;
- impianto di colata – colata continua o colaggio in lingottiera, attrezzature di preriscaldamento;
- laminazione a caldo o fucinatura – se del caso, solo la laminazione primaria a caldo e la formatura grezza mediante forgiatura per ottenere i prodotti semilavorati;
- tutte le attività ausiliarie necessarie, quali trasferimenti, riscaldamenti di attrezzature, riscaldamento;
- controllo delle emissioni – in particolare depurazione dei gas effluenti, unità di depolverazione, trattamento delle scorie.

Si noti che solo la laminazione a caldo primaria e la sagomatura grezza mediante fucinatura per ottenere i semilavorati di cui ai codici NC 7207, 7218 e 7224 sono inclusi in questa categoria aggregata di merci. Tutti gli altri processi di laminazione e fucinatura sono inclusi nella categoria aggregata di merci "prodotti di ferro o di acciaio".

Figura 5-12: limiti di sistema del percorso produttivo dell'acciaio grezzo mediante fabbricazione dell'acciaio in forno elettrico ad arco.



Esistono diversi percorsi produttivi mediante forno elettrico ad arco, per l'acciaio grezzo e l'acciaio legato grezzo, che sono sostanzialmente simili e sono illustrati congiuntamente nella Figura 5-12.

Il metodo del bilancio di massa è utilizzato per fornire un bilancio completo della quantità di carbonio che entra o esce (carbonio che rimane nell'acciaio, nei rifiuti e nelle scorie) nell'ambito del processo di produzione in forno elettrico ad arco.

Nella sezione 7.2.2.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra le modalità di applicazione del metodo del bilancio di massa per questo percorso produttivo.

5.6.3.8 Processo di produzione dei prodotti di ferro o di acciaio

I prodotti di ferro o di acciaio sono ottenuti dall'ulteriore lavorazione dell'acciaio grezzo, dei prodotti semilavorati e di altri prodotti di acciaio finali mediante tutte le tipologie di fasi di formazione e finitura, tra cui figurano: riscaldamento, rifusione, colata, laminazione a caldo, laminazione a freddo, fucinatura, decapaggio, ricottura, placcatura, rivestimento, zincatura, trafilatura, taglio, saldatura, finitura.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo di prodotti di ferro o di acciaio, come comprendenti:

" – tutte le emissioni di CO₂ derivanti dalla combustione di combustibili e le emissioni di processo derivanti dal trattamento dei gas effluenti, relative alle fasi di produzione applicate presso l'impianto, tra cui, a titolo esemplificativo ma non esaustivo: riscaldamento, rifusione, colata, laminazione a caldo, laminazione a freddo, fucinatura, decapaggio, ricottura, placcatura, rivestimento, zincatura, trafilatura, taglio, saldatura e finitura di prodotti di ferro o di acciaio".

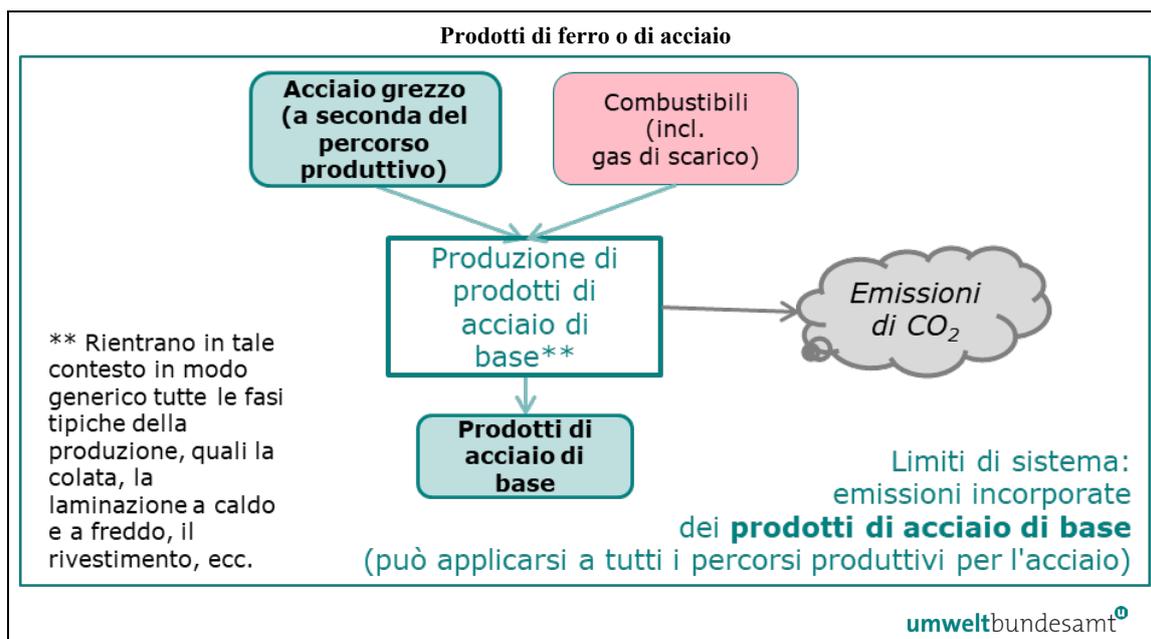
I precursori (se utilizzati nel processo) sono: acciaio grezzo; ghisa greggia; ferro ridotto diretto; ferroleghie (FeMn, FeCr, FeNi); e altri prodotti di ferro o di acciaio. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema dei prodotti di acciaio di base:

- preparazione delle materie prime – compresi il preriscaldamento, la rifusione e la formazione di leghe;
- processi di formatura per i prodotti di base in acciaio – tutte le fasi dei processi di formatura, compresa la colata, la laminazione a caldo e a freddo, la sagomatura mediante fucinatura, la trafilatura;
- attività di finitura – tutte le fasi di finitura, compreso il trattamento superficiale (come decapaggio, ricottura, placcatura, rivestimento, zincatura) e ulteriore fabbricazione (taglio, saldatura, finitura);
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

La *Figura 5-13* illustra i limiti di sistema per i prodotti costituiti da acciaio grezzo fino a acciaio di base.

Figura 5-13: limiti di sistema del processo di produzione di prodotti di acciaio.



Si noti che per i prodotti di ferro o di acciaio finali contenenti più del 5 % in massa di altri materiali, ad esempio i materiali isolanti rientranti nel codice NC 7309 00 30 (serbatoi, cisterne, vasche, tini ed altri recipienti simili per qualsiasi materia (esclusi i gas compressi o liquefatti), di ghisa, di ferro o di acciaio, di capacità superiore a 300 litri, con rivestimento interno o calorifugo), **solo la massa di ferro o di acciaio deve essere comunicata** come massa delle merci prodotte.

Nella sezione 7.2.2 sono riportati diversi **studi di casi** che illustrano come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per i **prodotti della ghisa, del ferro e dell'acciaio**, utilizzando il metodo del bilancio di massa e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

5.7 Settore dell'alluminio

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 2, tabella 1 "Mappatura dei codici NC rispetto alle categorie aggregate di merci";
- **allegato II**, sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori", come specificato nelle sottosezioni: 3.17 – Alluminio greggio e 3.18 – Prodotti di alluminio.

5.7.1 Unità di produzione ed emissioni incorporate

Il quantitativo di merci di alluminio dichiarate importate nell'UE dovrebbe essere espresso in tonnellate metriche. Ai fini delle comunicazioni, il gestore dovrebbe registrare il quantitativo di merci CBAM prodotte dall'impianto o dal processo di produzione.

Settore industriale	Alluminio
Unità di produzione di merci	Tonnellate (metriche), comunicate separatamente per ciascun tipo di merce del settore, per ciascun impianto o processo di produzione nel paese di origine.
Attività associate	Produzione di alluminio greggio a partire da allumina o da materie prime secondarie (rottami di alluminio) utilizzando mezzi metallurgici, chimici o elettrolitici; fabbricazione di prodotti di alluminio semilavorati e finiti.
Gas a effetto serra pertinenti	Biossido di carbonio (CO ₂) e perfluorocarburi (CF ₄ e C ₂ F ₆).
Emissioni dirette	Tonnellate (metriche) di CO ₂ e.
Emissioni indirette	Quantitativo di energia elettrica consumata (MWh), fonte e fattore di emissione utilizzati per calcolare le emissioni indirette in tonnellate (metriche) di CO ₂ o CO ₂ e. <i>Da segnalare separatamente durante il periodo transitorio.</i>
Unità per le emissioni incorporate	Tonnellate di emissioni di CO ₂ e per tonnellata di merci, comunicate separatamente per ciascun tipo di merce, per ciascun impianto nel paese di origine.

Durante il periodo transitorio il settore dell'alluminio dovrebbe tenere conto tanto delle emissioni dirette quanto di quelle indirette. Le emissioni indirette devono essere comunicate separatamente⁴⁹. Le emissioni dovrebbero essere comunicate in tonnellate metriche di emissioni di CO₂ equivalente (tCO₂e), per tonnellata di materiale in uscita. Tale dato dovrebbe essere calcolato per l'impianto o il processo di produzione specifico nel paese di origine considerato per l'importatore.

Si noti che nella sezione 7.4.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra come sono derivati i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) dirette e indirette per i **prodotti di alluminio** e come sono calcolate le emissioni incorporate delle importazioni nell'UE.

Le sezioni che seguono illustrano le modalità con cui i limiti di sistema delle merci del settore dell'alluminio dovrebbero essere definiti e individuano gli elementi del processo di produzione che dovrebbero essere inclusi ai fini del monitoraggio e della comunicazione.

⁴⁹ Si noti che per questo settore le emissioni indirette sono comunicate soltanto durante il periodo transitorio (e non durante il periodo definitivo).

5.7.2 Definizione e spiegazione delle merci del settore interessate

La Tabella 5-8 elenca le merci pertinenti che rientrano nell'ambito di applicazione per il periodo transitorio CBAM nel settore dell'alluminio. La categoria aggregata di merci nella colonna di sinistra definisce i gruppi per i quali devono essere definiti "processi di produzione" comuni ai fini del monitoraggio.

Tabella 5-8: merci CBAM nel settore dell'alluminio.

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
Alluminio greggio	7601	Alluminio greggio
Prodotti di alluminio	7603 – 7608, 7609 00 00, 7610, 7611 00 00, 7612, 7613 00 00, 7614, 7616	<p>7603 – Polveri e pagliette di alluminio</p> <p>7604 – Barre, aste e profilati di alluminio</p> <p>7605 – Fili di alluminio</p> <p>7606 – Lamiere e nastri di alluminio, di spessore superiore a 0,2 mm</p> <p>7607 – Fogli e nastri sottili, di alluminio (anche stampati o fissati su carta, cartone, materie plastiche o supporti simili) di spessore non superiore a 0,2 mm (non compreso il supporto)</p> <p>7608 – Tubi di alluminio</p> <p>7609 00 00 – Accessori per tubi, di alluminio (per esempio: raccordi, gomiti, manicotti)</p> <p>7610 – Costruzioni e parti di costruzione (per esempio: ponti ed elementi di ponti, torri, piloni, pilastri, colonne, ossature, impalcature, tettoie, porte e finestre e loro intelaiature, stipiti e soglie, balastrate) di alluminio escluse le costruzioni prefabbricate della voce 9406; lamiere, barre, profilati, tubi e simili, di alluminio, predisposti per essere utilizzati nelle costruzioni</p> <p>7611 00 00 – Serbatoi, cisterne, vasche, tini e recipienti simili per qualsiasi materia (esclusi i gas compressi o liquefatti), di alluminio, di capacità superiore a 300 litri, senza dispositivi meccanici o termici, anche con rivestimento interno o calorifugo</p> <p>7612 – Serbatoi, fusti, tamburi, bidoni, scatole e recipienti simili, di alluminio (compresi gli astucci tubolari rigidi o flessibili), per qualsiasi materia (esclusi i gas compressi o liquefatti), di capacità non superiore a 300 litri, senza dispositivi meccanici o termici, anche con rivestimento interno o calorifugo</p> <p>7613 00 00 – Recipienti di alluminio per gas compressi o liquefatti</p>

Categoria aggregata di merci	Codice NC del prodotto	Descrizione
		7614 – Trefoli, cavi, trecce ed articoli simili, di alluminio, non isolati per l'elettricità
		7616 – Altri lavori di alluminio

Fonte: regolamento CBAM, allegato I; regolamento di esecuzione, allegato II.

Le categorie aggregate di merci elencate nella Tabella 5-8 comprendono tanto prodotti di alluminio finiti quanto l'"alluminio greggio" che funge da precursore consumato nella produzione di merci di alluminio.

Devono essere presi in considerazione solo i materiali in entrata elencati come precursori per i limiti di sistema del processo di produzione specificati nel regolamento di esecuzione. La Tabella 5-9 elenca i possibili precursori per categoria aggregata di merci e per percorso produttivo.

Tabella 5-9: categorie aggregate di merci, loro percorsi produttivi ed eventuali precursori.

Categoria aggregata di merci	Precursori
<i>Percorso produttivo</i>	
Alluminio greggio	Nessuno per l'alluminio primario.
<i>Alluminio primario</i>	Per l'alluminio secondario: alluminio greggio da altre fonti, se utilizzato nel processo ⁵⁰ .
<i>Alluminio secondario</i>	
Prodotti di alluminio	Alluminio greggio (distinguendo tra alluminio primario e secondario, se noti), altri prodotti di alluminio (se utilizzati nel processo di produzione).

L'alluminio greggio è prodotto mediante svariati percorsi produttivi ("alluminio primario" per fusione elettrolitica, "alluminio secondario" per fusione/riciclaggio di rottami) conferendo al metallo la forma di lingotti, blocchi, billette, lastre o simili forme. È definito una "merce semplice", in quanto si ritiene che le materie prime (anodi di carbonio e allumina per l'alluminio primario, rottami per l'alluminio secondario) e i combustibili utilizzati nella sua fabbricazione abbiano a loro volta emissioni incorporate pari a zero.

I prodotti in alluminio di cui sopra comprendono la maggior parte dei tipi di prodotti di alluminio fabbricati⁵¹. I prodotti di alluminio sono definiti come merci complesse in quanto includono le emissioni incorporate dell'alluminio greggio quale precursore.

⁵⁰ Si noti che se il prodotto derivante dal percorso produttivo dell'alluminio secondario contiene più del 5 % di elementi di lega, le emissioni incorporate del prodotto sono calcolate come se la massa degli elementi di lega fosse alluminio greggio da fusione primaria.

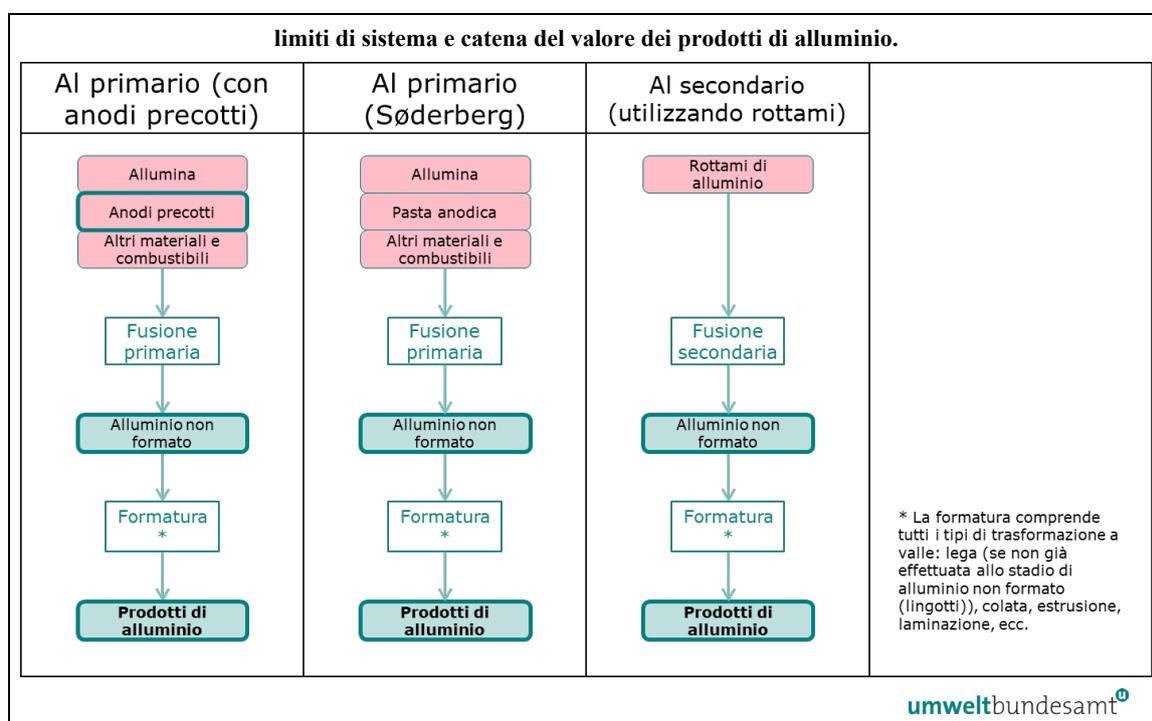
⁵¹ Sono escluse le categorie NC 7615 per taluni oggetti per uso domestico e NC 7602 00 rottami di alluminio.

La produzione di merci del settore dell'alluminio avviene attraverso una serie di percorsi e processi diversi, descritti di seguito.

5.7.3 Definizione e spiegazione dei processi di produzione e dei percorsi produttivi pertinenti

I limiti di sistema dell'alluminio greggio come precursore e dei prodotti di alluminio sono distinti e possono, a determinate condizioni, essere sommati per includere tutti i processi direttamente o indirettamente connessi ai processi di produzione di tali merci, comprese le attività in entrata al processo e le attività in uscita dal processo (cfr. sezione 6.3).

Figura 5-14: limiti di sistema e catena del valore dei prodotti di alluminio.



La differenza nel percorso di fusione dell'alluminio primario nel diagramma di cui sopra è dovuta ai diversi materiali degli elettrodi utilizzati, ossia gli anodi precotti o di Söderberg.

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate per il settore dell'alluminio sono illustrate in dettaglio nella sezione 7.4.1.1.

5.7.3.1 Alluminio greggio – Percorso produttivo mediante fusione primaria (elettrolitica)

L'alluminio primario è prodotto mediante elettrolisi dell'allumina⁵² in celle elettrolitiche. Durante l'elettrolisi, l'alluminio subisce una riduzione e l'ossigeno dell'allumina viene

⁵² L'allumina è l'ossido di alluminio purificato prodotto mediante l'arricchimento del minerale di bauxite attraverso il processo Bayer. La produzione di allumina avviene solitamente in un sito diverso da quello della produzione di alluminio primario per motivi logistici e di approvvigionamento energetico.

liberato e si combina con l'anodo di carbonio per formare biossido di carbonio e monossido di carbonio: gli anodi di carbonio nel processo relativo all'alluminio primario sono quindi costantemente consumati durante il processo.

I sistemi di celle per l'alluminio primario variano a seconda del tipo di anodo utilizzato. La cella elettrolitica "precotta" utilizza diversi anodi di carbonio precotti che devono essere regolarmente sostituiti. La cella elettrolitica "Søderberg" utilizza un unico anodo di carbonio continuo che viene cotto in situ all'interno della cella per mezzo del calore emesso durante il processo elettrolitico all'interno della fonderia; sulla parte superiore vengono aggiunte mattonelle di pasta anodica "verde" mentre l'anodo si consuma in basso. L'alluminio fuso si deposita nei pressi del catodo e si raccoglie sul fondo della cella, dove viene periodicamente prelevato dai sifoni sotto vuoto in crogioli prima di essere trasportato nell'impianto di colata. Presso l'impianto di colata, l'alluminio fuso è conservato in forni di attesa per l'ulteriore lavorazione prima della colata del metallo in lingotti, blocchi, billette, lastre o simili forme; in questa fase possono essere aggiunte anche piccole quantità di rottami commerciali puliti.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo mediante fusione primaria (elettrolitica), come comprendenti:

- le emissioni di CO₂ derivanti dal consumo di elettrodi o di paste elettrodiche;*
- le emissioni di CO₂ derivanti da qualsiasi combustibile utilizzato (ad esempio, per l'essiccazione e il preriscaldamento delle materie prime, il riscaldamento delle celle di elettrolisi, il riscaldamento necessario per la colata);*
- le emissioni di CO₂ derivanti da qualsiasi trattamento dei gas effluenti, dalla soda o dal calcare, se del caso;*
- le emissioni di perfluorocarburi causate dagli effetti anodici monitorati conformemente all'allegato III, sezione B.7".*

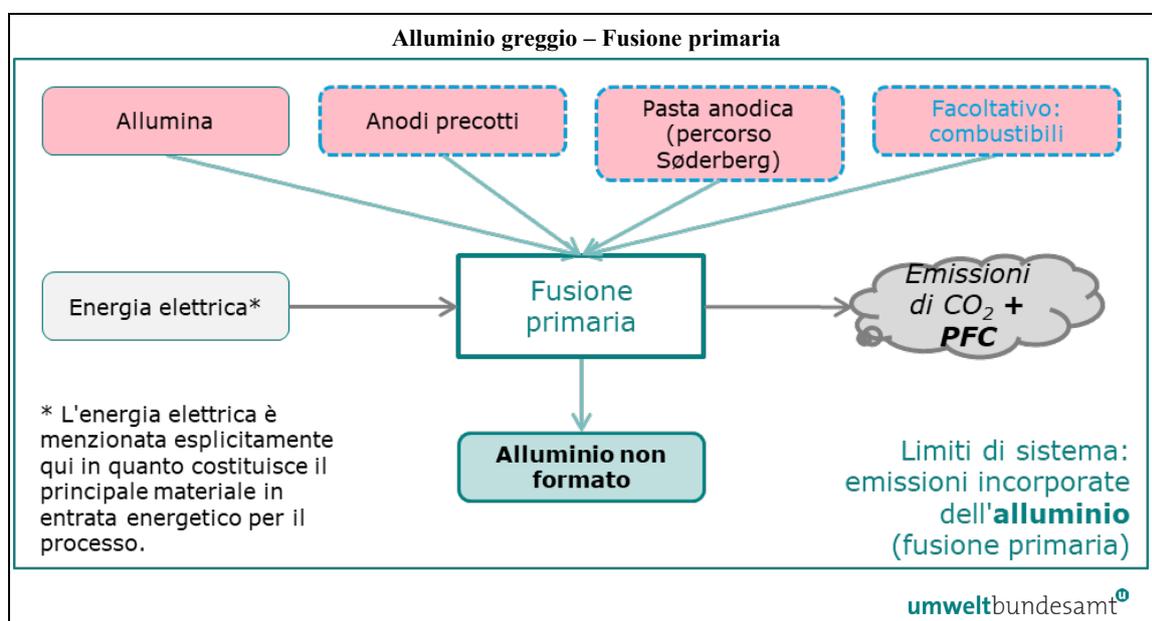
Non esistono precursori per questo processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione possono essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che producono alluminio primario:

- preparazione delle materie prime – compreso lo stoccaggio dei vari costituenti di additivi;
- sistema a celle elettrolitiche per il processo di produzione dell'alluminio – tutte le fasi;
- impianti di colata – tutte le fasi, compresi i forni di attesa, i sistemi di trasporto, l'ulteriore lavorazione dei metalli (trattamento dei metalli, formazione di leghe e omogeneizzazione) e la colata;

- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo;
- i materiali di processo consumati dal percorso produttivo dell'alluminio primario (allumina, anodi di carbonio precotti, mattonelle di pasta anodica "verde", criolite e altri additivi) sono trattati come materie prime e presentano pertanto emissioni incorporate pari a zero;
- informazioni dettagliate sulle norme speciali per il settore dell'alluminio ai fini della determinazione delle emissioni provenienti da perfluorocarburi sono fornite nella sezione 6.5.5 e nella sezione 7.4.1.2 del presente documento di orientamento; nella sezione 7.4.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra come sono derivate le emissioni incorporate specifiche per le merci del settore dell'alluminio.

Figura 5-15: limiti di sistema del percorso produttivo dell'alluminio greggio mediante fusione primaria.



5.7.3.2 Alluminio greggio – Percorso produttivo (di riciclaggio) di fusione secondaria

L'alluminio secondario è prodotto principalmente da rottami di alluminio post-consumo raccolti per essere riciclati (sebbene sia anche possibile aggiungere alluminio greggio separatamente). I rottami sono selezionati in base al tipo (colata o lega greggia) e al tipo di misure di pretrattamento necessarie (ad esempio rimozione del rivestimento, deoliatura) e vengono poi fusi nuovamente nel tipo appropriato di forno (solitamente rotativo o a riverbero, ma possono essere utilizzati anche forni a induzione) prima di un'ulteriore lavorazione, tra cui si annoverano: lega, trattamento per fusione (aggiunta di sale o clorurazione) e infine colata del metallo in lingotti, blocchi, billette, lastre o simili forme. I combustibili tipici utilizzati sono il gas naturale, il gas di petrolio liquefatto (GPL) o l'olio combustibile.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo mediante fusione secondaria (riciclaggio), come comprendenti:

"– le emissioni di CO₂ derivanti da qualsiasi combustibile utilizzato per l'essiccazione e il preriscaldamento delle materie prime, nei forni di fusione, nel pretrattamento dei rottami, come la rimozione del rivestimento e la deoliazione, e nella combustione dei relativi residui, e dai combustibili necessari per la colata di lingotti, billette o lastre;

– le emissioni di CO₂ derivanti da qualsiasi combustibile utilizzato in attività associate, come il trattamento delle schiumature e il recupero delle scorie;

– le emissioni di CO₂ derivanti da qualsiasi trattamento dei gas effluenti, dalla soda o dal calcare, se del caso".

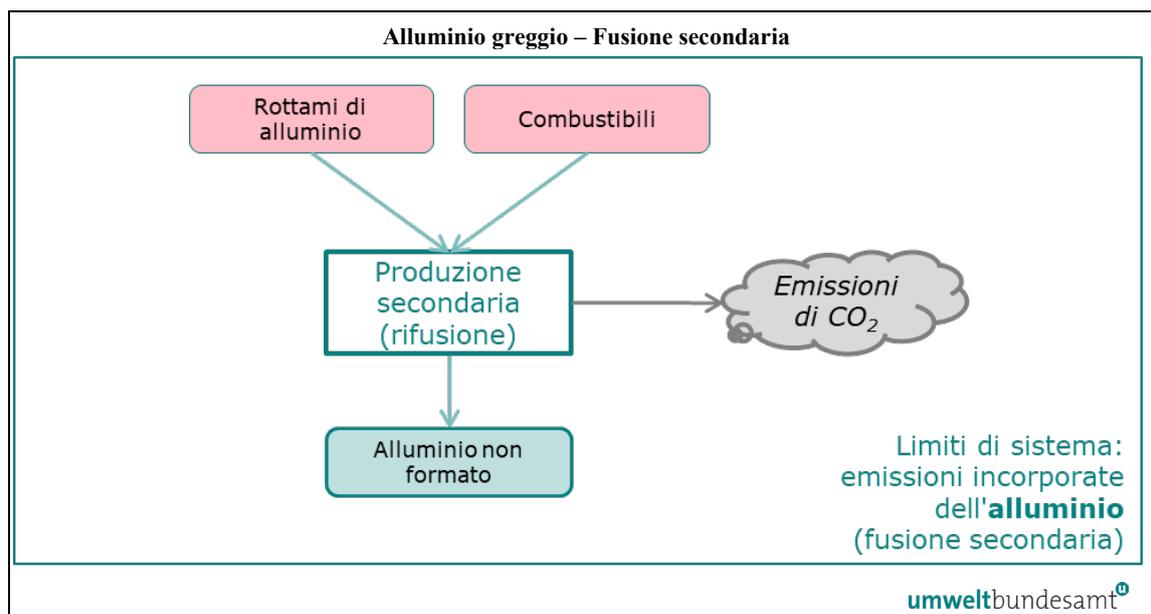
Un precursore è l'alluminio greggio da altre fonti, se utilizzato nel processo. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione dovrebbero essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema dell'alluminio secondario:

- preparazione delle materie prime – compresi la cernita, il pretrattamento (rimozione del rivestimento, deoliazione), l'essiccazione e il preriscaldamento dei rottami;
- sistema di forni per il processo di produzione dell'alluminio – tutte le fasi, compresi il caricamento, la fusione e i forni di attesa;
- impianti di colata – tutte le fasi, compresi i forni di attesa, i sistemi di trasporto, l'ulteriore lavorazione dei metalli (trattamento dei metalli, formazione di leghe e omogeneizzazione) e la colata;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

La *Figura 5-16* illustra i limiti di sistema dei processi pertinenti per la produzione di alluminio secondario.

Figura 5-16: limiti di sistema del percorso produttivo dell'alluminio greggio mediante fusione secondaria.



Non vi sono emissioni di perfluorocarburi derivanti dal processo dell'alluminio secondario.

I rottami di alluminio costituiscono il principale materiale in entrata del percorso produttivo mediante fusione secondaria. I rottami (pre-consumo o post-consumo) sono trattati come materia prima e presentano quindi emissioni incorporate pari a zero.

Si noti che se il prodotto di questo processo contiene più del 5 % di elementi di lega, le emissioni incorporate del prodotto sono calcolate come se la massa degli elementi di lega fosse alluminio greggio da fusione primaria.

5.7.3.3 Processo di produzione dei prodotti di alluminio

I prodotti di alluminio sono ottenuti mediante ulteriore lavorazione dell'alluminio greggio (legato o non legato) come precursore. I prodotti in alluminio sono ottenuti mediante una serie di processi di formatura, tra cui estrusione, colata, laminazione a caldo e a freddo, fucinatura e trafilatura. L'estrusione è un processo comune utilizzato per produrre profilati di alluminio. La laminazione a caldo e a freddo può essere utilizzata per produrre piastre, fogli e lamine. La colata può essere utilizzata per produrre forme complesse.

Il regolamento di esecuzione (allegato II, sezione 3) definisce i limiti di sistema per il monitoraggio delle emissioni dirette del percorso produttivo dei prodotti di alluminio, come comprendenti:

"– tutte le emissioni di CO₂ derivanti dal consumo di carburante nei processi di formazione dei prodotti di alluminio e dalla depurazione dei gas effluenti".

I precursori sono l'alluminio greggio, se utilizzato nel processo di produzione (l'alluminio primario e secondario dovrebbero essere trattati separatamente, se i dati sono noti, in quanto ciascuno presenta emissioni incorporate diverse), e i prodotti di alluminio, se

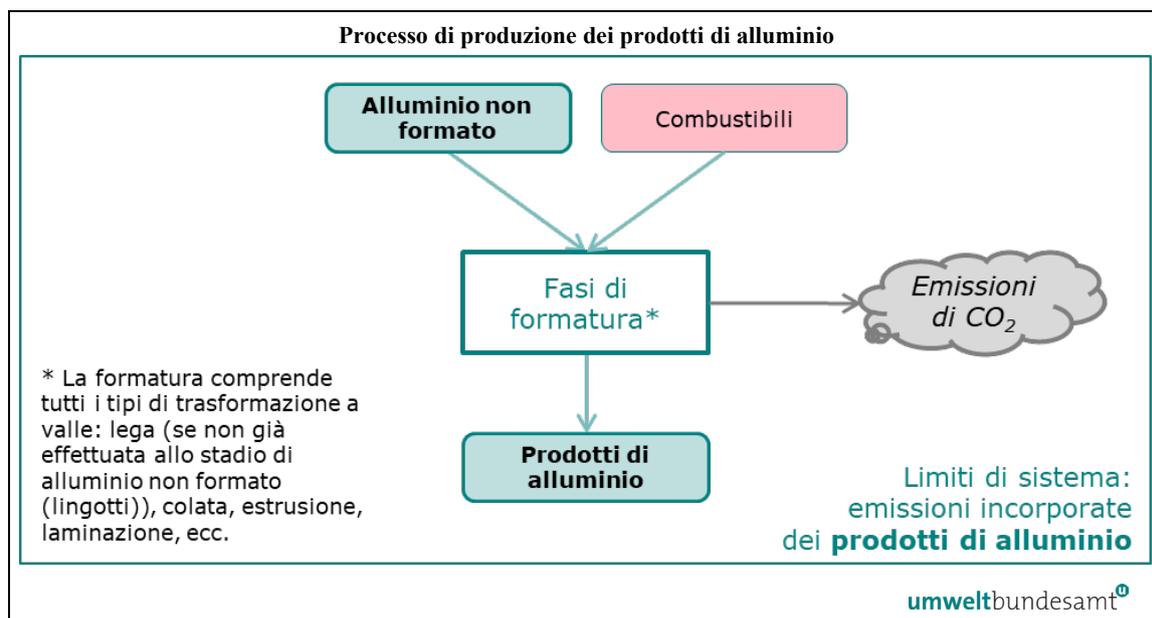
utilizzati nel processo di produzione. Dovrebbero essere monitorate anche le emissioni indirette che derivano dall'energia elettrica consumata nel processo di produzione.

In linea con la suddetta definizione di limiti di sistema, le seguenti fasi di produzione dovrebbero essere considerate rientrare all'interno dei limiti di sistema degli impianti che producono prodotti di alluminio di base:

- preparazione delle materie prime – compresi il preriscaldamento, la rifusione e la formazione di leghe;
- processi di formatura – tutte le fasi del processo di formatura per prodotti di alluminio di base, compresi (a titolo non esaustivo): estrusione, colata, laminazione a caldo e a freddo, fucinatura, trafilatura;
- attività di finitura – tra cui il dimensionamento, la ricottura, la preparazione e il trattamento delle superfici e l'ulteriore fabbricazione;
- controllo delle emissioni – per il trattamento dei rilasci nell'aria, nell'acqua o nel suolo.

La *Figura 5-17* illustra i limiti di sistema dei processi pertinenti per i prodotti di alluminio.

Figura 5-17: limiti di sistema del processo di produzione di prodotti di alluminio.



Non vi sono emissioni di perfluorocarburi derivanti dai processi di formatura dei prodotti di alluminio.

Si noti che se il prodotto di questo processo contiene più del 5 % di elementi di lega, le emissioni incorporate del prodotto dovrebbero essere calcolate come se la massa degli elementi di lega fosse alluminio greggio da fusione primaria.

Si noti altresì che per i prodotti che contengono più del 5 % in massa di altri materiali, ad esempio i materiali isolanti di cui al codice NC 7611 00 00, solo la massa di alluminio va indicata come massa delle merci prodotte.

Nella sezione 7.4.2 è riportato uno **studio di caso** che illustra come sono derivate le emissioni incorporate specifiche per le merci del settore dell'alluminio.

6 OBBLIGHI DI MONITORAGGIO E DI COMUNICAZIONE

La presente sezione contiene tutte le norme necessarie per il monitoraggio e il calcolo delle emissioni incorporate durante il periodo transitorio ed è strutturata come segue:

- la sezione 6.1 contiene **definizioni** e principi;
- la sezione 6.2 illustra il **concetto di emissioni incorporate** (6.2.1) prima di fornire le **norme di calcolo** (6.2.2) in tre fasi:
 - monitoraggio **a livello di impianto** (6.2.2.1);
 - **attribuzione dei dati sulle emissioni ai processi di produzione** all'interno dell'impianto (6.2.2.2);
 - **calcolo delle emissioni incorporate specifiche** derivanti dalle emissioni attribuite dei processi, dalle emissioni incorporate del precursore e dal livello di attività del processo di produzione;
- **le modalità di definizione dei processi di produzione** dell'impianto e i loro **limiti di sistema** costituiscono l'argomento della sezione 6.3;
- la sezione 6.4 riguarda la pianificazione della metodologia di monitoraggio. Rientrano in tale contesto l'elaborazione della MMD (**documentazione della metodologia di monitoraggio**), le modalità di selezione delle **migliori fonti di dati disponibili** e le possibilità di **limitare i costi di monitoraggio**. Questa sezione fornisce inoltre consigli sull'istituzione di un **sistema di controllo** per garantire la correttezza dei dati;
- la sezione 6.5 è un elemento centrale della presente guida. Fornisce orientamenti sugli **approcci di monitoraggio ammissibili** per monitorare le emissioni dirette a livello di impianto, con la seguente sottostruttura, che riflette il carattere di "elemento costitutivo" degli approcci consentiti:
 - sezione 6.5.1: **metodologia basata su calcoli**
 - Le formule e i parametri di calcolo sono illustrati alle sezioni 6.5.1.1 (metodo standard) e 6.5.1.2 (bilancio di massa);
 - le norme per la determinazione dei **dati di attività** (ossia le quantità di combustibili e materiali utilizzati) sono riportate nella sezione 6.5.1.3;
 - le norme per la determinazione dei "**fattori di calcolo**" (ossia informazioni sulle proprietà e sulla composizione dei combustibili e dei materiali utilizzati) sono oggetto della sezione 6.5.1.4. Tali metodi comprendono la scelta di valori standard adeguati, l'uso di **analisi di laboratorio**, per le quali vengono discusse le prescrizioni di base;
 - nella sezione 6.5.2 è descritta la metodologia fondata su misure, ossia come utilizzare i CEMS (**sistemi di misurazione in continuo delle emissioni**). Ciò è necessario in particolare per le **emissioni di N₂O**;
 - le condizioni per utilizzare **altri metodi, in particolare quelli derivanti da altri sistemi di fissazione del prezzo del carbonio**, sono illustrate nella sezione 6.5.3;

- le prescrizioni per la **contabilizzazione** delle emissioni da **biomassa** come pari a zero in tutti i metodi di cui sopra sono illustrate nella sezione 6.5.4, integrata da ulteriori informazioni riportate nell'Allegato C;
- il monitoraggio dei **PFC** (emissioni di perfluorocarburi) è illustrato nella sezione 6.5.5;
- come ultimo elemento del monitoraggio a livello di impianto, la sezione 6.5.6 illustra gli elementi di base del monitoraggio del "CO₂ trasferito", che costituisce il collegamento con le future **norme in materia di CCS e CCU**;
- le **emissioni indirette** di un impianto e le relative prescrizioni in materia di monitoraggio sono illustrate nella sezione 6.6;
- le norme per l'**attribuzione delle emissioni ai processi di produzione** sono oggetto di una sezione 6.7 contenente le seguenti norme dettagliate:
 - norme generali per il monitoraggio: 6.7.1;
 - **flussi di calore (misurabile)** e relative emissioni: 6.7.2;
 - **energia elettrica** e rispettive emissioni: 6.7.3;
 - le norme per la produzione combinata di calore ed energia elettrica (**cogenerazione, CHP**) a integrazione delle due sezioni precedenti sono illustrate nella sezione 6.7.4;
 - **gas di scarico** e relative norme di attribuzione delle emissioni: 6.7.5;
- **calcolo delle emissioni incorporate derivanti dalle emissioni attribuite**: orientamenti pertinenti sono contenuti nella sezione 6.8 avente le seguenti sottosezioni:
 - le **norme sulle merci prodotte** (livelli di qualità e di attività) sono riportate nella sezione 6.8.1;
 - le norme per il monitoraggio della qualità e della quantità dei **materiali precursori** sono discusse nella sezione 6.8.2;
- le norme di monitoraggio si concludono spiegando che cosa si può fare se il monitoraggio fallisce, ossia se si verificano lacune nei dati o se non è stato possibile ottenere alcune informazioni entro i termini richiesti (sezione 6.9):
 - l'**uso di valori predefiniti** delle emissioni incorporate specifiche forniti dalla Commissione europea è discusso nella sezione 6.9.1;
 - per le emissioni indirette, ossia i **valori predefiniti per il fattore di emissione dell'energia elettrica**, la descrizione è riportata nella sezione 6.9.2;
 - nella sezione 6.9.3 sono forniti orientamenti per **risolvere lacune minori nei dati** nelle attività quotidiane di monitoraggio;
- la raccolta di dati sul **prezzo del carbonio** dovuto nel paese di origine (come possibile riduzione dell'obbligo CBAM) è l'argomento della sezione 6.10;
- infine, la sezione 6.11 spiega il **modello di comunicazione**, ossia il modello che la Commissione europea fornisce per la comunicazione tra i gestori degli impianti che producono merci CBAM e gli importatori dell'UE al fine di fornire i dati di cui questi ultimi necessitano per elaborare le "relazioni CBAM trimestrali", ossia per conformarsi al regolamento CBAM. Tale modello è proposto anche per la

comunicazione tra i gestori che producono merci complesse e i loro fornitori di materiali precursori.

6.1 Definizioni e ambito di applicazione delle emissioni soggette all'applicazione del CBAM

Al fine di completare i calcoli pertinenti, è importante comprendere il significato preciso dei termini utilizzati in tali calcoli. Oltre alle definizioni generali introdotte nella sezione 4.2, la presente sezione introduce termini aggiuntivi utilizzati nelle sezioni seguenti della presente guida.

6.1.1 *Impianto, processo di produzione e percorsi produttivi*

Si applica il seguente approccio gerarchico delle definizioni:

- **"impianto"**: un'unità tecnica permanente in cui si svolge un processo di produzione;
- **"processo di produzione"**: le parti di un impianto in cui vengono svolti processi chimici o fisici per la produzione di merci nell'ambito di una categoria aggregata di merci di cui all'allegato II, sezione 2, tabella 1, del regolamento di esecuzione e la specifica dei limiti di sistema riguardanti i materiali in entrata, quelli in uscita e le emissioni corrispondenti;
- **"categoria aggregata di merci"**: *implicitamente* definita nel regolamento di esecuzione elencando le pertinenti categorie aggregate di merci e tutte le merci identificate dai rispettivi codici NC di cui all'allegato II, sezione 2, tabella 1;
- **"percorso produttivo"**: la tecnologia specifica utilizzata nel processo di produzione per produrre le merci di una categoria aggregata di merci.

Da queste definizioni si può dedurre che un impianto può consistere in uno o più processi di produzione. Ai fini del CBAM sono pertinenti solo i processi di produzione che figurano nell'allegato II, sezione 2, del regolamento di esecuzione. Se l'impianto in questione svolge altri processi di produzione, spetta al gestore scegliere di includerli o meno nella metodologia di monitoraggio. In entrambi i casi si applicheranno le norme per l'attribuzione delle emissioni ai processi pertinenti al CBAM.

Un processo di produzione si riferisce solitamente a un gruppo di merci CBAM prodotte (le "categorie aggregate di merci"). Tuttavia in alcuni casi esiste più di un percorso produttivo per la produzione di tali merci. Se nell'impianto coesistono più percorsi produttivi per la stessa categoria aggregata di merci, è possibile monitorarli congiuntamente utilizzando un unico processo di produzione e i rispettivi limiti di sistema.

In considerazione di quanto precede, una breve sintesi è: un impianto può consistere in più di un processo di produzione e i processi di produzione possono consistere in più di un percorso produttivo. Le "emissioni attribuite" si calcolano sempre a livello di processo di produzione. Si noti che esistono **ulteriori norme** per la definizione dei processi di produzione e dei loro limiti di sistema, come discusso nella sezione 6.3.

6.1.2 *Livello di attività, quantità di merci prodotte*

In un dato periodo di riferimento, il "**livello di attività**" corrisponde alla quantità totale di merci prodotte nel contesto di un processo di produzione che soddisfa una particolare specifica di prodotto della NC per tale merce, espressa in tonnellate o MWh per l'energia elettrica. Al fine di determinare il livello di attività di un processo di produzione, si sommano le quantità di tutte le merci classificate in tutti i codici NC che rappresentano una "categoria aggregata di merci".

Il livello di attività di un impianto o di un processo di produzione dovrebbe tenere conto del **prodotto commerciabile**⁵³, compreso qualsiasi prodotto utilizzato direttamente come **precursore in un altro processo di produzione** per la fabbricazione di altri prodotti (denominato "materiale precursore").

Al fine di **evitare un doppio conteggio** della produzione, il gestore dovrebbe prendere in considerazione soltanto i prodotti finali che escono dai limiti di sistema del processo di produzione. Sono esclusi dal totale il prodotto reimmesso nello stesso processo (se la produzione di precursori è inclusa nello stesso processo di produzione) e qualsiasi rifiuto o rottame.

Nel comunicare il livello di attività per le merci, occorre tenere conto anche di eventuali disposizioni speciali di cui all'allegato II, sezione 3, del regolamento di esecuzione per processi di produzione o percorsi produttivi specifici. A questi si fa riferimento anche in relazione a ciascun settore secondo quanto pertinente nella sezione 7.

6.1.3 *Emissioni incorporate dirette e indirette*

Durante il periodo transitorio occorre tenere conto tanto delle "emissioni dirette"⁵⁴ quanto delle "emissioni indirette"⁵⁵ nella comunicazione delle emissioni incorporate delle merci prodotte presso gli impianti del gestore. In questo contesto:

- le **emissioni dirette** comprendono le emissioni di combustione e di processo per l'impianto in questione, ma anche le emissioni prodotte durante la produzione di calore consumato nell'impianto stesso, nel caso in cui quest'ultimo riceva calore da impianti adiacenti o da una rete di teleriscaldamento;
- le **emissioni attribuite dirette** sono le emissioni attribuite al processo di produzione pertinente impiegato per produrre le merci presso l'impianto del gestore, sulla base delle emissioni dirette dell'impianto stesso, delle emissioni derivanti dai flussi di calore pertinenti, dei flussi di materiali, dei gas di scarico (se pertinente);

⁵³ Ossia prodotti che soddisfano la specifica di prodotto di una categoria aggregata di merci della NC che figura nel regolamento di esecuzione.

⁵⁴ Per "emissioni dirette" si intendono le emissioni derivanti dai processi di produzione di una merce, comprese le emissioni derivanti dalla produzione di riscaldamento e raffreddamento consumata durante i processi di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del riscaldamento e raffreddamento.

⁵⁵ Per "emissioni indirette" si intendono le emissioni derivanti dalla produzione di energia elettrica consumata durante i processi di produzione delle merci, indipendentemente dal luogo di produzione dell'energia elettrica consumata.

- le **emissioni incorporate dirette** delle merci prodotte sono calcolate a partire dalle emissioni attribuite dirette del processo di produzione aggiungendo le emissioni incorporate di qualsiasi materiale precursore utilizzato in tale processo di produzione;
- le **emissioni incorporate dirette specifiche** sono le emissioni incorporate dirette delle merci prodotte, divise per il livello di attività del processo di produzione. Il risultato è espresso in tonnellate di CO₂e per tonnellata di prodotto;
- le **emissioni indirette** comprendono le emissioni relative all'**energia elettrica consumata** presso l'impianto del gestore. Si noti che se l'impianto stesso produce energia elettrica, i combustibili consumati nella produzione di energia elettrica sono considerati emissioni *dirette* dell'impianto. Tuttavia la produzione di energia elettrica è considerata un processo di produzione distinto; ciò significa che tali emissioni dirette *non sono attribuite* alle emissioni attribuite dirette delle merci prodotte presso l'impianto in questione;
- le **emissioni attribuite indirette** sono le emissioni indirette attribuite al processo di produzione pertinente impiegato per produrre merci presso l'impianto del gestore;
- le **emissioni incorporate indirette** delle merci prodotte sono calcolate a partire dalle emissioni attribuite indirette del processo di produzione aggiungendo le emissioni incorporate indirette derivanti da eventuali precursori utilizzati nel processo di produzione;
- le **emissioni incorporate indirette specifiche** sono le emissioni incorporate indirette delle merci prodotte, divise per il livello di attività del processo di produzione. Il risultato è espresso in tonnellate di CO₂e per tonnellata di prodotto;
- le **emissioni incorporate totali (specifiche)** corrispondono alla somma delle emissioni incorporate dirette e indirette (specifiche).

L'approccio adottato dal gestore per monitorare le emissioni dirette e indirette dovrebbe rispecchiare la serie di "fonti di emissione" e "flussi di fonti" (per una definizione cfr. sezione 6.2.2.1) che devono essere trattate per il singolo impianto e i suoi percorsi produttivi.

Emissioni incorporate nelle merci che fungono da precursori

Il gestore dovrebbe includere, se pertinente, nel calcolo delle emissioni incorporate totali per una merce finale le emissioni incorporate nelle merci che fungono da precursori (tanto le emissioni dirette quanto quelle indirette, come visto in precedenza), il che rende tali merci "merci complesse". Le emissioni incorporate delle merci che fungono da precursori⁵⁶ sono aggiunte alle emissioni attribuite della merce complessa.

L'inclusione delle emissioni incorporate di merci che fungono da precursori è necessaria per garantire la comparabilità dei costi del carbonio nell'ambito dell'EU ETS e del CBAM. Le emissioni di gas a effetto serra pertinenti corrispondono alle emissioni di gas a effetto

⁵⁶ Se un precursore è esso stesso una merce complessa, si ripete il processo fino a quando non vi sono più precursori in gioco.

serra⁵⁷ contemplate anche dall'allegato I della direttiva EU ETS⁵⁸, ossia il biossido di carbonio (CO₂) per tutti i settori e in aggiunta il protossido di azoto (N₂O) per i concimi e i perfluorocarburi (PFC) per l'alluminio.

Emissioni incorporate al di fuori del controllo del gestore

Qualora in qualità di gestore si ricevano dall'esterno dell'impianto energia elettrica, calore o merci che fungono da precursori affinché siano impiegati nei processi di produzione dell'impianto del gestore, il gestore dovrebbe utilizzare i dati più recenti resi disponibili dal rispettivo fornitore al fine di determinare le emissioni incorporate delle proprie merci CBAM. Tra tali dati relativi alle emissioni figurano:

- emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica di rete importata;
- emissioni derivanti dall'energia elettrica e dal calore importati da altri impianti;
- emissioni dirette e indirette di precursori provenienti da altri impianti.

6.1.4 Unità per la comunicazione delle emissioni incorporate

L'unità impiegata per le comunicazioni dei gas a effetto serra incorporati è la "tonnellata di CO₂e⁵⁹", ossia una tonnellata metrica di biossido di carbonio ("CO₂") o un quantitativo di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato I del regolamento CBAM con un potenziale di riscaldamento globale equivalente ("e")⁶⁰; vale a dire che, se pertinente, le emissioni di N₂O e perfluorocarburi dovrebbero essere convertite nel loro valore "tCO₂e".

Ai fini delle comunicazioni, i dati sulle emissioni incorporate dovrebbero essere arrotondati alle tonnellate intere di CO₂e nel periodo di riferimento. I parametri utilizzati per calcolare le emissioni incorporate comunicate dovrebbero essere arrotondati così da includere tutte le cifre significative, fino a un massimo di cinque posizioni decimali. Il livello di arrotondamento richiesto per i parametri utilizzati in tali calcoli dipenderà dall'accuratezza e dalla precisione delle apparecchiature di misurazione utilizzate.

6.2 Come determinare le emissioni incorporate

6.2.1 Il concetto

Il concetto di emissioni incorporate, ai fini del CBAM, si basa sui principi e sulle prescrizioni relativi a un'impronta di carbonio dei prodotti, **ma** non è pienamente allineato con tali principi e prescrizioni. Un'impronta di carbonio dei prodotti è generalmente intesa come una quantità di emissioni di gas a effetto serra (esprese in kg o t CO₂e) per *unità*

⁵⁷ Per "gas a effetto serra" si intendono i gas a effetto serra specificati nell'allegato I del regolamento CBAM in relazione a ciascuna delle merci elencate in tale allegato.

⁵⁸ Direttiva 2003/87/CE.

⁵⁹ Per "tonnellata di CO₂e" si intende una tonnellata metrica di biossido di carbonio ("CO₂") o un quantitativo di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato I del regolamento CBAM con un potenziale di riscaldamento globale equivalente.

⁶⁰ In linea con la normativa in materia di EU ETS, si utilizzano i valori del potenziale di riscaldamento globale (*global warming potential* - GWP) per 100 anni di cui alla quinta relazione di valutazione dell'IPCC (AR5).

dichiarata (ad esempio una tonnellata di merce) sulla base di una prospettiva basata sul ciclo di vita che comprende tutte le emissioni significative derivanti dai processi a monte e a valle (le cosiddette fasi del ciclo di vita), dall'estrazione e dalla produzione fino al trasporto, all'uso e al fine vita.

La differenza rispetto all'ambito di applicazione dell'impronta di carbonio dei prodotti è dovuta al fatto che il CBAM è destinato a trattare le medesime emissioni che sarebbero oggetto dell'EU ETS qualora la produzione fosse situata nell'UE. I limiti di sistema delle emissioni soggette all'EU ETS, e quindi al CBAM, sono **più ristretti rispetto a quelli presenti in un'impronta di carbonio dei prodotti**. Le emissioni a valle (emissioni derivanti dall'uso e dal fine vita) dei prodotti non rientrano nell'ambito di applicazione dell'EU ETS e del CBAM. Non sono incluse le emissioni derivanti dal trasporto di materiali tra i siti e dai processi ulteriormente a monte. La *Figura 6-1* riepiloga questa situazione graficamente. Inoltre la Tabella 6-1 confronta l'ambito di applicazione del CBAM in relazione alle emissioni con quello dell'EU ETS e con altri sistemi comuni di comunicazione dei gas a effetto serra per le impronte di carbonio.

Ai fini della determinazione delle emissioni incorporate oggetto del CBAM a livello di prodotto, il punto di partenza è costituito dalle emissioni di un impianto. Le emissioni dell'impianto sono suddivise tra le emissioni dei suoi processi di produzione (ossia "attribuite" alle stesse). Successivamente vengono aggiunte tutte le eventuali emissioni incorporate pertinenti dei materiali precursori e il risultato è diviso per il livello di attività di ciascun processo di produzione, determinando in tal modo le "emissioni incorporate specifiche" delle merci risultanti dal processo di produzione. Tali considerazioni si rispecchiano nelle definizioni di emissioni dirette e indirette di cui al regolamento CBAM e al suo allegato IV, il quale stabilisce l'approccio di calcolo di base che richiede in particolare di tenere conto dei materiali precursori. I dettagli di tale approccio sono definiti nel regolamento di esecuzione, in particolare negli allegati II e III, e spiegati nel presente documento.

Figura 6-1: confronto tra l'impronta ambientale dei prodotti, l'impronta di carbonio dei prodotti e l'impronta di carbonio parziale specifica da utilizzare al fine di determinare le emissioni incorporate nel contesto del CBAM.

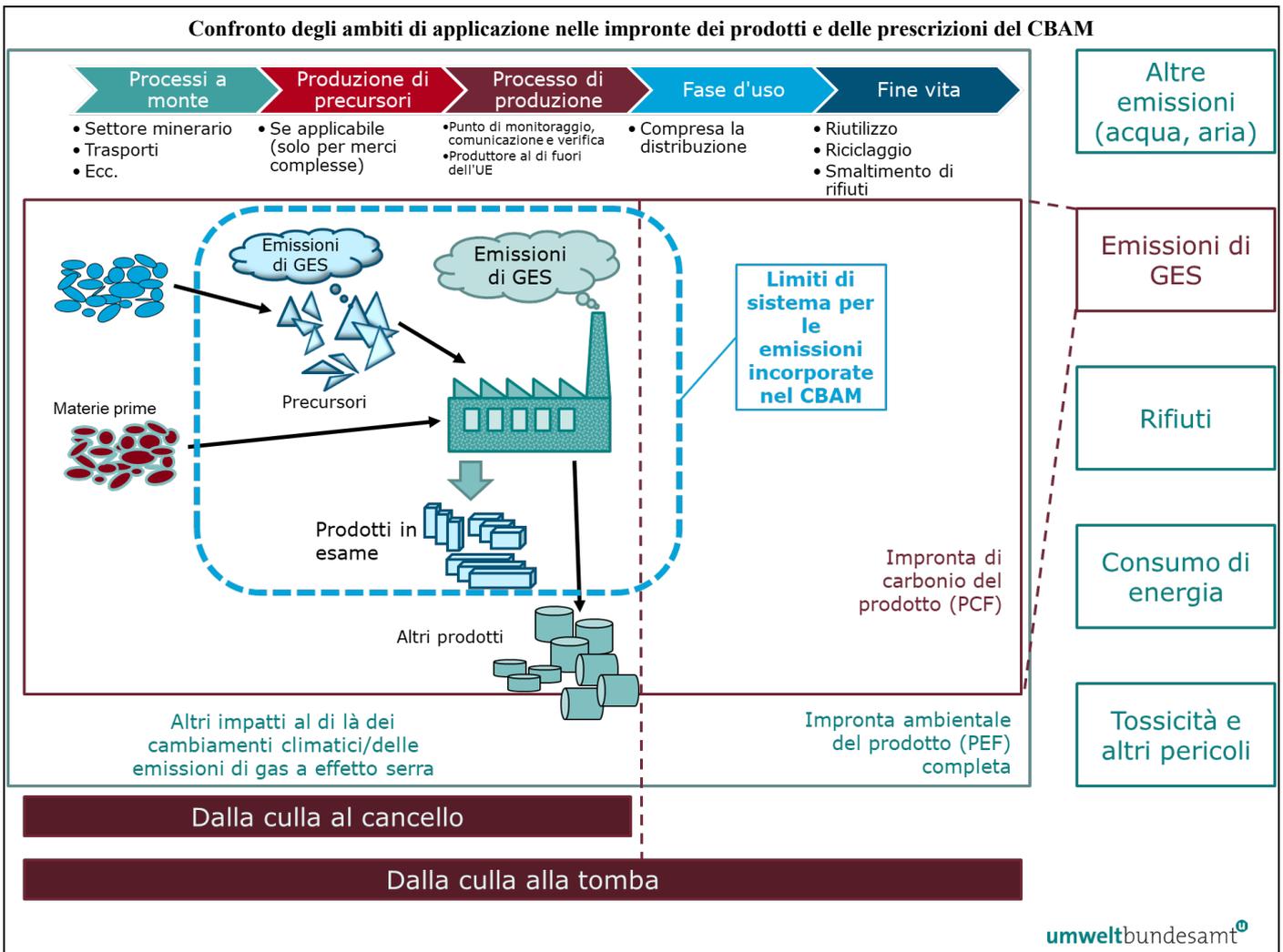


Tabella 6-1: confronto tra l'ambito di applicazione del CBAM, dell'EU ETS e delle definizioni contenute in norme ampiamente utilizzate (ISO 14064-1 e "protocollo sui gas a effetto serra") alle emissioni di gas a effetto serra.

Parametro	ISO 14064-1 (allegato B)	Protocollo sui gas a effetto serra	EU ETS	CBAM
"Emissioni dirette" (fisse)	Categoria 1	Ambito 1	In funzione dei limiti di sistema di ciascun impianto incluso nell'EU ETS	Le emissioni dirette sono definite come "le emissioni derivanti dai processi di produzione di una merce, comprese le emissioni derivanti dalla produzione di riscaldamento e raffreddamento consumata durante i processi di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del riscaldamento e raffreddamento".
"Emissioni dirette" (mobili, ad esempio carrelli elevatori, automobili)			Al di fuori dell'ambito di applicazione	Al di fuori dell'ambito di applicazione
"Emissioni indirette" (a monte)				
<i>di riscaldamento/raffreddamento importato</i>	Categoria 2	Ambito 2	Incluse se prodotte in un impianto incluso nell'EU ETS	Incluse nelle "emissioni dirette"
<i>di energia elettrica importata</i>			Incluse se prodotte in un impianto incluso nell'EU ETS	Le emissioni indirette sono definite come "le emissioni derivanti dalla produzione di energia elettrica consumata durante i processi di produzione delle merci, indipendentemente dal luogo di produzione dell'energia elettrica consumata".
<i>di combustibili importati</i>	Categoria 3	Ambito 3	Al di fuori dell'ambito di applicazione	Al di fuori dell'ambito di applicazione
<i>Trasporti</i>			Al di fuori dell'ambito di applicazione	Al di fuori dell'ambito di applicazione

Parametro	ISO 14064-1 (allegato B)	Protocollo sui gas a effetto serra	EU ETS	CBAM
<i>di materiali (precursori) importati</i>	Categoria 4		Incluse se prodotte in un impianto incluso nell'EU ETS	Nella misura in cui i precursori sono definiti come pertinenti nell'atto di esecuzione
"Emissioni indirette" (a valle e di altro tipo, ad esempio uso del prodotto, emissioni a fine vita)	Categoria 5		Al di fuori dell'ambito di applicazione	Al di fuori dell'ambito di applicazione

6.2.2 *Dalle emissioni dell'impianto alle emissioni incorporate delle merci*

La presente sezione illustra le fasi da seguire per determinare le emissioni incorporate di una merce, spiegando innanzitutto il concetto, poi l'attribuzione delle emissioni e infine il calcolo delle emissioni incorporate.

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni chiave del regolamento di esecuzione a tale fine, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato II, sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori";

allegato III, sezione A "Definizioni e principi", in particolare la sottosezione A.4 "Suddivisione degli impianti in processi di produzione".

Al fine di facilitare la comprensione delle norme in materia di monitoraggio contenute nell'allegato III del regolamento di esecuzione, la presente sezione spiega alcuni termini e concetti. Qualora si abbia esperienza in relazione al monitoraggio delle emissioni, è possibile saltare questa sezione. Ciò potrebbe verificarsi, ad esempio, se l'impianto del gestore è ubicato in una giurisdizione in cui si applica un sistema di fissazione del prezzo del carbonio (ad esempio un sistema di scambio di quote di emissioni) o una norma di monitoraggio obbligatoria per i gas a effetto serra, oppure se l'impianto attua progetti di riduzione dei gas a effetto serra nell'ambito di un sistema di certificazione riconosciuto a livello internazionale con verifica.

L'approccio del CBAM è "dall'alto verso il basso" come segue:

- innanzitutto si determinano le emissioni dell'impianto (dettagli nella sezione 6.5);
- l'impianto viene quindi suddiviso in "processi di produzione" che producono i (gruppi di) merci per le quali dovrebbero essere determinate le emissioni incorporate. Le emissioni totali dell'impianto sono "attribuite" a tali processi di produzione secondo i concetti di cui alla sezione 6.2.2.2. Le norme per la definizione dei limiti dei processi di produzione sono riportate nella sezione 6.3;

- l'attribuzione delle emissioni ai processi di produzione è un compito relativamente complesso, in quanto le norme dovevano essere concepite in modo tale che i diversi progetti di impianti siano trattati nel modo più equo possibile. Tali situazioni diverse riguardano, ad esempio:
 - le diverse modalità di approvvigionamento di calore: il calore può essere prodotto direttamente nell'ambito del processo da combustibili o energia elettrica, può essere ricevuto da altre parti dell'impianto (ad esempio da una caldaia centrale, da un'unità CHP, da una rete di alimentazione di vapore con varie fonti di calore, da reazioni chimiche esotermiche) oppure dall'esterno dell'impianto (da una sala caldaie o da un'unità CHP nota oppure da una rete di teleriscaldamento). A tale calore dovrebbe essere attribuito un determinato quantitativo di emissioni. Pertanto l'attribuzione delle emissioni ai processi di produzione richiede il monitoraggio dei flussi di calore pertinenti (per le norme cfr. sezione 6.7.2);
 - differenze nell'approvvigionamento di energia elettrica: ciò richiede il monitoraggio delle quantità di energia elettrica (per le norme cfr. sezione 6.7.3) esportate dai processi di produzione (l'importazione è pertinente ai fini della determinazione delle emissioni indirette). Per ciascun tipo di energia elettrica esistono elementi comuni (quali il fattore di emissione);
 - infine, occorre tenere conto dei cosiddetti "gas di scarico", ossia i gas che presentano un certo potere calorifico in ragione di combustibili parzialmente ossidati e che si verificano a seguito di alcuni processi di produzione (ad esempio quelli di un altoforno di un impianto siderurgico) sono trattati applicando alcune norme speciali che si sono evolute durante l'elaborazione dei parametri di riferimento dell'EU ETS (cfr. sezione 6.7.5);
- la fase successiva consiste nell'aggiunta delle emissioni incorporate dei materiali precursori. Le "emissioni attribuite" del processo di produzione forniscono le emissioni del CBAM soltanto come se si trattasse di una "merce semplice". Tuttavia se i precursori sono identificati come pertinenti nell'allegato II, sezione 3, del regolamento di esecuzione, ossia se le merci sono "merci complesse", è necessario aggiungere le emissioni incorporate specifiche del precursore. Soltanto successivamente è corretto utilizzare il termine "emissioni incorporate" delle merci prodotte. Il concetto è descritto più dettagliatamente nella sezione 6.2.2.3 e le norme per il monitoraggio dei dati relativi ai precursori sono riportate nella sezione 6.8.2;
- infine le emissioni incorporate determinate nella fase precedente continuano a essere riferite al processo di produzione totale e alla quantità totale di merci ivi prodotte, per l'intero "periodo di riferimento", solitamente un anno (civile). Tuttavia gli importatori devono comunicare le emissioni dirette e indirette incorporate *per ciascuna tonnellata di prodotto*, ossia le cosiddette "emissioni incorporate (dirette o indirette) specifiche". Tali emissioni incorporate specifiche sono determinate dividendo le emissioni incorporate a livello di processo per il "livello di attività", ossia la quantità totale (in tonnellate) delle merci prodotte. Le norme per determinare il livello di attività sono discusse nella sezione 6.1.2.



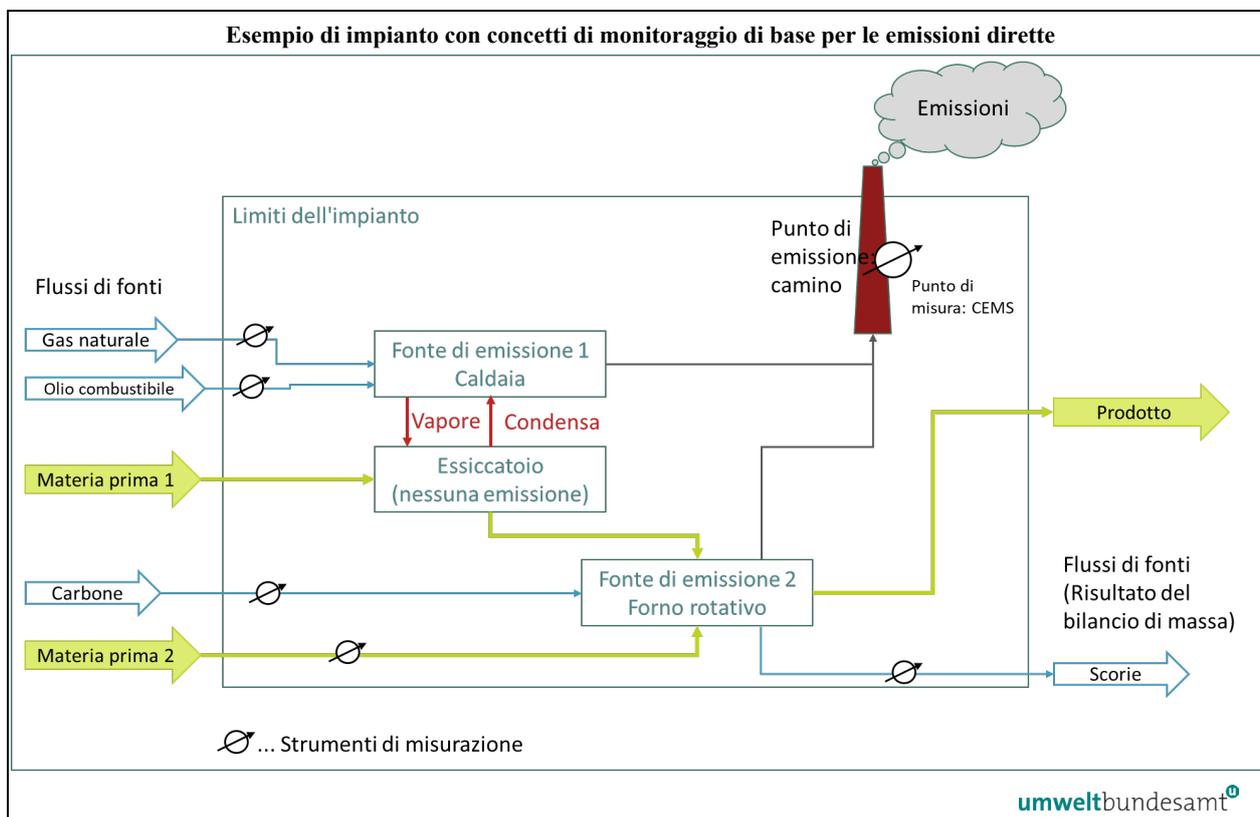
Nota: il modello della Commissione per la comunicazione tra gestori e importatori è concepito per eseguire automaticamente la maggior parte dei calcoli pertinenti quando vengono inseriti i dati necessari. Si tratta pertanto di uno strumento prezioso per i gestori, in qualità di soggetti tenuti a fornire tutti i dati che gli importatori devono comunicare, in quanto li aiuterà a evitare la presenza di dati incompleti e a ridurre in larga misura gli errori di calcolo. Si raccomanda pertanto vivamente di utilizzare tale modello descritto nella sezione 6.11.

6.2.2.1 Concetti di monitoraggio dei gas a effetto serra a livello di impianto

Come altri sistemi di fissazione del prezzo del carbonio, l'allegato III, sezione B, del regolamento di esecuzione del CBAM prevede diverse metodologie di monitoraggio, come un sistema a blocchi costitutivi, affinché i gestori possano scegliere l'approccio di monitoraggio migliore possibile per il loro impianto, dove "migliore" comprende aspetti quali l'accuratezza, ma anche l'efficienza in termini di costi. In considerazione di quest'ultima finalità, è spesso utile scegliere metodi di monitoraggio già disponibili presso l'impianto, ad esempio strumenti di misura utilizzati per il controllo dei processi o per confermare le quantità di materiali e combustibili ricevuti o venduti.

In questa sede utilizziamo la Figura 6-2 per introdurre alcuni dei concetti e dei termini principali che vengono poi utilizzati nella discussione delle norme dettagliate di monitoraggio di cui al regolamento di esecuzione nella sezione 6.5 del presente documento.

Figura 6-2: esempio di semplice impianto per spiegare i concetti di monitoraggio di base (per maggiori informazioni si rimanda al testo principale).



L'impianto fittizio esemplificativo è costituito da un essiccatoio nel quale la materia prima 1 viene essiccata utilizzando vapore proveniente da una caldaia. Si ritiene che questo materiale non contribuisca alle emissioni. Un'altra materia prima (ad esempio calcare) è calcinata in un forno rotativo in cui il CO₂ è azzerato da un carbonato. Una miscela di materiali calcinati è considerata l'unico prodotto di questo impianto, che di conseguenza dispone di un solo processo di produzione. Utilizzando la *Figura 6-2* si possono illustrare gli elementi che seguono.

Definizioni:

- **"flusso di fonti"**⁶¹ i combustibili o i materiali contenenti carbonio che può essere rilasciato mediante combustione o altri processi chimici sono sintetizzati con il termine "flusso di fonti". Nel caso in cui i materiali in uscita quali prodotti, sottoprodotti o rifiuti contengano quantità significative di carbonio, tali materiali si qualificerebbero anche come "flussi di fonti" e l'approccio basato sul "bilancio di massa" ne terrebbe conto sottraendo le loro quantità di carbonio dalle emissioni. Nella *Figura 6-2* i flussi di fonti in entrata sono i combustibili (gas naturale, olio combustibile e carbone), nonché il materiale "materia prima 2", e potenzialmente i prodotti e le scorie, se contengono quantità significative di carbonio;
- **"fonte di emissione"**⁶²: le singole unità di processo, quali la caldaia e il forno, sono denominate "fonti di emissione". Si noti che anche il camino potrebbe essere considerato una fonte di emissione. In tal caso è tuttavia più coerente utilizzare il termine **"punto di emissione"**, che è un luogo in cui è possibile installare un sistema di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS) presso un "punto di misura" (ossia l'ubicazione del CEMS).

Approcci di monitoraggio

L'allegato III del regolamento di esecuzione del CBAM consente i seguenti approcci di monitoraggio a livello di impianto:

- **approccio basato su calcoli** in due varianti (maggiori dettagli sono riportati nella sezione 6.5.1.1):
 - **metodo standard**: ciò richiede la determinazione della quantità ("**dati di attività**") di tutti i combustibili e materiali in entrata, nonché alcune informazioni qualitative su tali combustibili e materiali, in particolare il "**fattore di emissione**". Se una parte del carbonio non viene emessa (ad esempio se una parte del carbonio rimane nelle ceneri del carbone), tale circostanza è presa in considerazione dal "**fattore di ossidazione**". Altri processi incompleti sono presi in considerazione da un "**fattore di conversione**". Nell'esempio di cui alla *Figura 6-2* degli strumenti di

⁶¹ Definizione contenuta nel regolamento di esecuzione: "*flusso di fonti*":

a) *un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto il cui consumo o produzione dà origine a emissioni di gas a effetto serra a partire da una o più fonti di emissione, oppure*
b) *un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto contenente carbonio di cui si tiene conto nel calcolo delle emissioni di gas a effetto serra mediante il metodo del bilancio di massa.*

⁶² Definizione contenuta nel regolamento di esecuzione: "*fonte di emissione*": *la parte individualmente identificabile di un impianto o un processo che si svolge in un impianto, da cui sono emessi i gas a effetto serra in questione.*

misura va indicato dove sono determinate le quantità dei flussi di fonti a tal fine;

- **bilancio di massa:** in questo caso, le quantità di carbonio di tutti i combustibili, dei materiali in entrata e dei materiali in uscita sono determinate, ancora una volta stabilendone le quantità e il **tenore di carbonio**;
- un aspetto non riportato nella *Figura 6-2*: se un flusso di fonti contiene biomassa, le rispettive emissioni di CO₂ possono avere un fattore di emissione pari a zero a determinate condizioni. Ciò si ottiene moltiplicando il "**fattore di emissione preliminare**" per il termine "1 – **frazione di biomassa**", affinché, nel caso di un combustibile fossile puro, il fattore di emissione risultante sia identico al fattore di emissione preliminare, mentre è pari a zero per la biomassa pura. Tuttavia soltanto la biomassa che soddisfa determinati **criteri di sostenibilità** può beneficiare di tale "determinazione pari a zero";
- **approccio fondato su misure** (maggiori dettagli sono riportati nella sezione 6.5.2): anziché monitorare separatamente tutti i flussi di fonti, talvolta può essere auspicabile effettuare il monitoraggio mediante un'unica operazione. Nella *Figura 6-2* il camino riceve tutte le emissioni da tutte le fonti di emissione (e di conseguenza da tutti i flussi di fonti). Se in questo punto è installato un CEMS, quest'ultimo può essere utilizzato per monitorare le emissioni dell'intero impianto;
- si noti che, per evitare un doppio conteggio, è possibile **scegliere** tra un approccio basato su calcoli e un approccio fondato su misure. Entrambi possono coesistere in un impianto per parti diverse dell'impianto o per la conferma reciproca degli stessi dati sulle emissioni. Tuttavia il gestore dell'impianto deve scegliere quali metodi utilizzare in modo da non creare lacune o doppi conteggi nel monitoraggio. La sezione 6.4.4 fornisce ulteriori consigli ai fini di tale scelta;
- **altri approcci:** il regolamento di esecuzione riconosce che alcuni gestori necessitano di tempo per adeguarsi alle nuove prescrizioni. Di conseguenza, a determinate condizioni, sono consentiti altri approcci di monitoraggio. La sezione 6.5.3 fornisce ulteriori informazioni in merito.

Strumenti di misura e analisi

La *Figura 6-2* indica degli strumenti di misura simbolici. Questo aspetto richiede alcuni chiarimenti supplementari:

- le misurazioni per determinare le quantità di combustibili e materiali possono essere effettuate sostanzialmente in due modi: misurazione **continua** (ad esempio mediante un contatore del gas o un misuratore di portata dei liquidi per il petrolio), che richiede soltanto la lettura delle quantità incrementali consumate, ad esempio mensilmente. Di contro, si applica una misurazione **per lotto**, ad esempio quando ogni carico di un autocarro o un carico di un treno o una nave sono pesati separatamente. Tali quantitativi sono generalmente stoccati nell'impianto prima dell'uso. Di conseguenza occorre tenere conto delle **scorte** all'inizio e alla fine del periodo di riferimento. Nella figura si può presumere che il gas naturale sia misurato in modo continuo, mentre l'olio combustibile, il carbone e le materie prime sono misurati per lotti;

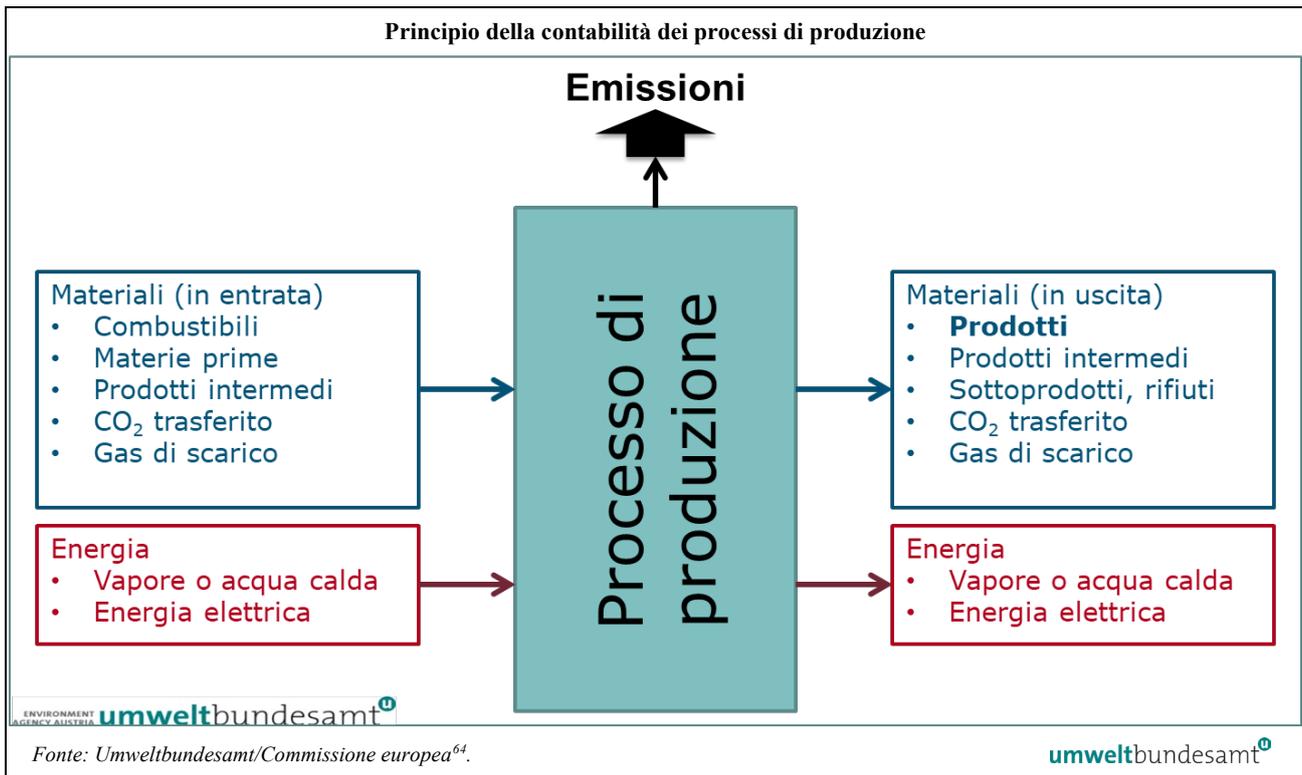
- per selezionare un approccio di monitoraggio è importante che uno strumento o un punto di campionamento sia **sotto il controllo del gestore** o di un altro soggetto. Nell'esempio di cui alla *Figura 6-2* il contatore di gas naturale è indicato al di fuori dei confini dell'impianto. Accade spesso che la misurazione sia effettuata dal fornitore di combustibile. Di conseguenza **informazioni ufficiali quali le fatture** possono essere utilizzate ai fini della determinazione della quantità di combustibili e materiali (per maggiori dettagli cfr. sezione 6.5);
- per quanto concerne le informazioni qualitative sui flussi di fonti (i "**fattori di calcolo**"), in linea di principio esistono due opzioni (per maggiori dettagli cfr. sezione 6.5.1.4):
 - per il fattore di emissione, ecc. si utilizzano valori fissi: può trattarsi di **valori standard** (accettati a livello internazionale) desunti dalle linee guida IPCC di cui all'allegato V del regolamento di esecuzione (e copiati nelle presenti linee guida all'**Allegato D**), o di valori nazionali, valori tratti dalla letteratura, ecc. più adeguati;
 - valori determinati mediante **analisi di laboratorio**: questo approccio è appropriato per quantità maggiori di combustibili e materiali o per i casi in cui la qualità del combustibile o del materiale è fortemente variabile. Il regolamento di esecuzione del CBAM stabilisce norme in materia di campionamento e analisi. In particolare, il campionamento deve essere effettuato in modo rappresentativo (il punto di campionamento può essere correlato ai punti di misura per la quantità, ma ciò non è sempre appropriato) e le analisi devono essere effettuate secondo norme accettate in laboratori competenti per tale compito (idealmente dimostrate mediante accreditamento secondo la norma ISO/IEC 17025).

Ulteriori casi non riportati in questa immagine in merito ai quali il regolamento di esecuzione contiene norme:

- metodi speciali per la determinazione di gas a effetto serra diversi dal CO₂: PFC (perfluorocarburi) nella produzione di alluminio (sezione 6.5.5) e N₂O nella produzione di acido nitrico e concimi (sezione 7.3.1);
- norme in materia di "CO₂ trasferito" relative a CCU e CCS⁶³ (per maggiori dettagli cfr. sezione 6.5.6.2).

⁶³ Cattura e utilizzo del carbonio (CCU) e cattura e stoccaggio (geologico) del carbonio (CCS).

Figura 6-3: descrizione schematica dei limiti di sistema pertinenti per l'attribuzione delle emissioni a un processo di produzione (per maggiori informazioni si rimanda al testo principale).



6.2.2.2 Attribuzione delle emissioni ai processi di produzione

Come si è già detto nella sezione 6.2.2, l'attribuzione delle emissioni è un compito complesso. Ciò è dovuto al fatto che i limiti del sistema di un processo di produzione consistono, in linea di principio, in un bilancio energetico e di massa, da cui si ottengono le emissioni attribuite, come illustrato nella *Figura 6-3*.

Emissioni dirette attribuite

Per calcolare le emissioni dirette attribuite di un processo di produzione, la formula pertinente è riportata nell'allegato III, sezione F.1, del regolamento di esecuzione. Tale formula si applica utilizzando i dati totali relativi all'intero periodo di riferimento per i parametri indicati nell'equazione 48⁶⁵ come segue:

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^* + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod}$$

Se dai calcoli ha un valore negativo, $AttrEm_{Dir}$ è impostato a zero.

⁶⁴ Documento di orientamento n. 5 sul monitoraggio dell'assegnazione gratuita nel contesto dell'EU ETS: https://climate.ec.europa.eu/system/files/2019-02/p4_gd5_mr_guidance_en.pdf.

⁶⁵ Si noti che i numeri di riferimento dell'equazione indicati nel presente documento di orientamento fanno riferimento al regolamento di esecuzione (UE) 2023/1773.

Questa formula fornisce orientamenti in merito ai parametri che devono essere monitorati quando un impianto è costituito da più di un processo di produzione, quando l'approvvigionamento di calore è separato o quando in un impianto si trovano gas di scarico o produzione di energia elettrica. Si noti che informazioni dettagliate saranno fornite nelle sezioni 6.7.2 (calore), 6.7.3 (energia elettrica) e 6.7.5 (gas di scarico).

Le spiegazioni dei parametri sono le seguenti:

<i>AttrEm_{Dir}</i>	sono le emissioni dirette attribuite al processo di produzione nell'intero periodo di riferimento, espresse in t CO _{2e} .
<i>DirEm*</i>	sono le emissioni direttamente attribuibili al processo di produzione, determinate per il periodo di riferimento utilizzando le norme di cui alla sezione B dell'allegato III del regolamento di esecuzione e le norme indicate di seguito. Calore misurabile: se i combustibili sono consumati per la produzione di calore misurabile che viene consumato al di fuori del processo di produzione in questione o che viene utilizzato in più di un processo di produzione (il che include situazioni di importazione da ed esportazione verso altri impianti), le emissioni dei combustibili non sono incluse nelle emissioni del processo di produzione direttamente attribuibili, ma sono aggiunte sotto il parametro <i>Em_{H,import}</i> al fine di evitare un doppio conteggio. Gas di scarico: le emissioni causate dai gas di scarico prodotti e completamente consumati all'interno dello stesso processo di produzione sono incluse in <i>DirEm*</i> . Le emissioni derivanti dalla combustione dei gas di scarico esportati dal processo di produzione sono completamente incluse in <i>DirEm*</i> , indipendentemente dal luogo in cui si consumano. Tuttavia, per le esportazioni di gas di scarico, si calcola il termine <i>WG_{corr,export}</i> . Le emissioni derivanti dalla combustione di gas di scarico importati da altri processi di produzione non sono prese in considerazione in <i>DirEm*</i> . È invece calcolato il termine <i>WG_{corr,import}</i> .
<i>Em_{H,imp}</i>	sono le emissioni equivalenti alla quantità di calore misurabile importato nel processo di produzione, determinate per il periodo di riferimento utilizzando le norme di cui alla sezione C dell'allegato III del regolamento di esecuzione e le norme indicate di seguito. Le emissioni relative al calore misurabile importato nel processo di produzione comprendono le importazioni da altri impianti, altri processi di produzione all'interno dello stesso impianto, nonché il calore ricevuto da un'unità tecnica (ad esempio, una centrale elettrica dell'impianto o una rete di vapore più complessa con diverse unità di produzione di calore) che fornisce calore a più di un processo di produzione.

Le emissioni derivanti dal calore misurabile sono calcolate in base alla formula seguente:

$$Em_{H,imp} = Q_{imp} \cdot EF_{heat} \quad (\text{Equazione 52})$$

dove:

EF_{heat} è il fattore di emissione per la produzione di calore misurabile determinato in conformità della sezione C.2 del presente allegato, espresso in t CO₂/TJ e

Q_{imp} è il calore netto importato e consumato nel processo di produzione, espresso in TJ.

$Em_{H,exp}$ sono le emissioni equivalenti alla quantità di calore misurabile esportato dal processo di produzione, determinate per il periodo di riferimento utilizzando le norme di cui alla sezione C dell'allegato III del regolamento di esecuzione. Per il calore esportato si utilizzano le emissioni del mix di combustibili effettivamente noto in conformità della sezione C.2 di tale allegato oppure, se il mix di combustibili effettivo non è noto, il fattore di emissione standard del combustibile più comunemente utilizzato nel paese e nel settore industriale, ipotizzando un'efficienza della caldaia del 90 %.

Il calore recuperato dai processi alimentati dall'energia elettrica e dalla produzione di acido nitrico non è conteggiato.

$WG_{corr,imp}$ sono le emissioni dirette attribuite a un processo di produzione che consuma gas di scarico importati da altri processi di produzione, corrette per il periodo di riferimento utilizzando la formula seguente:

$$WG_{corr,imp} = V_{WG} \cdot NCV_{WG} \cdot EF_{NG} \quad (\text{Equazione 53})$$

dove:

V_{WG} è il volume del gas di scarico importato;

NCV_{WG} è il potere calorifico netto del gas di scarico importato, e

EF_{NG} è il fattore di emissione standard del gas naturale, come indicato nell'allegato VIII del regolamento di esecuzione.

$WG_{corr,exp}$ sono le emissioni equivalenti alla quantità di gas di scarico esportati dal processo di produzione, determinate per il periodo di riferimento utilizzando le norme di cui alla sezione B dell'allegato III del regolamento di esecuzione e la formula seguente:

$$WG_{corr,exp} = V_{WG,exp} \cdot NCV_{WG} \cdot EF_{NG} \cdot Corr_{\eta} \quad (\text{Equazione 54})$$

dove:

$V_{WG,exported}$ è il volume di gas di scarico esportato dal processo di produzione;

NCV_{WG} è il potere calorifico netto del gas di scarico;

EF_{NG} è il fattore di emissione standard del gas naturale, come indicato nell'allegato VIII del regolamento di esecuzione;

$Corr_{\eta}$ è il fattore che tiene conto della differenza di efficienza tra l'uso del gas di scarico e l'uso del combustibile di riferimento, il gas naturale. Il valore standard è $Corr_{\eta} = 0,667$.

$Em_{el,prod}$ sono le emissioni equivalenti alla quantità di energia elettrica prodotta entro i limiti del processo di produzione, determinate per il periodo di riferimento utilizzando le norme di cui alla sezione D dell'allegato III del regolamento di esecuzione.

Emissioni indirette attribuite

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad (\text{Equazione 49})$$

dove:

$AttrEm_{indir}$ sono le emissioni indirette attribuite al processo di produzione nell'intero periodo di riferimento, espresse in t CO₂e;

$Em_{el,cons}$ sono le emissioni equivalenti alla quantità di energia elettrica consumata entro i limiti del processo di produzione, determinate per il periodo di riferimento utilizzando le norme di cui alla sezione D dell'allegato III del regolamento di esecuzione.

6.2.2.3 Calcolo delle emissioni incorporate di una merce

Aggiunta delle emissioni incorporate dei precursori

Come indicato nella sezione 6.2.2, l'ultima fase per la determinazione delle emissioni incorporate consiste (ove applicabile, ossia solo per le "merci complesse") nell'aggiungere le emissioni incorporate di tutti gli eventuali precursori utilizzati in un processo di produzione alle emissioni attribuite del processo. Tuttavia, se il gestore produce i precursori autonomamente nello stesso impianto e se può utilizzare l'approccio "a bolla" (cfr. sezione 6.3), le emissioni attribuite a tale processo di produzione "a bolla" comprendono già le emissioni che si verificano durante la produzione del precursore. Di conseguenza **gli utilizzatori dell'approccio "a bolla" devono effettuare il seguente calcolo soltanto per quanto concerne tutti gli eventuali precursori acquistati in aggiunta a quelli autoprodotti.**

Si applicano le seguenti equazioni:

$$EE_{Proc,dir} = AttrEm_{Proc,dir} + \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_{i,dir}$$

$$EE_{Proc,indir} = AttrEm_{Proc,indir} + \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_{i,indir}$$

dove:

$EE_{Proc,dir}$ sono le emissioni dirette incorporate a livello del processo di produzione nel periodo di riferimento;

$EE_{Proc,indir}$ sono le emissioni indirette incorporate a livello del processo di produzione nel periodo di riferimento;

$AttrEm_{Proc,dir}$ sono le emissioni dirette attribuite del processo di produzione, determinate in linea con la sezione 6.2.2.2 per il periodo di riferimento;

$AttrEm_{Proc,indir}$ sono le emissioni indirette attribuite del processo di produzione, determinate in linea con la sezione 6.2.2.2 per il periodo di riferimento;

M_i è la massa del precursore i consumato nel processo di produzione durante il periodo di riferimento;

$SEE_{i,dir}$ sono le emissioni incorporate dirette specifiche del precursore i ;

$SEE_{i,indir}$ sono le emissioni incorporate indirette specifiche del precursore i .

Se il precursore è stato prodotto all'interno dello stesso impianto, il gestore dovrebbe determinare i valori SEE utilizzando le norme previste dal regolamento di esecuzione stesso. Nel caso in cui il gestore riceva i precursori da altri impianti, dovrebbe chiedere le informazioni pertinenti al gestore dell'impianto in cui il precursore è stato prodotto.

Idealmente ciò dovrebbe avvenire utilizzando il medesimo modello fornito dalla Commissione europea per la comunicazione tra gestori e importatori (cfr. sezione 6.11)⁶⁶.

Se un materiale precursore è ricevuto da gestori diversi, può presentare valori *SEE* diversi per ciascun gestore. In questo caso, i valori M_i e SEE_i devono essere utilizzati nel calcolo separatamente come se si trattasse di materiali precursori diversi.

Emissioni incorporate specifiche (normalizzando a 1 tonnellata di prodotto)

Dopo aver effettuato tutti i calcoli di cui sopra, le emissioni incorporate a livello di processo devono essere divise solo per il "livello di attività" del processo al fine di ottenere le emissioni incorporate specifiche delle merci prodotte:

$$SEE_{g,dir} = \frac{EE_{Proc,dir}}{AL_g}$$

$$SEE_{g,indir} = \frac{EE_{Proc,Indir}}{AL_g}$$

dove:

$SEE_{g,dir}$...sono le emissioni incorporate dirette specifiche delle merci rientranti nella categoria aggregata di merci g ;

$SEE_{g,indir}$...sono le emissioni incorporate indirette specifiche delle merci rientranti nella categoria aggregata di merci g ;

AL_g ...è il livello di attività del processo di produzione che produce le merci rientranti nella categoria aggregata di merci g , ossia la massa di tutte le merci di tale categoria prodotte durante il periodo di riferimento.

Si noti che tali formule sembrano discostarsi da quelle di cui all'allegato IV del regolamento CBAM e all'allegato III del regolamento di esecuzione. Tuttavia sono matematicamente equivalenti. La differenza risiede soltanto nel fatto che nei presenti orientamenti presumiamo che sia più facile stabilire i dati a livello di processo prima di operare la divisione per il livello di attività. Questo metodo è applicato anche nel modello di comunicazione della Commissione. Tuttavia la legislazione fornisce formule che aggiungono le emissioni incorporate dei precursori in un'unica fase con la normalizzazione a una tonnellata. Per le merci complesse si ha quanto segue:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{ImpMat}}{AL_g} \quad (\text{Equazione 57})$$

$$EE_{ImpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_i \quad (\text{Equazione 58})$$

Nel caso delle merci semplici, EE_{ImpMat} è semplicemente pari a zero.

⁶⁶ Si noti che il gestore necessiterà non soltanto delle informazioni sulle emissioni incorporate specifiche del precursore, ma anche, se del caso, di informazioni su un eventuale prezzo del carbonio dovuto (cfr. sezione 6.10).

Il regolamento di esecuzione fornisce inoltre formule per un approccio generale di normalizzazione iniziale delle emissioni attribuite prima di calcolare i valori delle emissioni incorporate specifiche come illustrato di seguito.

Il consumo specifico di massa m_i per ciascun precursore i : $m_i = M_i/AL_g$

Pertanto le emissioni incorporate specifiche delle merci complesse g possono essere espresse come:

$$SEE_g = ae_g + \sum_{i=1}^n (m_i \cdot SEE_i) \quad (\text{Equazione 60})$$

dove: ae_g sono le emissioni specifiche dirette o indirette attribuite al processo di produzione che produce le merci g , espresse in t CO₂e per tonnellata di g , equivalenti alle emissioni incorporate specifiche senza le emissioni incorporate dei precursori:

$$ae_g = AttrEm_g/AL_g \quad (\text{Equazione 61})$$

In linea di principio, spetta ai gestori decidere il percorso di calcolo scelto, qualora possano dimostrare che il calcolo dà gli stessi risultati di cui sopra per i valori SEE . Tuttavia **se i gestori utilizzano il modello della Commissione per comunicare le emissioni incorporate dei loro prodotti agli importatori (o ad altri gestori che utilizzano le loro merci come precursori), possono presumere che il calcolo sia effettuato correttamente.**



Per il valore di SEE_i il gestore dell'impianto dovrebbe utilizzare il valore delle emissioni derivanti dall'impianto in cui è stato prodotto il materiale in entrata (precursore), a condizione che i dati dell'impianto possano essere adeguatamente misurati e il gestore comunichi tutti i dati richiesti. Durante il periodo transitorio, si possono utilizzare i valori predefiniti per le emissioni incorporate forniti dalla Commissione europea se il precursore è una merce CBAM. Ulteriori informazioni sono disponibili nella sezione 6.9.



6.3 Definizione dei limiti del sistema dei processi di produzione e percorsi produttivi

La presente sezione illustra gli approcci di monitoraggio a disposizione dei gestori per il periodo transitorio del CBAM. Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni chiave del regolamento di esecuzione per il monitoraggio, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato II, sezione 3 "Percorsi produttivi, limiti del sistema e precursori";

allegato III, sezione A "Definizioni e principi", in particolare la sottosezione A.4 "Suddivisione degli impianti in processi di produzione".

Al fine di stabilire le emissioni incorporate delle categorie aggregate di merci di cui all'allegato II, sezione 2, del regolamento di esecuzione, è necessario che il gestore definisca i limiti del sistema per la produzione delle merci. Ciò comporta l'identificazione:

- di tutti i processi o di tutte le apparecchiature di produzione pertinenti utilizzati durante la produzione delle merci CBAM;
- di tutti i flussi di combustibile, energia (energia elettrica⁶⁷, calore o gas di scarico⁶⁸) e materiali in entrata e in uscita da tali processi di produzione; e
- delle fonti di gas a effetto serra emessi direttamente da tali processi di produzione e, se del caso, durante la produzione dell'energia e dei materiali precursori consumati.

Fase 1: elencare tutte le merci, tutte le unità fisiche, tutti i materiali in entrata e in uscita e tutte le emissioni dell'impianto

Innanzitutto, per l'impianto in questione, occorre elencare tutte le unità fisiche, tutti i materiali in entrata (ad esempio materie prime, combustibile, calore ed energia elettrica in entrata necessari per la fabbricazione dei prodotti) e tutti i materiali in uscita (prodotti, sottoprodotti e rifiuti, calore, energia elettrica, gas di scarico ed emissioni generati) coinvolti nei processi di produzione.

Al fine di soddisfare la definizione di "emissioni dirette" di cui al regolamento CBAM, occorre tenere conto del calore importato (ossia aggiunto alle emissioni totali dell'impianto). Occorre tenere conto anche delle "emissioni indirette" derivanti dalle importazioni di energia elettrica.

Fase 2: individuare i processi di produzione e i percorsi produttivi pertinenti

In questa fase occorre elencare tutte le merci con i rispettivi codici NC prodotti dall'impianto in esame. Utilizzando la tabella 1 di cui all'allegato II, sezione 2, del regolamento di esecuzione (o utilizzando la sezione 5 del presente documento di orientamento), è possibile individuare le merci che rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM e stabilire la categoria aggregata di merci di appartenenza. Ciascuna categoria aggregata di merci individuata come pertinente richiederà la definizione di un processo di produzione ai fini della fase successiva. Sono tuttavia consentite alcune semplificazioni (cfr. sotto).

Successivamente occorre individuare i processi industriali (i "percorsi produttivi") che producono le merci CBAM e le unità di processo, i materiali in entrata e in uscita e le emissioni pertinenti.

Il ricorso a un diagramma schematico dell'impianto può essere un modo utile per individuare visivamente i limiti del sistema. È inoltre importante individuare unità quali caldaie, impianti di cogenerazione e reti di alimentazione di vapore che possono essere utilizzate congiuntamente da processi di produzione diversi. Le emissioni di tali unità

⁶⁷ Si noti che la produzione di energia elettrica è definita come un processo di produzione distinto. Cfr. sezione 7.2.2.1 per un esempio pratico. Nel caso specifico dell'energia elettrica, le emissioni indirette sono interessate in questo caso, ossia una suddivisione dell'impianto non presenta ripercussioni effettive.

⁶⁸ Per la definizione di "gas di scarico" cfr. sezione 6.7.5.

devono essere monitorate separatamente e attribuite ai processi di produzione in funzione della quantità di calore consumata nei diversi processi di produzione.

Nel definire i limiti di sistema dei processi di produzione sono possibili diverse configurazioni degli impianti e dei processi di produzione:

- se un impianto realizza un'unica categoria di merci, i limiti dell'impianto e i limiti del sistema dei processi di produzione per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni incorporate sono gli stessi;
- se in un impianto il gestore realizza diverse categorie di merci non correlate, all'interno di un singolo impianto occorre definire limiti del sistema dei processi di produzione distinti;
- se in un impianto il gestore realizza la medesima categoria di merci mediante percorsi produttivi diversi, egli può definire limiti del sistema unici per il processo di produzione oppure limiti del sistema distinti per il processo di produzione in relazione ai diversi percorsi produttivi. In caso di assegnazione a processi distinti, le emissioni incorporate delle merci sono calcolate separatamente per ciascun percorso produttivo;
- se un impianto realizza una categoria di merci complesse e il suo precursore e se tale precursore è interamente utilizzato per realizzare dette merci complesse, all'interno dell'impianto possono essere definiti limiti del sistema (unici) comuni per i processi di produzione ("**approccio a bolla**"⁶⁹);
- se un impianto produce anche merci non CBAM oltre a merci CBAM, occorre definire soltanto i limiti del sistema dei processi di produzione per i processi relativi alle merci CBAM all'interno dell'impianto. Tuttavia un miglioramento raccomandato rispetto alle prescrizioni di base consisterebbe anche nel definire ulteriori limiti del sistema dei processi di produzione per le merci non CBAM, al fine di confermare che tutte le emissioni pertinenti sono state contemplate.

Oltre a quanto precede, nel periodo transitorio si applicano alcune **semplificazioni** per determinati settori, in particolare per quanto riguarda:

- gli **impianti che producono ghisa, ferro e acciaio** che fabbricano due o più merci a partire da gruppi di prodotti specifici⁷⁰ possono monitorare e comunicare le emissioni incorporate definendo un processo di produzione comune, a condizione che nessuno dei materiali precursori prodotti sia venduto separatamente (ossia si può ricorrere all'approccio "a bolla");
- gli **impianti che producono alluminio** che fabbricano due o più merci a partire da gruppi di prodotti di alluminio grezzo o alluminio possono monitorare e comunicare le emissioni incorporate definendo un processo di produzione comune, a condizione che nessuno dei materiali precursori prodotti sia venduto separatamente (ossia si può ricorrere all'approccio "a bolla"); e
- gli **impianti che producono miscele di concimi** possono semplificare il monitoraggio del rispettivo processo di produzione determinando un valore uniforme delle emissioni incorporate per tonnellata di azoto contenuto nelle

⁶⁹ Cfr. la sezione 7.2.2.1 per un esempio di approccio "a bolla".

⁷⁰ Minerale sinterizzato, ghisa greggia, FeMn, FeCr, FeNi, DRI, acciaio grezzo, prodotti di ferro o di acciaio.

miscele di concimi, indipendentemente dalla forma chimica dell'azoto (ammonio, nitrato o urea).

Nel definire i limiti di sistema di un processo di produzione, i **criteri chiave** sono i seguenti:

- i limiti di sistema dovrebbero includere le unità fisiche⁷¹ che eseguono le fasi sequenziali del processo per produrre le merci;
- qualsiasi altra unità dedicata (100 %) che sostiene il processo di produzione e gli consente di raggiungere e mantenere la sua piena capacità produttiva dovrebbe essere inclusa nei limiti del sistema, ad esempio le unità CHP (attività in entrata) o il lavaggio dei gas effluenti (attività in uscita);
- le unità fisiche utilizzate da più di un processo di produzione (ad esempio caldaie che forniscono vapore a più processi o compressori d'aria che forniscono aria compressa) devono essere virtualmente suddivise (trattando le loro emissioni separatamente secondo le formule di cui alla sezione 6.2.2.2);
- soltanto le unità fisse sono incluse nei limiti del sistema: le emissioni dei veicoli (carrelli elevatori, autocarri, bulldozer, ecc.) non sono incluse nei limiti del sistema di un processo di produzione.

Complessivamente le emissioni pertinenti di un impianto dovrebbero essere coperte al 100 % tra merci CBAM e merci non CBAM, in maniera tale che:

- per un impianto con un unico processo di produzione, tutte le emissioni pertinenti (100 %) dell'impianto dovrebbero essere attribuite al buon processo di produzione di merci CBAM;
- per un impianto con diversi processi di produzione pertinenti, il gestore dovrebbe, se necessario, attribuire apparecchiature, "flussi di fonti" e fonti di emissione condivise/i tra i diversi processi di produzione individuati.

Di conseguenza tutti i materiali in entrata e in uscita e tutte le emissioni corrispondenti nell'impianto in esame dovrebbero essere attribuiti a un processo di produzione, fatto salvo il caso in cui si riferiscano a merci non CBAM.

Occorre prestare particolare attenzione a garantire che i processi di produzione non si sovrappongano; ciò significa che i materiali in entrata e in uscita e le emissioni corrispondenti non dovrebbero essere oggetto di più di un processo di produzione.

Si noti inoltre che, per fini di trasparenza, nel successivo periodo definitivo, potrebbe essere necessario fornire al verificatore e all'autorità che controlla le dichiarazioni CBAM la motivazione di eventuali processi di produzione definiti nel periodo transitorio CBAM.

Miglioramento raccomandato:

elencare tutte le fonti di emissione e i flussi di fonti dell'intero impianto, al fine di eseguire controlli di completezza e di controllare l'efficienza in termini di energia e di emissioni dell'impianto nel suo complesso.

⁷¹ Per "unità" si intendono apparecchiature industriali quali forni da cemento, forni, caldaie, reattori, colonne di distillazione, essiccatoi, sistemi di depurazione dei gas effluenti, ecc.



La sezione 7.1.2 fornisce un esempio delle modalità per definire processi di produzione distinti per le diverse merci CBAM di un impianto ipotetico nel settore del cemento.

Fase 3: determinare le esigenze di monitoraggio a livello di impianto

Una volta individuati tutti i processi di produzione pertinenti per il CBAM e le relative fonti di emissione e i corrispondenti flussi di fonti (ossia combustibili e materiali che contribuiscono alle emissioni), i gestori devono prendere una decisione in merito agli approcci di monitoraggio. A livello di impianto sono disponibili approcci "basati su calcoli" e "fondati su misure" o, per parte del periodo transitorio, altri metodi basati su altri sistemi di fissazione del prezzo del carbonio o su altri sistemi di monitoraggio, comunicazione e verifica. Maggiori dettagli sui metodi applicabili sono presentati nella sezione 6.4.

In alcuni casi è necessario monitorare ulteriori flussi di materiali o di energia che avvengono tra i processi di produzione e che non sono necessari per il monitoraggio delle emissioni a livello di impianto. Ad esempio, un gas di scarico derivante dalla produzione di ghisa greggia, consumata nella produzione di prodotti di ferro o di acciaio a valle, non dovrebbe essere monitorato separatamente a livello di impianto. Ai fini dell'attribuzione a diversi processi di produzione e successivamente alle merci, tale monitoraggio è necessario e deve essere individuato per la fase successiva.

Fase 4: assegnare le emissioni ai processi di produzione

Una volta determinati i metodi per stabilire le emissioni totali di un impianto, i gestori devono assicurarsi di disporre di tutti i dati per suddividere le emissioni in base ai processi di produzione definiti e alle merci prodotte.

In questa fase, ciò avviene senza considerare le emissioni incorporate dei materiali precursori utilizzati. Ogni merce è piuttosto considerata una "merce semplice", ossia sono prese in considerazione soltanto le emissioni (dirette e/o indirette) di ciascun processo di produzione. Se un impianto produce anche alcuni materiali precursori, questi devono essere considerati separatamente essi stessi come singole merci.

In questa fase l'obiettivo è di attribuire il 100 % delle emissioni dell'impianto alle merci, senza lacune e doppi conteggi. Si noti che, in tale contesto, l'"energia elettrica" e il "calore" prodotti per essere utilizzati al di fuori del processo di produzione sono anch'essi "merci" (hanno un valore economico e possono essere commercializzati). Inoltre, per raggiungere tale obiettivo del 100 %, occorre prendere in considerazione le merci non soggette all'applicazione del CBAM.

6.4 Pianificazione delle attività di monitoraggio

La presente sezione illustra gli approcci di monitoraggio a disposizione dei gestori per il periodo transitorio del CBAM. Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni chiave del regolamento di esecuzione per il monitoraggio, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato III, sezione A "Principi", in particolare le sottosezioni: - A.1 Approccio generale; - A.2 Principi di monitoraggio; - A.3 Metodi che permettono di individuare la migliore fonte di dati disponibile; - A.4 Suddivisione degli impianti in processi di produzione;

allegato III, sezione B "Monitoraggio delle emissioni dirette", in particolare le sottosezioni: - B.1 Completezza dei flussi di fonti e delle fonti di emissione; - B.2 Scelta della metodologia di monitoraggio; - B.4 Prescrizioni per i dati di attività; - B.5 Prescrizioni per i fattori di calcolo per il CO₂;

allegato III, sezione E "Monitoraggio dei precursori";

allegato III, sezione F "Norme per l'attribuzione delle emissioni di un impianto alle merci";

allegato III, sezione H "Misure facoltative per aumentare la qualità dei dati".

6.4.1 Documentazione necessaria per pianificare le attività di monitoraggio

Ogni gestore dovrebbe documentare le metodologie di monitoraggio utilizzate per stabilire le emissioni e i dati di produzione CBAM per il proprio impianto e i propri processi di produzione. Tale documentazione della metodologia di monitoraggio (MMD) dovrebbe definire i limiti di sistema dell'impianto e di ciascuno dei processi di produzione, in linea con le prescrizioni specifiche per ciascun settore industriale. La documentazione in questione dovrebbe inoltre individuare i flussi di fonti che utilizzano un metodo standard basato su calcoli o un metodo del bilancio di massa e stabilire per quali fonti di emissione è utilizzato un approccio fondato su misure. Dovrebbe inoltre contenere tutti gli altri approcci di monitoraggio pertinenti, ad esempio per quanto riguarda le qualità e le quantità delle merci CBAM prodotte, il calore, l'energia elettrica e i flussi di gas di scarico, a seconda dei casi.

Si raccomanda ai gestori di produrre anche un diagramma e una descrizione di accompagnamento dei processi del loro impianto, i quali possono essere utili per:

- visualizzare i limiti del sistema dei processi di produzione e i flussi di fonti;
- confermare che non vi sono doppi conteggi o lacune nei dati nelle comunicazioni delle emissioni.

È consigliabile adottare fin da subito un buon sistema di gestione dei documenti. A tal fine la documentazione della metodologia di monitoraggio dovrebbe idealmente essere raccolta in un unico documento, comparabile al "piano di monitoraggio" (MP) noto in altri sistemi di fissazione del prezzo del carbonio o in altri sistemi di monitoraggio, comunicazione e verifica (MRV) (e nell'EU ETS).

6.4.2 Principi e procedure della metodologia di monitoraggio

I gestori sono tenuti a documentare una metodologia di monitoraggio per garantire che tutte le attività di monitoraggio siano svolte in modo coerente da un anno all'altro. A questo proposito la documentazione della metodologia di monitoraggio funge da "corpus di norme" per tutto il personale che opera presso l'impianto, nonché per la formazione del nuovo personale coinvolto nel monitoraggio. Se si desidera ricorrere volontariamente a un

verificatore dei gas a effetto serra, la documentazione della metodologia di monitoraggio fungerà da fonte di informazioni di base essenziali per il verificatore.

Principi guida per la pianificazione delle attività di monitoraggio

- La metodologia di monitoraggio deve essere **più semplice possibile**, tenere conto dei sistemi esistenti presso il proprio impianto CBAM e basarsi sull'utilizzo delle **fonti di dati più affidabili**, di strumenti di misura robusti, di flussi di dati brevi e di **procedure di controllo efficaci**;
- va garantita la **piena trasparenza** e tracciabilità delle modalità di compilazione dei dati, ai fini della verifica dei dati CBAM nel periodo definitivo, **indicando eventuali calcoli o ipotesi** effettuati e quali controlli sono in atto per garantire l'accuratezza dei dati;
- vanno compilate **procedure scritte** supplementari, che forniscano istruzioni chiare per le attività attuate nel contesto della documentazione della metodologia di monitoraggio, l'ubicazione dei dati pertinenti e la definizione di ruoli e responsabilità.

Poiché gli impianti subiscono cambiamenti tecnici nel corso degli anni, la documentazione della metodologia di monitoraggio e le procedure scritte dovrebbero essere considerate documenti "vivi" che **dovrebbero essere sottoposti regolarmente a riesame** e aggiornati dal gestore.

Tra gli elementi tipici di una metodologia di monitoraggio figurano le seguenti attività che devono essere svolte dal gestore (a seconda del caso, in base alle specificità dell'impianto):

- raccolta di dati (dati di misurazione, fatture, protocolli di produzione, determinazione delle scorte, ecc.);
- campionamento di materiali e combustibili;
- analisi di laboratorio di combustibili e materiali;
- manutenzione e taratura dei contatori;
- descrizione dei calcoli e delle formule da utilizzare;
- documentazione dei valori standard utilizzati e delle relative fonti;
- attività di controllo (ad esempio principio del doppio controllo per la raccolta dei dati);
- archiviazione dei dati (compresa la sicurezza per evitare manipolazioni);
- individuazione periodica delle possibilità di miglioramento (i gestori dovrebbero cercare di migliorare i loro sistemi di monitoraggio ove possibile).

Miglioramento raccomandato: i gestori dovrebbero verificare periodicamente (comunque almeno una volta l'anno) se sono disponibili fonti di dati nuove e più accurate, al fine di migliorare gli approcci di monitoraggio.



6.4.3 Procedure scritte

Le procedure scritte che integrano la metodologia di monitoraggio dovrebbero contemplare i seguenti elementi:

- gestione delle responsabilità e delle competenze del personale – descrizione dei ruoli e attribuzione delle responsabilità ai membri chiave del personale;
- flusso dei dati e procedure di controllo;
- misure di garanzia della qualità (controlli da effettuare);
- metodo/i di stima per sostituire i dati laddove siano individuate lacune nei dati;
- riesame periodico della metodologia di monitoraggio per verificarne l'adeguatezza;
- un piano di campionamento e un processo di revisione, se necessario;
- procedure per i metodi di analisi, se applicabile;
- procedura per dimostrare l'equivalenza all'accreditamento dei laboratori EN ISO/IEC 17025, se pertinente;
- procedure per l'uso di metodologie fondate su misure, anche per corroborare i calcoli e per sottrarre le emissioni di biomassa, se pertinente;
- procedura per il riesame e l'aggiornamento periodici dell'elenco dei prodotti e dei precursori prodotti e/o importati da un impianto.

Il gestore dovrebbe assicurarsi che tutte le versioni dei documenti e delle procedure di monitoraggio siano chiaramente identificabili e che le versioni più recenti siano sempre utilizzate da tutto il personale coinvolto.

6.4.4 Scelta delle migliori fonti di dati disponibili

La sezione A.3 dell'allegato III del regolamento di esecuzione contiene dettagli sul principio generale secondo cui le "**migliori fonti di dati disponibili**" dovrebbero essere utilizzate per qualsiasi tipo di monitoraggio al fine di determinare le emissioni incorporate delle merci che rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM. In questo contesto:

- con "**migliori**" si intende innanzitutto l'opzione **più accurata**⁷² per determinare i dati richiesti. Ciò implica, ad esempio, che quando il gestore decide quale dei due strumenti di misurazione utilizzare per la stessa variabile, dovrebbe scegliere quello per il quale il gestore specifica il tasso di "errore d'uso" più basso per l'ambiente in cui lo utilizza. Inoltre, laddove esistano strumenti soggetti a "controllo metrologico legale" (ossia strumenti ufficialmente verificati a norma di determinati atti legislativi, ad esempio per garantire misurazioni accettate per gli scambi di combustibili), tali strumenti dovrebbero essere preferiti in ragione delle loro caratteristiche definite.

Tuttavia il concetto di "migliore" comprende anche l'elemento del trattamento dei dati. Se il personale deve leggere un valore ogni ora od ogni giorno, annotarlo in

⁷² Più precisamente, l'obiettivo è quello di **ridurre al minimo l'incertezza** delle misurazioni, il quale comprende entrambe i concetti: elevata *accuratezza* (prossimità del valore misurato al "valore reale") ed elevata *precisione* (bassa variabilità delle misurazioni).

un registro, che viene poi trasferito manualmente in un foglio elettronico, e se tale foglio non è adeguatamente protetto contro la modifica (indesiderata), il "flusso di dati" è soggetto a rischi significativi che richiedono "procedure di controllo" specifiche (cfr. sezione 6.4.6). Una fonte di dati migliore sarebbe quella di fornire automaticamente dati, ad esempio, a partire da un sistema di controllo dei processi a una banca dati che possa essere utilizzata per estrarre dati senza pericolo di manipolazione. Di conseguenza il concetto di "migliore" comprende le fonti di dati con **il minor rischio di errori possibile in relazione al flusso di dati**;

- **"disponibili"** fa riferimento innanzitutto al fatto che un gestore deve avere la fonte di dati già disponibile, ad esempio perché i parametri misurati sono importanti per il controllo dei suoi processi o il calcolo dei costi, ecc. Qualora non fosse così, occorre operare una scelta: acquistare un sistema di misurazione supplementare, istituire un sistema per il campionamento dei materiali ed effettuare analisi di laboratorio ai fini del CBAM? Oppure il gestore ha la possibilità di utilizzare altri metodi, compresi quelli "indiretti" (cfr. sotto) o esistono fonti della letteratura che forniscono valori standard ragionevoli e credibili per il parametro richiesto per il monitoraggio (ad esempio un valore standard per il fattore di emissione di un combustibile)?

La legislazione offre una notevole flessibilità per rispondere alle domande di cui sopra. Sebbene si debbano utilizzare le fonti "migliori", la legislazione riconosce che **gli oneri amministrativi e i costi dovrebbero essere limitati**. A tal fine sono introdotti i concetti di **"fattibilità tecnica"** e **"costi sproporzionatamente elevati"** (cfr. sezione 6.4.5) che consentono di accedere alle seconde fonti di dati migliori (o addirittura alle terze migliori), se quella migliore non è fattibile o comporta costi sproporzionatamente elevati.

Inoltre la normativa consente di utilizzare **misurazioni "non sotto il controllo del gestore"**, se necessario. Ciò significa che, ad esempio, se il fornitore di combustibile stabilisce già il potere calorifico netto e il fattore di emissione del combustibile oppure se il fornitore possiede il misuratore di portata o il ponte di pesatura utilizzato per determinare la quantità di combustibile venduto, tali dati possono essere utilizzati ai fini del CBAM e il gestore non è tenuto ad acquistare apparecchiature o analisi proprie. Ciononostante occorre osservare che, ove possibile, è preferibile ricorrere al monitoraggio soggetto al controllo del gestore;

- con **"fonti di dati"** si intende tutto ciò che è necessario ai fini della determinazione di tutti i parametri che si verificano nel monitoraggio a livello di emissioni e a livello di processo di produzione, nonché per determinare le emissioni incorporate delle merci. A livello astratto, ciò comporta in particolare la determinazione dei **quantitativi** di combustibili, materiali, flussi energetici ecc. e della **qualità** di tali flussi (tenore di carbonio dei materiali, temperatura, pressione e saturazione del vapore, ecc.). Sebbene dettagli più concreti siano forniti nelle sezioni che seguono che trattano i diversi parametri, a questo livello astratto, la normativa distingue i seguenti metodi:
 - **determinazione diretta**: ciò significa, ad esempio, la lettura diretta di un misuratore di portata per il gas naturale, la pesatura di un autocarro che consegna carbone, ecc., e per quanto riguarda la qualità significa applicare direttamente un valore standard per un fattore di emissione oppure effettuare analisi di laboratorio per determinare direttamente il

tenore di carbonio di un materiale. Se è richiesto più di un parametro⁷³, si considera una "determinazione diretta" la misurazione effettiva di tutti i parametri;

- **determinazione indiretta:** ci si riferisce spesso a questa opzione anche come "metodo di stima". In questo caso i gestori devono formulare diverse ipotesi e cercare misurazioni che siano in qualche modo collegate da un ragionamento scientificamente valido. Ad esempio, se dispone di una caldaia per la produzione di vapore ma non di contatori di calore, il gestore può utilizzare l'efficienza specificata del produttore della caldaia per calcolare le quantità di calore in base al combustibile consumato. Il metodo B per le emissioni di processo relativi ai cementi non polverizzati detti "clinkers" è, in linea di principio, anche un metodo indiretto: dalla quantità di CaO e MgO contenuta nel clinker si calcola a ritroso la quantità di carbonati che si presume siano presenti nella farina cruda (il contesto scientifico in questo caso è quello della stechiometria e della probabilità che non siano presenti altri carbonati).

Va osservato che i metodi di determinazione diretta sono preferiti, ma per limitare i costi amministrativi sono accettabili metodi indiretti;

- **correlazioni:** si tratta di un "metodo indiretto migliorato", applicabile in particolare ai parametri qualitativi dei combustibili. Un aspetto ancora più importante è il fatto che i fattori di emissione del carbone possono spesso essere determinati sulla base delle correlazioni tra le ceneri, il potere calorifico e il fattore di emissione da determinare. Alcuni gas di processo possono essere caratterizzati ricorrendo a densità o conducibilità termica in correlazione con la composizione del gas (tenore di carbonio).

Tali correlazioni devono essere confermate regolarmente (annualmente) da analisi di laboratorio e sono pertanto considerate "migliori" rispetto all'utilizzo di fattori di emissione standard (che sono valori fissi), ma non costituiscono l'opzione "migliore" possibile rappresentata invece da analisi di laboratorio effettive con campionamento rappresentativo.

Se rileva di avere a disposizione più di una fonte di dati per lo stesso parametro, il gestore di un impianto dovrebbe scegliere quella "migliore" per il monitoraggio e inserirla nella documentazione della metodologia di monitoraggio come "fonte primaria di dati". Tuttavia non dovrebbe scartare tutte le altre fonti di dati, bensì definirle come una "fonte di dati di convalida" e utilizzare i valori di tale fonte per verificare regolarmente la coerenza dei dati rispetto alla fonte di dati "primaria". Tale fonte funge così da "sistema di controllo" del gestore (cfr. sezione 6.4.6).

In generale non esiste una scelta assolutamente "corretta" o "sbagliata" nella selezione delle fonti di dati. Tuttavia ci si aspetta che nel corso del tempo il gestore acquisisca esperienza in relazione alle fonti di dati e trovi conferma del fatto che le fonti scelte sono effettivamente quelle "migliori". Inoltre possono diventare disponibili tecnologie nuove o meno costose e l'impianto del gestore potrebbe subire modifiche. La legislazione prevede pertanto che sia effettuato un riesame periodico (annuale) della metodologia di monitoraggio.

⁷³ In particolare al fine di determinare i flussi netti di calore, dove sono richiesti il flusso di vapore, la temperatura, la pressione e la saturazione, nonché la quantità e la temperatura del condensato reintrodotta.

6.4.5 Limitare i costi connessi al monitoraggio

Come indicato nella sezione 6.4.4, il regolamento di esecuzione consente al gestore di limitare i costi causati dal monitoraggio ai fini del CBAM, innanzitutto utilizzando i metodi e le apparecchiature esistenti, nella misura del possibile, e in secondo luogo consentendo uno scostamento dagli approcci preferiti, qualora un approccio di monitoraggio risulti essere "tecnicamente irrealizzabile" o se comporta "costi sproporzionatamente elevati". Tali criteri sono discussi più in dettaglio nella presente sezione.

Determinazione della proporzionalità dei costi

Il punto 8 della sezione A.3 dell'allegato III del regolamento di esecuzione spiega che, per qualificare i costi come "sproporzionatamente elevati", i costi di un approccio di monitoraggio o di una misura di miglioramento devono superare i benefici.

I gestori dovrebbero pertanto effettuare un'analisi costi/benefici, per la specifica metodologia di determinazione del set di dati in questione, al fine di determinare se i costi siano sproporzionatamente elevati o meno. Se si decide che i costi sono sproporzionatamente elevati, tale calcolo dovrebbe essere incluso nella documentazione della metodologia di monitoraggio al fine di giustificare la mancata scelta di un determinato approccio.

La metodologia di calcolo da utilizzare è fornita nel regolamento di esecuzione. Il **calcolo dei benefici** comprende quanto segue: **miglioramento** × **prezzo di riferimento CO₂e**.

- Il miglioramento è calcolato moltiplicando il miglioramento percentuale previsto dell'incertezza in una misurazione oppure fissato a 1 % qualora non sia possibile quantificare alcun miglioramento in relazione alle emissioni correlate⁷⁴;
- il prezzo di riferimento è pari a 20 EUR per tonnellata⁷⁵ di CO₂e.

Calcolo dei costi: nel considerare quali costi includere in questo calcolo, i gestori dovrebbero includere soltanto i costi aggiuntivi rispetto al loro **sistema di riferimento esistente**, ossia il costo incrementale rispetto alle apparecchiature esistenti o per un dispositivo più costoso (ma più accurato) meno il costo delle apparecchiature che sarebbero state acquistate in assenza del CBAM. In tale contesto i tipi di costi da prendere in considerazione dovrebbero essere i seguenti:

- costi di investimento – per apparecchiature nuove, se del caso. Il costo delle apparecchiature nuove dovrebbe essere il costo annuale ammortizzato nel corso della sua durata di vita economica, ad esempio ammortizzato su base lineare;
- costi operativi e di manutenzione – come quelli previsti per i servizi di taratura annuali;

⁷⁴ Le emissioni correlate sono le emissioni dirette nel periodo di riferimento causate dal flusso di fonti o dalla fonte di emissione in questione, che possono essere: le emissioni attribuite alla quantità di calore misurabile; le emissioni indirette correlate alla quantità di energia elettrica in questione; oppure le emissioni incorporate di un materiale prodotto o di un precursore consumato.

⁷⁵ Questo prezzo del CO₂ è notevolmente inferiore rispetto al prezzo effettivo del CO₂ nell'EU ETS, il che contribuisce a limitare i costi di monitoraggio, in quanto un maggior numero di misure è considerato "sproporzionato" rispetto all'utilizzo del prezzo effettivo del CO₂.

- costi dovuti all'interruzione delle operazioni – a causa di chiusure di impianti per l'installazione di apparecchiature nuove (per attenuare tale circostanza il gestore può prendere in considerazione la possibilità di fare in modo che ciò avvenga contemporaneamente alla chiusura annuale dell'impianto per la manutenzione); e/o
- qualsiasi altro costo derivante ragionevole.

Se il gestore ha calcolato quanto sopra e i costi superano i benefici, è libero di scegliere un approccio o un'apparecchiatura di monitoraggio meno costosa, in quanto i costi sono considerati "sproporzionatamente elevati".

Si noti che costi minori non sono mai considerati sproporzionatamente elevati. A tal fine è fissata una soglia di **2 000 EUR l'anno**. Al di sotto di tale importo, i costi sono sempre considerati **costi aggiuntivi proporzionati** per l'adozione di misure volte a migliorare l'approccio di monitoraggio di un impianto, in linea con gli obblighi di monitoraggio stabiliti dal CBAM.

Tecnicamente realizzabile

Il secondo concetto per evitare approcci di monitoraggio più costosi si basa sulla "fattibilità tecnica". Una misura è considerata "tecnicamente irrealizzabile" quando l'impianto non dispone delle risorse tecniche necessarie per rispondere alle esigenze di una fonte di dati proposta o di un metodo di monitoraggio proposto e che devono pertanto poter essere mobilitate entro i limiti temporali prescritti ai fini del CBAM. Ciò può verificarsi ad esempio se non vi è spazio disponibile per installare un'apparecchiatura tecnica, se sussistono preoccupazioni concernenti la sicurezza o se la tecnologia non è disponibile nel paese in questione. La non fattibilità tecnica di solito è strettamente legata a costi sproporzionatamente elevati.

6.4.6 *Misure di controllo e gestione della qualità*

Per quanto riguarda i sistemi di fissazione del prezzo del carbonio e di monitoraggio dei gas a effetto serra, secondo la migliore prassi comunemente accettata, il gestore deve garantire la disponibilità di un sistema di controllo efficace per i flussi di dati pertinenti per il monitoraggio delle emissioni. Sebbene il regolamento di esecuzione del CBAM chiarisca, all'allegato III, sezione H, che tali misure sono puramente facoltative, l'attuazione di tale sistema di controllo è nel migliore interesse del gestore. Si riporta di seguito soltanto una breve descrizione delle modalità di istituire un sistema di controllo.

Fase 1: svolgimento di una (semplice) valutazione dei rischi

mappare tutti i flussi di dati dal primo punto in cui si creano dati (ad esempio le fatture relative ai combustibili, la lettura di uno strumento nell'impianto), le modalità di scrittura o inserimento in un sistema informatico, il modo in cui sono utilizzati nei calcoli fino al momento in cui finiscono nei dati finali sulle emissioni incorporate che il gestore comunica agli importatori dell'UE a norma del CBAM.

Successivamente vengono individuati punti con un rischio elevato di errori (un rischio elevato significa che la probabilità di errore è elevata o che l'impatto dell'errore sulle emissioni è molto elevato o che entrambi i fattori si attestano quanto meno su un livello "medio").

Fase 2: istituzione di controlli efficaci

Per i punti individuati come "a rischio elevato" (e idealmente anche per i punti "a rischio medio") occorre una misura di controllo. Ad esempio, se esiste un rischio elevato di guasto di uno strumento di misura, di copiare e incollare errori quando i dati sono trasferiti da un registro della produzione cartaceo a un foglio elettronico o se i dati su un computer sono liberamente accessibili a tutto il personale, occorre adottare delle misure. Lo stesso vale in caso di rischio di dati incompleti (ad esempio perché i fornitori di combustibili sono cronicamente in ritardo nell'invio delle fatture, ecc.).

Fase 3: valutazione periodica dell'efficacia delle misure di controllo.

Misure di controllo (non esaustive)

Una semplice misura che presenta un ottimo rapporto costi/benefici è l'applicazione del principio del "doppio controllo" secondo il quale tutti i flussi di dati sono controllati da una seconda persona indipendente dalla persona principale che effettua la compilazione dei dati⁷⁶.

Inoltre il regolamento di esecuzione elenca i seguenti settori che possono richiedere attenzione:

- assicurazione della qualità degli strumenti di misura (taratura e manutenzione);
- assicurazione della qualità dei sistemi delle tecnologie dell'informazione;
- separazione delle funzioni nelle attività di gestione del flusso dei dati e nelle attività di controllo;
- gestione delle competenze necessarie del personale;
- riesami interni e convalida dei dati (ciò può essere effettuato confrontando serie temporali ed effettuando controlli a fronte di fonti di dati diverse, ad esempio se l'efficienza energetica in un processo è spiegabile nel corso del tempo/in seguito all'adozione di misure di miglioramento);
- correzioni e azioni correttive, in caso di mancato funzionamento di strumenti o procedure o in caso di errori (ad esempio doppio conteggio delle qualità di combustibili o materiali);
- controllo dei processi esternalizzati (ad esempio nel caso in cui siano coinvolti laboratori esterni all'impianto o in cui siano utilizzati strumenti non soggetti al controllo del gestore); e
- tenuta di registri e documentazione, compresa la gestione delle versioni dei documenti.

⁷⁶ Indipendenza significa ad esempio il caso in cui un contabile controlla il capo del dipartimento Ambiente, sicurezza e salute, che è il principale responsabile della raccolta dei dati. Si noti che, per quanto concerne le competenze, entrambe le persone devono essere formate in merito ai concetti di base del monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra per il CBAM.

6.5 Determinazione delle emissioni dirette dell'impianto

Il regolamento CBAM si basa sul principio di applicare un **approccio dall'alto verso il basso** per calcolare le emissioni incorporate, a partire dal livello dell'impianto, e suddividere tali emissioni in modo che siano attribuite a processi di produzione diversi e successivamente ai prodotti, aggiungendo ulteriori emissioni incorporate per i materiali precursori⁷⁷. Nella presente sottosezione sono forniti orientamenti in merito alle modalità di svolgimento di tali calcoli.

Le emissioni a livello di impianto possono essere monitorate mediante approcci diversi, che possono anche essere combinati, a condizione che non si verifichino lacune o doppi conteggi.

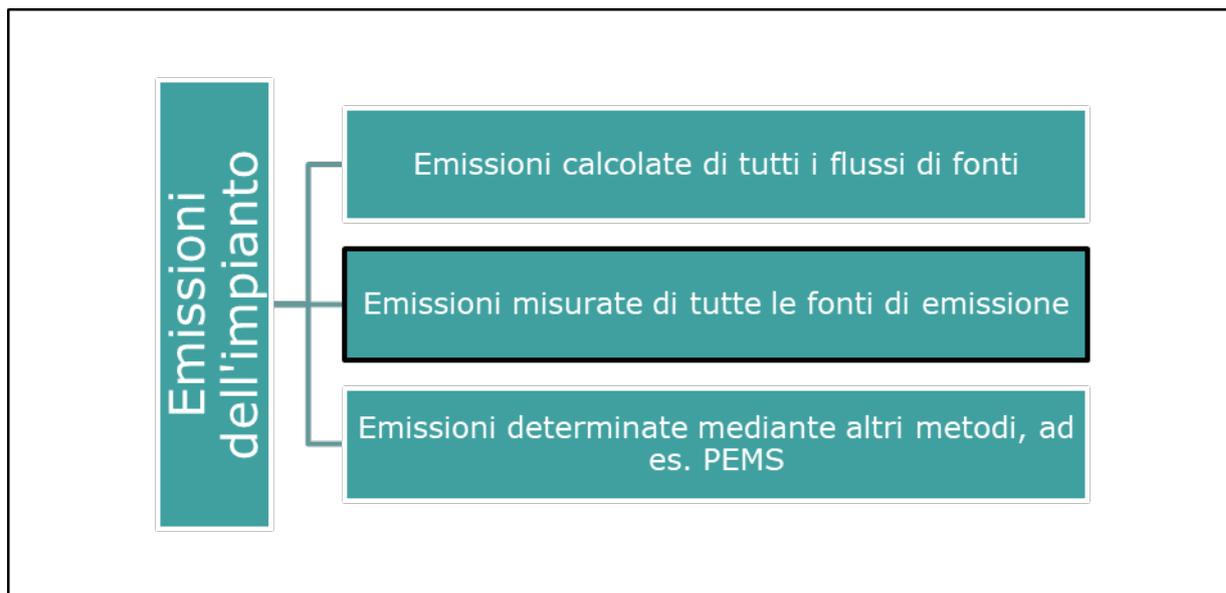
I gestori devono selezionare una **metodologia di monitoraggio** sulla base del fatto che fornisca i risultati più accurati e affidabili (cfr. la sezione 6.4.4), fatta eccezione nel caso in cui sia necessario ricorrere a un metodo particolare per motivi settoriali specifici. Le metodologie di monitoraggio consentite dal CBAM sono le seguenti:

- **gli approcci basati sui calcoli**, che consistono nel determinare le emissioni prodotte dai flussi di fonti in base ai dati di attività (quali dati sui consumi di combustibile) e a parametri aggiuntivi ricavati da analisi di laboratorio o da valori standard, secondo quanto necessario. È possibile utilizzare la "metodologia standard" (che distingue tra emissioni di combustione e di processo) o la "metodologia del bilancio di massa";
- **un approccio fondato su misure**, che richiede un sistema di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS) al fine di misurare direttamente le emissioni provenienti da fonti di emissione;
- **altri metodi specifici per paese terzo**, laddove rientrino nel contesto di un sistema di fissazione del prezzo del carbonio esistente o di un sistema obbligatorio di monitoraggio delle emissioni o di un sistema di monitoraggio delle emissioni presso l'impianto, che può includere la verifica da parte di un verificatore accreditato (ad esempio potrebbe trattarsi di un progetto di riduzione dei gas a effetto serra), e laddove portino a risultati analoghi a quelli degli approcci previsti dal regolamento di esecuzione, in termini di copertura e accuratezza dei dati sulle emissioni (cfr. sezione 6.5.3). Tali sistemi possono anche utilizzare metodi quali ad esempio i sistemi predittivi del monitoraggio delle emissioni (PEMS).

I gestori possono inoltre utilizzare una combinazione degli approcci di cui sopra, a condizione che non vi siano doppi conteggi o lacune nei dati nelle comunicazioni delle emissioni, che consentano di monitorare diverse parti dell'impianto mediante uno degli approcci consentiti.

⁷⁷ Anche le emissioni incorporate potrebbero teoricamente essere calcolate utilizzando un approccio dal basso verso l'alto. Il punto di partenza sarebbe il prodotto da importare, che viene tracciato lungo la catena del valore fino a quando non si sommano tutte le emissioni derivanti da tutte le fasi di produzione precedenti. Nella pratica è solitamente più semplice monitorare le emissioni totali di un impianto definito, poiché solitamente esiste un dispositivo di misurazione principale per ciascun combustibile utilizzato nell'intero impianto, mentre sono meno frequenti i sottocontatori che consentono di suddividere la quantità di combustibile per i singoli processi di produzione; pertanto si tratta del metodo richiesto dal regolamento di esecuzione per il CBAM.

Figura 6-4: panoramica delle emissioni degli impianti.



La Figura 6-4 illustra il modo in cui le emissioni dell'impianto sono calcolate conformemente all'allegato III del regolamento di esecuzione, che nel dettaglio corrisponde a quanto segue:

$$Em_{Inst} = \sum_{i=1}^n Em_{calc,i} + \sum_{j=1}^m Em_{meas,j} + \sum_{k=1}^l Em_{other,k} \quad (\text{Equazione 4})$$

dove:

Em_{Inst} sono le emissioni (dirette) dell'impianto espresse in tonnellate di CO_2e ;

$Em_{calc,i}$ sono le emissioni del flusso di fonti i determinate con una metodologia basata sui calcoli, espresse in tonnellate di CO_2e ;

$Em_{meas,j}$ sono le emissioni della fonte di emissione j determinate con una metodologia fondata su misure, espresse in tonnellate di CO_2e ; e

$Em_{other,k}$ sono le emissioni determinate con un altro metodo, indice k , espresse in tonnellate di CO_2e .

Per la definizione dei termini "flusso di fonti" e "fonte di emissione" si rimanda alla sezione 6.2.2.1. Per quanto riguarda gli "altri metodi" si rimanda alla sezione 6.5.3.

Durante il periodo transitorio, **le emissioni indirette devono essere comunicate anche per tutti i settori**. La presente sezione è strutturata come segue:

- tutto ciò che riguarda il **metodo basato su calcoli** sarà sintetizzato nella sezione 6.5.1:
 - la **metodologia standard** è discussa nella sezione 6.5.1.1 (con sottosezioni distinte per le emissioni di combustione e di processo);
 - il metodo del **bilancio di massa** è presentato nella sezione 6.5.1.2;

- le norme per la determinazione dei **dati di attività** sono pertinenti tanto per il metodo standard quanto per il metodo del bilancio di massa. Le prescrizioni sono riportate nella sezione 6.5.1.3;
- analogamente, le prescrizioni relative ai **fattori di calcolo** si applicano a entrambi i metodi. Le norme pertinenti (scegliere **valori standard** appropriati, utilizzare correlazioni o effettuare **analisi di laboratorio** e il relativo campionamento) sono illustrate nella sezione 6.5.1.4;
- il **metodo fondato su misure** (che utilizza sistemi di misurazione in continuo delle emissioni, CEMS) è oggetto della sezione 6.5.2. È particolarmente importante per il monitoraggio delle emissioni di **protossido di azoto (N₂O)** nel settore dei concimi;
- la sezione 6.5.3 approfondisce la possibilità di utilizzare "**metodi di paesi terzi**", ossia metodi di monitoraggio diversi da quelli indicati nel regolamento di esecuzione del CBAM;
- poiché le emissioni di CO₂ da **biomassa** possono essere considerate pari a zero a determinate condizioni, la sezione 6.5.4 fornisce orientamenti sulle norme corrispondenti. Tali norme si applicano a tutti i metodi, ossia ai metodi basati su calcoli, a quelli fondati su misure e quelli di paesi terzi;
- l'argomento delle emissioni di **PFC (perfluorocarburi)** è trattato brevemente nella sezione 6.5.5;
- infine le norme per i **trasferimenti di CO₂** tra impianti sono menzionate nella sezione 6.5.6.

La determinazione delle emissioni indirette di un impianto è esaminata successivamente nella sezione 6.6. A partire dalla sezione 6.7 è fornita una descrizione delle norme necessarie per suddividere ("attribuire") le emissioni dirette e indirette dell'impianto tra i processi di produzione. Un tipo di dati completamente diverso da comunicare è il prezzo del carbonio dovuto effettivo. Tuttavia dovrebbe figurare tra le priorità del gestore ed essere documentato nella metodologia di monitoraggio. Questo aspetto è pertanto trattato nella sezione 6.10. Infine la sezione 6.11 descrive il modello per la comunicazione dei dati monitorati agli importatori dell'UE che devono preparare le relazioni CBAM trimestrali.

6.5.1 *Approccio basato su calcoli*

6.5.1.1 Metodologia standard

L'approccio standard è semplice da applicare nei casi in cui un combustibile o un materiale sia direttamente collegato alle emissioni. Comporta il calcolo delle emissioni mediante i **dati di attività** (ad esempio la quantità consumata di combustibile o di materiale in entrata al processo) moltiplicata per un **fattore di emissione**; per correggere il numero di emissioni in caso di reazioni chimiche incomplete si possono applicare altri due fattori, sulla base di analisi di laboratorio, ossia il **fattore di ossidazione** per le emissioni di combustione e il **fattore di conversione** per le emissioni di processo.

Le prescrizioni fondamentali per l'utilizzo del metodo standard sono le seguenti:

- **emissioni di combustione** – prescrizioni minime: quantità di combustibile (t o m³), fattore di emissione (t CO₂/t o t CO₂/m³); **miglioramento raccomandato**: quantità di combustibile (t o m³), NCV (TJ/t o TJ/m³), fattore di emissione (t CO₂/TJ), fattore di ossidazione, frazione di biomassa;
- **emissioni di processo** – prescrizioni minime: dati di attività (t o m³), fattore di emissione (t CO₂/t o t CO₂/m³); **miglioramento raccomandato**: dati di attività (t o m³), fattore di emissione (t CO₂/t o t CO₂/m³), fattore di conversione.



Le formule del metodo standard per le emissioni di combustione e di processo e i parametri sono riportati nell'allegato III, sezione B.3.1, del regolamento di esecuzione e sono discussi più dettagliatamente in appresso.

Emissioni di combustione⁷⁸

Le emissioni di combustione sono calcolate come:

$$Em = AD \cdot EF \cdot OF \quad (\text{Equazione 5})$$

dove:

Em...emissioni [t CO₂];

AD... dati di attività [TJ], calcolati come $AD = FQ \cdot NCV$ (Equazione 6);

EF...fattore di emissione [t CO₂/TJ, t CO₂/t o t CO₂/Nm³];

OF...fattore di ossidazione (adimensionale), calcolato come $OF = 1 - C_{ash}/C_{total}$ (Equazione 7);

e:

FQ... quantità di combustibile [t o m³];

NCV... potere calorifico netto (potere calorifico inferiore) [TJ/t o TJ/m³];

C_{ash}... carbonio contenuto nelle ceneri e nella polvere di depurazione dei gas effluenti (fuliggine);

C_{total}... carbonio totale contenuto nel combustibile bruciato.

I fattori con unità in tonnellate sono solitamente impiegati per i solidi e i liquidi. L'Nm³ è solitamente utilizzato per i combustibili gassosi. Nella pratica, per ottenere numeri di grandezza analoga, i valori sono solitamente indicati in [1 000 Nm³].

Il **fattore di ossidazione** per le emissioni di combustione è generalmente determinato mediante analisi di laboratorio. Le due variabili C di cui sopra sono espresse come [tonnellate C], ossia la quantità di materiale o combustibile moltiplicata per la concentrazione di carbonio in esso contenuta. Di conseguenza non solo il tenore di carbonio delle ceneri deve essere determinato mediante analisi, occorre determinare anche la quantità di ceneri per il periodo per il quale è stabilito il fattore di ossidazione.

⁷⁸ Il regolamento di esecuzione definisce le "emissioni di combustione" come *emissioni di gas a effetto serra prodotte durante la reazione esotermica di un combustibile con l'ossigeno*.

Al fine di ridurre lo sforzo di monitoraggio, il gestore può sempre utilizzare l'ipotesi prudenziale secondo cui **OF = 1**.

Semplificato!

Per le emissioni di combustione, il fattore di emissione è solitamente espresso in relazione al contenuto energetico (NCV) del combustibile piuttosto che alla sua massa o al suo volume:

- se il fattore di emissione di un combustibile deve essere calcolato dalle analisi del tenore di carbonio e dell'NCV, si applica l'equazione seguente: $EF_i = CC_i \cdot \frac{f}{NCV_i}$ (Equazione 8)
- se il fattore di emissione di un materiale o combustibile espresso in t CO₂/t deve essere calcolato dal tenore di carbonio analizzato, si applica l'equazione 9 seguente: $EF_i = CC_i \cdot f$. Dove f è il rapporto tra la massa molare di CO₂ e C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$.

È accettabile modificare l'approccio di cui sopra, qualora si dimostri che è possibile ottenere una maggiore accuratezza, come segue:

- i dati di attività sono espressi come quantità di combustibile (ossia in t o m³), piuttosto che utilizzando l'equazione di cui sopra;
- EF è espresso in t CO₂/t di combustibile o t CO₂/m³ di combustibile, a seconda dei casi; e
- l'NCV può essere omesso dal calcolo se si usa un EF espresso in t Co₂/t₂/t di combustibile. Tuttavia un miglioramento raccomandato consiste nel riferire l'NCV per poter verificare la coerenza e svolgere il proprio monitoraggio dell'efficienza energetica dell'intero processo di produzione.



Se è utilizzata come combustibile per la combustione e rispetta i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra stabiliti dalla direttiva sulle energie rinnovabili (RED II)⁷⁹, la **biomassa** può avere un fattore di emissione pari a zero. Ciò si applica soltanto ai fini contabili, mentre fisicamente l'impianto continua a emettere CO₂. Dettagli in merito a questi "criteri RED II" sono riportati nella sezione 6.5.4.

Se sono utilizzati combustibili misti (ossia combustibili che contengono componenti tanto fossili quanto da biomassa), il fattore di emissione deve essere determinato in base al fattore di emissione preliminare e alla frazione di biomassa del combustibile secondo l'equazione che segue:

$$EF = EF_{pre} \cdot (1 - BF) \quad (\text{Equazione 10})$$

dove:

EF...fattore di emissione;

EF_{pre}... fattore di emissione preliminare (ossia il fattore di emissione nell'ipotesi che il combustibile sia totalmente fossile);

⁷⁹ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Cfr.: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07>.

BF... frazione di biomassa (adimensionale).

Per i combustibili fossili e se la frazione di biomassa è sconosciuta, BF è impostato sul valore prudenziale zero.

Emissioni di processo⁸⁰

Le emissioni di processo sono calcolate come segue:

$$Em = AD \cdot EF \cdot CF \quad (\text{Equazione 11})$$

dove:

Em...emissioni [t CO₂];

AD...dati di attività [t del materiale];

EF...fattore di emissione [t CO₂/t];

CF... fattore di conversione (adimensionale).

Il gestore può utilizzare l'ipotesi prudenziale secondo cui **CF = 1** al fine di ridurre lo sforzo di monitoraggio.

Semplificato!

I dati di attività nell'equazione di cui sopra possono riferirsi a: un materiale in entrata; o al materiale in uscita risultante dal processo. A tal fine sono possibili due metodi di calcolo delle emissioni di processo: il metodo A (basato sui materiali in entrata) e il metodo B (basato sui materiali in uscita).

Entrambi i metodi sono considerati equivalenti. Tuttavia il metodo B (basato sui materiali in uscita) **può essere utilizzato soltanto se le emissioni di processo di CO₂ derivano da carbonati**. Per le emissioni di processo di CO₂ diverse da quelle dei carbonati, si dovrebbe utilizzare esclusivamente il metodo A. Durante la **desolforazione dei gas effluenti** si verifica un caso importante di emissioni di processo di carbonati che devono essere incluse nel calcolo delle emissioni relative alle unità di produzione di calore, energia elettrica e CHP (cfr. sezioni da 6.7.2 e 6.7.4)⁸¹.

⁸⁰ Il regolamento di esecuzione definisce le "emissioni di processo" come *emissioni di gas a effetto serra diverse dalle emissioni di combustione, risultanti da reazioni volute e non volute tra sostanze o dalla loro trasformazione, per una finalità primaria diversa dalla generazione di calore, compreso dai seguenti processi:*

- a) *la riduzione chimica, elettrolitica o pirometallurgica di composti metallici presenti nei minerali, concentrati e materiali secondari;*
- b) *l'eliminazione di impurità da metalli e composti metallici;*
- c) *la decomposizione di carbonati, compresi quelli utilizzati per la depurazione dei gas effluenti;*
- d) *le sintesi chimiche di prodotti e prodotti intermedi nelle quali il materiale contenente carbonio partecipa alla reazione;*
- e) *l'impiego di additivi o materie prime contenenti carbonio;*
- f) *la riduzione chimica o elettrolitica di ossidi metallici od ossidi non metallici come gli ossidi di silicio e i fosfati.*

⁸¹ Un secondo tipo di emissioni di processo per la depurazione dei gas effluenti si verifica quando l'urea è utilizzata per eliminare gli NO_x.

Emissioni di processo di materiali carbonati

Ai fini del calcolo delle emissioni di processo derivanti dalla decomposizione termica dei materiali (inorganici) a base di carbonati, è possibile optare per uno dei due metodi seguenti:

- **metodo A (basato sui materiali in entrata):** il fattore di emissione, il fattore di conversione e i dati di attività si riferiscono alla quantità di materiale in entrata (carbonati) nel processo, per la quale dovrebbero essere utilizzati i fattori di emissione standard per i carbonati di cui all'allegato VIII, sezione 2, tabella 3, del regolamento di esecuzione (tenendo conto della composizione del materiale);
- **metodo B (basato sui materiali in uscita):** il fattore di emissione, il fattore di conversione e i dati di attività si riferiscono alla quantità di materiale in uscita (ossidi metallici) dal processo, per la quale dovrebbero essere utilizzati i fattori di emissione standard per gli ossidi metallici di cui all'allegato VIII, sezione 2, tabella 4, del regolamento di esecuzione (tenendo conto della composizione del materiale).

I fattori standard menzionati figurano anche nell'**Allegato D** del presente documento di orientamento.

Nello scegliere il metodo da impiegare, si dovrebbe utilizzare quello che fornisce i risultati più accurati **per ciascun flusso di fonti**, tenendo conto dei sistemi di misura disponibili per i dati di attività, e che consente di evitare costi sproporzionatamente elevati.

Emissioni di processo di materiali misti

Nel caso di materiali in entrata misti che contengono forme inorganiche e organiche di carbonio, il gestore può decidere:

- di stabilire un fattore di emissione preliminare totale per il materiale misto analizzando il tenore di carbonio totale e utilizzando un fattore di conversione e, se del caso, una frazione di biomassa e il potere calorifico netto corrispondente al tenore totale di carbonio; o
- di determinare separatamente il tenore del materiale organico e di quello inorganico e trattarli come due flussi di fonti distinti.

In entrambi i casi si deve applicare il metodo A. Per la frazione di biomassa dei materiali misti, il fattore di emissione per la biomassa può essere fissato a zero, a condizione che la finalità principale dell'uso del materiale sia diversa dalla produzione di energia (ossia occorre chiarire che è effettivamente conforme alla definizione di "emissioni di processo"⁸⁰). Se la finalità principale è la generazione di calore, i criteri "RED II" devono essere soddisfatti per consentire di considerare le emissioni pari a zero, come discusso nella sezione 6.5.4 "Norme per la biomassa".

6.5.1.2 Metodo del bilancio di massa

Come l'approccio standard, l'approccio del bilancio di massa è un metodo basato su calcoli volto a determinare le emissioni di un impianto. È utilizzato con impianti complessi, ad esempio nel caso di un'acciaieria integrata, dove può essere difficile collegare le emissioni direttamente ai singoli materiali in entrata, perché i prodotti (e i rifiuti) contengono quantità significative di carbonio.

Utilizzando un approccio del bilancio di massa, si utilizza un bilancio completo del carbonio in entrata nell'impianto e in uscita dallo stesso o una sua parte definita. Le quantità di CO₂ pertinenti per ciascun flusso di fonti sono calcolate in base al tenore di carbonio di ciascun materiale, senza distinzione tra combustibili e materiali di processo. Del carbonio non emesso che lascia l'impianto nei prodotti si tiene conto nei flussi di fonti in uscita, i cui dati di attività sono quindi negativi.

Le formule e i parametri del metodo del bilancio di massa sono stabiliti nell'allegato III, sezione B.3.2, del regolamento di esecuzione.

- Le prescrizioni fondamentali per l'utilizzo del metodo dell'approccio del bilancio di massa sono le seguenti: prescrizione minima: quantità di materiale (t), tenore di carbonio (t C/t materiale); **miglioramento raccomandato**: quantità di materiale (t), tenore di carbonio (t C/t materiale), NCV (TJ/t), frazione di biomassa.



Nel definire un approccio di monitoraggio basato sul bilancio di massa occorre tenere conto delle seguenti osservazioni:

- le emissioni di monossido di carbonio (CO) nell'atmosfera non sono conteggiate come flusso di fonti in uscita nel bilancio di massa, ma sono considerate come la quantità molare equivalente di emissioni di CO₂. Ciò è facilmente realizzabile semplicemente non elencando il CO come materiale in uscita;
- è importante rispettare il principio di completezza dei dati di monitoraggio, ossia quello secondo cui tutti i materiali e i combustibili in entrata devono essere presi in considerazione, se non sono monitorati con un approccio che esula dal bilancio di massa.

Il bilancio di massa è attuato calcolando le emissioni corrispondenti a ciascun flusso di fonti come segue: $E m_k = f \cdot A D_k \cdot C C_k$ (Equazione 12)

dove:

$A D_k$ dati di attività [t] del materiale k ; per i materiali in uscita, $A D_k$ è negativo;

f è il rapporto tra le masse molari di CO₂ e C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$ e

$C C_k$ è il tenore di carbonio del materiale k (adimensionale e positivo).

Se il tenore di carbonio di un combustibile k è calcolato a partire da un fattore di emissione espresso in t CO₂/TJ, si applica l'equazione seguente: $C C_k = E F_k \cdot N C V_k / f$ (Equazione 13).

Se il tenore di carbonio di un materiale o di un combustibile k è calcolato a partire da un fattore di emissione espresso in t CO₂/t, si applica l'equazione seguente: $C C_k = E F_k / f$ (Equazione 14).

Tattamento della biomassa nei bilanci di massa

Le emissioni da biomassa possono essere soggette a un fattore di emissione pari a zero se la biomassa soddisfa i criteri "RED II" (cfr. 6.5.4). Poiché tali criteri si applicano soltanto all'uso energetico della biomassa, per tali flussi di fonti occorre stabilire se sono utilizzati principalmente per finalità energetiche. Ad esempio il carbone di legna utilizzato come agente riducente in un altoforno può essere considerato un uso primario non energetico.

Per i combustibili misti o i materiali contenenti biomassa inclusi come materiali in entrata in un bilancio di massa, il tenore preliminare di carbonio deve essere adeguato soltanto per tenere conto della frazione fossile. Se la frazione di biomassa non è nota, occorre considerare come se non fosse utilizzata alcuna biomassa:

$$CC_k = CC_{pre,k} \cdot (1 - BF_k) \quad (\text{Equazione 15})$$

dove:

$CC_{pre,k}$ è il contenuto preliminare di carbonio del carburante k (ossia il fattore di emissione che presuppone che il combustibile sia totalmente fossile) e

BF_k è la frazione di biomassa del combustibile k (adimensionale).

Se si usa biomassa come combustibile o materiale in entrata e i materiali in uscita contengono carbonio, il bilancio di massa complessivo considera la frazione di biomassa in modo prudenziale, vale a dire che la frazione di biomassa nel carbonio totale in uscita non supera la frazione totale di biomassa contenuta nei combustibili e nei materiali in entrata, tranne nel caso in cui il gestore fornisca la prova di una frazione di biomassa più elevata nei materiali in uscita con un metodo di "tracciamento dell'atomo" (stechiometrico) o con analisi del carbonio-14 (C14).

6.5.1.3 Norme per i dati di attività

La sezione B.4 dell'allegato III del regolamento di esecuzione stabilisce le prescrizioni per la determinazione dei dati di attività. Si applicano due approcci generici:

- **conteggi continui** effettuati per il processo quando il materiale è consumato o prodotto;
- **determinazione per lotto**: le quantità consegnate o prodotte separatamente (per lotti) sono sommate nel corso dell'anno di riferimento tenendo conto delle pertinenti variazioni delle scorte. A tal fine si applicano le formule seguenti:
 - $Cons = I - E + S_{start} - S_{end}$;
 - $Prod = E - I - S_{start} + S_{end}$.

Dove: $Cons$ è la quantità di combustibile o materiale consumata durante il periodo di riferimento; I è la quantità di combustibile o materiale "importata"⁸² nell'impianto durante il periodo di riferimento; E è la quantità di combustibile o materiale "esportato"⁸³ dall'impianto durante il periodo di riferimento; S_{start} sono le scorte all'inizio del periodo di riferimento e S_{end} sono le scorte alla fine del periodo di riferimento.

Se il gestore ritiene che la determinazione dei quantitativi delle scorte mediante misurazione diretta comporterebbe costi sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 6.4.5), tali quantitativi possono essere stimati sulla base di dati degli anni precedenti e correlati a livelli di attività adeguati per il periodo di riferimento oppure sulla base di procedure documentate e dei rispettivi dati contenuti in bilanci sottoposti a revisione contabile per il

⁸² L'"importazione" nell'impianto comprende gli acquisti e i quantitativi ricevuti senza transazione commerciale, ad esempio materiali ricevuti da siti minerari propri del gestore.

⁸³ L'"esportazione" dall'impianto comprende le vendite e i quantitativi trasferiti al di fuori dell'impianto per altre finalità, ad esempio materiali inviati a un impianto esterno di trattamento dei rifiuti o di riciclaggio dei rottami.

periodo di riferimento. Inoltre, se l'utilizzo della data esatta alla fine del periodo di riferimento comporta costi irragionevoli, il giorno successivo più appropriato può essere scelto per separare un periodo di riferimento da quello successivo. Gli scostamenti riguardanti ciascun prodotto, materiale o combustibile devono essere registrati in modo chiaro, così da costituire la base di un valore rappresentativo per il periodo di riferimento ed essere considerati in maniera coerente rispetto all'anno successivo.

A norma del regolamento di esecuzione, è preferibile utilizzare misurazioni che sono sotto il controllo del gestore. Tuttavia se l'impianto del gestore non dispone degli strumenti di misurazione pertinenti, è accettabile, al fine di limitare i costi di monitoraggio, utilizzare altre misurazioni, in particolare strumenti appartenenti al fornitore di combustibili o materiali, quando si tratta di una transazione commerciale, il che richiede una qualità degli strumenti tale da consentire la fiducia reciproca (si tratta spesso di strumenti nell'ambito del "controllo metrologico legale"). Si raccomanda inoltre di utilizzare tali strumenti al di fuori del controllo del gestore nel caso in cui producano risultati più accurati rispetto agli strumenti propri del gestore o qualora vi siano altri motivi che determinano un minore rischio di errori nel flusso dei dati (cfr. sezione 6.4.6 sulle misure di controllo).

Se il gestore utilizza sistemi di misurazione al di fuori del proprio controllo, è possibile utilizzare le letture dirette di tale sistema di misura, se possibile, o importi tratti dalle fatture emesse dal partner commerciale.

Prescrizioni per i sistemi di misura

Il concetto chiave per giudicare la qualità di uno strumento di misura è l'"incertezza" associata ai valori letti dallo strumento. Il gestore deve disporre di una comprensione approfondita di tale concetto per scegliere la fonte di dati "migliore". Cfr. a tal fine anche la sezione 6.4.4 (Choosing best available data sources). Il regolamento di esecuzione prevede un intervallo di valori di orientamento: per le emissioni di entità maggiore (flussi di fonti che comportano emissioni superiori a 500 000 t di CO₂ l'anno), l'incertezza sulla comunicazione completa dovrebbe presentare un valore pari a 1,5 % o migliore, mentre per le fonti di dimensioni inferiori è considerata accettabile un'incertezza inferiore al 7,5 %. Tali valori si intendono applicati se non comportano costi sproporzionatamente elevati.

Se il gestore deve sostituire uno strumento di misura, ad esempio a causa di un malfunzionamento o perché dalla taratura risulta che l'incertezza desiderata non è più soddisfatta, lo deve sostituire con uno strumento che garantisca il rispetto di un livello di incertezza pari o migliore di quello dello strumento esistente (ossia il gestore dovrebbe sempre cercare di migliorare il metodo di monitoraggio, ma mantenere almeno il livello esistente).

6.5.1.4 Norme per i fattori di calcolo

I fattori di calcolo sono tutte le variabili utilizzate negli approcci basati su calcoli fatta eccezione per i dati di attività. La presente sezione riguarda le norme relative al fattore di emissione (EF), al potere calorifico netto (NCV), al fattore di ossidazione (OF), al fattore di conversione (CF), al tenore di carbonio (CC) e alla frazione di biomassa (BF) per le formule di cui alle sezioni 6.5.1.1 (metodo standard) e 6.5.1.2 (bilancio di massa).

In linea di principio i fattori di calcolo sono le *informazioni qualitative* sui flussi di fonti, che possono essere determinate mediante analisi di laboratorio. Tuttavia, poiché

comportano sforzi significativi e richiedono competenze specialistiche, i fattori di calcolo sono spesso impostati su valori fissi nella metodologia di monitoraggio. Ciò è giustificato in quanto, in media su un intero sistema di comunicazione dei gas a effetto serra, forniscono dati sufficientemente rappresentativi.

I fattori di calcolo devono essere determinati in maniera coerente con lo stato utilizzato per i dati di attività correlati. Ad esempio se i dati di attività si riferiscono al carbone pesato come prelevato da un cumulo che può contenere un'umidità significativa a causa della pioggia o della prevenzione delle polveri, occorre determinare anche l'NCV e il tenore di carbonio secondo lo stesso livello di umidità. Se le analisi di laboratorio sono effettuate su materiale asciutto, i dati di attività devono essere adeguati in funzione dell'umidità o viceversa.

Il regolamento di esecuzione consente i seguenti metodi per stabilire i fattori di calcolo (con un aumento della qualità dei dati, ossia i primi sono destinati a flussi di fonti piuttosto piccoli, mentre per le emissioni di maggiore entità si raccomanda il miglior tipo di analisi):

1. **valori fissi** ("valori standard di tipo I");
2. **valori fissi** ("valori standard di tipo II");
3. **correlazioni** per determinare i dati surrogati;
4. **analisi di laboratorio** effettuate al di fuori del controllo del gestore, ad esempio dal fornitore del combustibile o del materiale, contenute nei documenti di acquisto, senza ulteriori informazioni sui metodi applicati;
5. analisi di laboratorio effettuate in laboratori non accreditati, oppure in laboratori accreditati, ma con metodi di campionamento semplificati; e
6. analisi di laboratorio effettuate in laboratori accreditati, applicando le migliori pratiche in materia di campionamento.

Valori fissi

Il gestore può scegliere tra una serie relativamente ampia di opzioni per trovare il valore più appropriato per ciascuno dei fattori di calcolo di ciascun flusso di fonti da monitorare. Al fine di garantire la coerenza nel corso del tempo e di evitare variazioni arbitrarie dei dati, è necessario indicare nella documentazione scritta della metodologia di monitoraggio (MMD) i valori utilizzati. In alcuni casi (ad esempio gli inventari nazionali dei gas a effetto serra del paese in cui è situato l'impianto), tali valori possono variare nel tempo. In tal caso occorre documentare e attuare una procedura che consenta di aggiornare regolarmente tale valore (nell'esempio in questione la procedura comporterebbe ad esempio che una determinata persona sia responsabile, una volta l'anno, prima di compilare tutti i dati sulle emissioni, della consultazione dell'ultimo inventario nazionale dei gas a effetto serra e di detta determinazione del fattore richiesto a partire da tale inventario).

I seguenti sono considerati "valori standard di tipo I":

- i fattori standard di cui all'allegato VIII del regolamento di esecuzione (allegati al presente documento di orientamento come Allegato D);

- i fattori standard contenuti nelle ultime linee guida dell'IPCC per gli inventari dei gas serra⁸⁴;
- i valori basati su analisi di laboratorio effettuate in passato, risalenti a non più di cinque anni prima e considerate rappresentative per il combustibile o il materiale.

I seguenti sono considerati "valori standard di tipo II" (considerati più accurati rispetto ai valori di "tipo I"):

- i fattori standard usati dal paese in cui si trova l'impianto per l'ultimo documento sull'inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici;
- i valori pubblicati da istituti di ricerca nazionali, autorità pubbliche, enti di normazione, uffici statistici ecc. ai fini di una comunicazione delle emissioni più disaggregata rispetto al punto precedente⁸⁵;
- i valori indicati e garantiti dal fornitore di un combustibile o di un materiale se vi è la prova che il tenore di carbonio presenta un intervallo di confidenza del 95 % non superiore all'1 %⁸⁶;
- i valori stechiometrici per il tenore di carbonio e i relativi valori indicati nella letteratura per il potere calorifico netto (NCV) della sostanza pura;
- i valori basati su analisi di laboratorio effettuate in passato, risalenti a non più di due anni prima e considerate rappresentative per il combustibile o il materiale.

Correlazioni per determinare i dati surrogati

È possibile determinare un valore approssimativo del tenore di carbonio o del fattore di emissione in base ai seguenti parametri:

- misura della densità di oli o gas specifici, compresi quelli comunemente utilizzati nelle raffinerie o nell'industria dell'acciaio;
- potere calorifico netto per tipi specifici di carbone.

La condizione preliminare per l'utilizzo di tale correlazione consiste nella possibilità per il gestore di stabilire una correlazione empirica almeno una volta l'anno utilizzando analisi di laboratorio che soddisfano i requisiti indicati di seguito. La differenza rispetto all'utilizzo diretto di analisi per la determinazione dei fattori di calcolo risiede nel fatto che è necessario effettuare le analisi solo una volta l'anno per stabilire le correlazioni e non per ciascun lotto di materiale. Ciò riduce i costi complessivi del monitoraggio da parte del gestore.

⁸⁴ Gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC) delle Nazioni Unite, Linee guida IPCC per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra. Si noti che anche i valori di cui all'allegato VIII del regolamento di esecuzione sono tratti da questa fonte, ma le linee guida IPCC contengono una quantità maggiore di dati rispetto a detto allegato.

⁸⁵ Ad esempio, l'inventario nazionale dei gas a effetto serra può utilizzare un solo fattore di emissione per il carbone nel paese, ma un istituto di ricerca può aver pubblicato fattori diversi rappresentativi delle diverse miniere di carbone o regioni minerarie. Se il gestore conosce la fonte del proprio carbone, questi ultimi fattori saranno più appropriati.

⁸⁶ Se non è rispettato tale livello di variazione, il valore è considerato un valore di "tipo I".

Prescrizioni per le analisi di laboratorio

La presente sezione si applica a tutti i tipi di analisi di laboratorio necessarie per determinare le proprietà dei materiali e per stabilire correlazioni (cfr. sopra). Si noti che ciò non si limita ai flussi di fonti e agli approcci basati su calcoli, ma può anche riguardare le merci prodotte⁸⁷ e tutte le misurazioni utilizzate per gli approcci fondati su misure.

Per ogni lotto di materiale o combustibile sottoposto ad analisi è necessario un campione rappresentativo. I risultati delle analisi sono utilizzati soltanto nel calcolo del lotto da cui è stato prelevato il campione.

Le analisi, il campionamento, le tarature e le convalide necessari per determinare i fattori di calcolo devono essere svolti applicando metodi fondati sulle norme ISO corrispondenti. In assenza di tali norme, i metodi si devono fondare su norme EN (europee) o nazionali adeguate o sui requisiti stabiliti in un "sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica (MRV) ammissibile" (cfr. sezione 6.5.3). In assenza di norme tecniche pubblicate, è possibile ricorrere a progetti di norme adeguate, agli orientamenti sulle migliori prassi del settore o ad altre metodologie scientificamente dimostrate, limitando gli errori sistematici di campionamento e misura.

Frequenza delle analisi

Il numero di analisi per combustibile o materiale l'anno incide notevolmente sui costi complessivi del monitoraggio. È pertanto auspicabile non effettuare troppe analisi. Tuttavia, quando i materiali sono molto eterogenei, sono necessarie più analisi. Di seguito è trattata la frequenza delle analisi richiesta o raccomandata. Questo aspetto non deve essere frainteso interpretandolo come la frequenza del prelievo dei campioni, che sarà discussa più avanti.

La sezione B.5.4.2 del regolamento di esecuzione contiene una tabella con la frequenza minima delle analisi per i diversi tipi di materiali. I valori riportati si fondano sull'esperienza acquisita nell'ambito dell'EU ETS affinché le analisi costituiscano utili ordini di grandezza. Se il gestore intende discostarsi da tale tabella, dovrebbe considerare quanto segue:

- se l'impianto applica un "sistema MRV ammissibile" (cfr. sezione 6.5.3), è possibile utilizzare la frequenza di analisi applicabile in tale sistema per lo stesso tipo di materiale o combustibile;
- se la frequenza minima riportata comporterebbe un costo sproporzionatamente elevato;
- se il combustibile o il materiale è sufficientemente omogeneo (fatto dimostrato sulla base di dati relativi a periodi di riferimento recenti), è possibile applicare frequenze di analisi inferiori. Ciò si verifica se le variazioni dei valori analitici per il rispettivo combustibile o materiale non superano 1/3 dell'incertezza applicata nel determinare i dati di attività del combustibile o del materiale in questione.

⁸⁷ Cfr. le sezioni specifiche per settore di cui alla sezione 7 che menzionano parametri supplementari che devono essere comunicati insieme alle emissioni incorporate.

Se la tabella non contiene una frequenza minima applicabile, la scelta migliore è utilizzare questa regola di 1/3, ossia scegliere di svolgere analisi secondo la frequenza corrispondente a un'incertezza di 1/3 per l'intero periodo di riferimento.

Tabella 6-2: frequenze minime di analisi conformemente al regolamento di esecuzione.

Combustibile/materiale	Frequenza minima delle analisi
Gas naturale	Almeno ogni settimana
Altri gas, in particolare gas di sintesi e gas di processo come gas misti di raffineria, gas di cokeria, gas di altoforno, gas di convertitore, gas di giacimenti petroliferi e di gas	Almeno 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 emissioni di 50 000 tonnellate di CO ₂ 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 emissioni di 50 000 tonnellate di CO ₂ e almeno quattro volte l'anno

Nota relativa al "numero di volte l'anno" nella Tabella 6-2 di cui sopra: se l'impianto funziona unicamente per una parte dell'anno, o se i combustibili o i materiali sono consegnati in lotti che sono consumati nell'arco di un periodo superiore ad un periodo di riferimento, è possibile scegliere un calendario più adeguato per le analisi, a condizione che ciò comporti un'incertezza analoga a quella prevista all'ultimo punto del comma precedente.

"Frequenza del campionamento" rispetto a "frequenza delle analisi"⁸⁸

Il regolamento di esecuzione fa riferimento alla "frequenza delle analisi" nell'allegato III, sezione B.5.4.2. A seconda della situazione specifica, il gestore può specificare nella documentazione della metodologia di monitoraggio, ad esempio, che la frequenza minima delle analisi del fattore di emissione di un determinato flusso di fonti è quattro volte l'anno.

Il termine "frequenza delle analisi" non deve essere confuso con la "frequenza del campionamento", ossia la frequenza del prelievo di campioni o degli incrementi da un lotto o una consegna di un combustibile o materiale. In generale, per ottenere risultati rappresentativi, nel corso dell'anno è necessario prelevare molti più campioni/incrementi rispetto a quattro.

Esempio: una centrale a carbone brucia 500 000 tonnellate di carbone l'anno. Conformemente alla Tabella 6-2, il gestore è tenuto a svolgere analisi almeno ogni 20 000 tonnellate di carbone. Ciò porterà all'analisi di almeno 25 campioni di laboratorio diversi ogni anno. L'obiettivo principale del piano di campionamento, che comprende anche la frequenza del campionamento, è preparare (almeno) 25 campioni di laboratorio rappresentativi di ciascun lotto di 20 000 tonnellate. Per disporre di campioni rappresentativi di laboratorio occorre prelevare più di un solo campione/incremento da ogni lotto di 20 000 tonnellate.

Campionamento

I campioni devono essere rappresentativi del lotto totale o del periodo di consegna per i quali sono stati prelevati. Per garantire la rappresentatività, si deve tenere conto dell'eterogeneità del materiale, nonché di tutti gli altri aspetti, come l'attrezzatura di campionamento disponibile, la possibile segregazione delle fasi o la distribuzione locale della granulometria, la stabilità dei campioni, ecc. Il metodo di campionamento deve essere definito nella documentazione relativa alla metodologia di monitoraggio.

Si raccomanda di utilizzare un **piano di campionamento** dedicato per ciascun combustibile o materiale in base alle norme applicabili, contenente le informazioni sulle metodologie per la preparazione dei campioni, comprese informazioni sulle responsabilità, i luoghi, le frequenze e i quantitativi, oltre che sui metodi impiegati per lo stoccaggio e il trasporto dei campioni. Orientamenti più dettagliati sui piani di campionamento (anche se dal punto di vista dell'EU ETS anziché del CBAM) sono contenuti nel documento di orientamento n. 5 della Commissione sull'EU ETS (cfr. nota 88).

Raccomandazioni per i laboratori

I laboratori utilizzati per l'espletamento delle analisi per determinare i fattori di calcolo devono essere accreditati conformemente alla norma ISO/IEC 17025 per i metodi analitici in questione. È possibile ricorrere a laboratori non accreditati per determinare i fattori di calcolo solo se vi è la prova che l'accesso ai laboratori accreditati non è tecnicamente realizzabile o comporterebbe costi sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 6.4.5) e che

⁸⁸ Testo basato sul documento di orientamento n. 5 sul monitoraggio e sulla comunicazione nel contesto dell'EU ETS ("Campionamento e analisi"), https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-10/policy_ets_monitoring_gd5_sampling_analysis_en.pdf.

il laboratorio non accreditato è sufficientemente competente. Un laboratorio è considerato sufficientemente competente se soddisfa tutti i requisiti seguenti:

- è economicamente indipendente dal gestore o almeno non influenzato a livello organizzativo dagli organi di gestione dell'impianto;
- applica le norme applicabili alle analisi richieste;
- impiega personale competente per le mansioni specifiche assegnate;
- gestisce in modo adeguato il campionamento e la preparazione dei campioni, compreso il controllo dell'integrità dei campioni;
- esegue regolarmente il controllo della qualità su tarature, campionamenti e metodi analitici, con metodi adeguati, ivi compresa la partecipazione periodica a programmi di verifica dell'idoneità nel cui ambito si applicano metodi analitici ai materiali di riferimento certificati o si effettuano confronti incrociati con un laboratorio accreditato; e
- gestisce in modo adeguato le apparecchiature, anche attraverso il mantenimento e l'attuazione di procedure per la taratura, l'adeguamento, la manutenzione e la riparazione, nonché la tenuta di registri relativi a queste apparecchiature.

Determinazione della frazione di biomassa

Per la determinazione della frazione di biomassa occorre tener conto di alcune norme supplementari:

- la frazione di biomassa deve essere determinata soltanto per i materiali misti contenenti biomassa e frazioni fossili. Per i combustibili fossili puri, la frazione di biomassa è pari a zero. Per la biomassa pura, si tratta di un'unica sostanza (100 %);
- se la frazione di biomassa è difficile da analizzare o se il gestore non intende applicare un valore pari a zero (ad esempio perché la frazione di biomassa è comunque decisamente esigua), è possibile applicare l'approccio prudentiale ipotizzando che l'intero materiale sia fossile;
- soltanto la biomassa che soddisfa i criteri "RED II" (cfr. sezione 6.5.4) può essere contabilizzata come "frazione di biomassa". Qualsiasi altra biomassa rimanente è conteggiata come parte della frazione fossile.

Orientamenti supplementari:

- se si desidera determinare la frazione di biomassa mediante analisi di laboratorio, la norma appropriata da utilizzare è la ISO 21644:2021 (Combustibili solidi secondari - Metodi per la determinazione del contenuto di biomassa) o EN 15440 (Combustibili solidi secondari - Metodo per la determinazione del contenuto di biomassa). Tali norme offrono tre metodi (metodo della dissoluzione selettiva; metodo della cernita manuale; metodo del carbonio-14 (C14)). Tutti e tre i metodi presentano vantaggi e svantaggi. Di conseguenza il metodo da utilizzare deve essere selezionato con cura per la finalità specifica del flusso di fonti in questione, tenendo conto dei limiti di ciascun metodo descritti nella norma;

- poiché gli impianti industriali utilizzano spesso rifiuti provenienti da processi di produzione definiti provenienti da impianti propri o da impianti vicini, la composizione dei rifiuti è spesso nota. Di conseguenza costituisce un approccio accettabile per determinare la frazione di biomassa sulla base di un tipo di bilancio di massa del processo che produce i rifiuti, ove possibile. Ad esempio, se i rifiuti di un produttore di pannelli di particelle di legno vengono bruciati, può essere possibile determinare la frazione di biomassa (legno) e la frazione fossile (resine) a partire dalla "ricetta" dei pannelli.

6.5.2 *Metodologia fondata su misure – Sistemi di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS)*

A differenza degli approcci basati su calcoli, i gas a effetto serra presenti nei gas di scarico di un impianto al camino possono essere misurati. Tale attività risulta difficile negli impianti con numerosi punti di emissione (camini) o addirittura impossibile, laddove sia necessario tenere conto delle emissioni fuggitive. Di contro, la forza delle metodologie fondate su misure è l'indipendenza del numero di combustibili e materiali diversi utilizzati (ad esempio quando vengono bruciati molti tipi di rifiuti diversi).

L'applicazione di CEMS (sistemi di misurazione in continuo delle emissioni) richiede sempre due elementi:

- la misurazione della concentrazione dei gas a effetto serra; e
- la misurazione della portata volumetrica del flusso di gas nel quale avviene la misurazione.

Il regolamento di esecuzione del CBAM impone l'uso obbligatorio dell'approccio fondato su misure per il monitoraggio delle emissioni di N₂O, laddove tale gas sia definito come un'emissione di gas a effetto serra pertinente per la merce CBAM (ossia per la produzione di acido nitrico e di concimi).

Il regolamento di esecuzione stabilisce prescrizioni dettagliate in merito all'allegato III, sezione B.6. Le prescrizioni essenziali sono sintetizzate qui di seguito.

Calcolo delle emissioni di un periodo di riferimento (emissioni annue)

$$GHGEM_{total}[t] = \sum_{i=1}^{HoursOp} (GHGconc_{hourly,i} \cdot V_{hourly,i}) \cdot 10^{-6}[t/g] \quad (\text{Equazione 16})$$

dove:

$GHG Em_{total}$ sono le emissioni annue totali di gas serra in tonnellate; $GHG conc_{hourly,i}$ sono le concentrazioni orarie di emissioni di gas serra in g/Nm³ nel flusso dei gas effluenti misurate durante il funzionamento per un'ora o durante un periodo di riferimento più breve i ; $V_{hourly,i}$ è il volume dei gas effluenti in Nm³ per un'ora i , determinato integrando la portata sull'ora, e $HoursOp$ è il numero totale di ore per il quale è applicata la metodologia fondata su misure, ivi comprese le ore per le quali i dati sono stati sostituiti conformemente alla sezione B.6.2.6 del presente allegato. L'indice i si riferisce alla singola ora di funzionamento.

I valori orari devono essere le medie di tutte le singole misurazioni effettuate durante tale ora. Si noti che, invece delle ore complete, possono essere utilizzati altri periodi di riferimento (ad esempio mezz'ora), se ciò è più adatto alla configurazione dello strumento di misura o alle prescrizioni per le misurazioni effettuate per altre finalità presso l'impianto.

Emissioni di CO₂ da biomassa

Ove pertinente, eventuali quantitativi di emissioni di CO₂ derivanti da biomassa conforme ai "criteri RED II" (cfr. sezione 6.5.4) possono essere dedotti dalle emissioni totali di CO₂. A tal fine, per determinare la quantità di emissioni di CO₂ da biomassa si deve impiegare uno dei seguenti metodi:

1. una metodologia basata su calcoli, che determina separatamente le frazioni di biomassa di tutti i flussi di fonti utilizzati;
2. metodologie che si fondano su analisi e campionamento sulla base della norma ISO 13833 (Emissioni da sorgente fissa — Determinazione del rapporto tra anidride carbonica derivante da biomassa (biogenica) e fossile — Campionamento e determinazione del radiocarbone);
3. il "metodo del bilancio" basato sulla norma ISO 18466 (Emissioni da sorgente fissa — Determinazione della frazione biogenica di CO₂ nei gas di camino ricorrendo al metodo del bilancio);
4. altri metodi basati su norme internazionali;
5. altri metodi consentiti da un sistema MRV ammissibile (cfr. sezione 6.5.3).

Determinazione della portata dei gas effluenti

La misurazione della portata dei gas effluenti è difficile, in quanto il punto o i punti di misura devono essere selezionati in modo tale che la misurazione sia rappresentativa della sezione trasversale dell'intero camino (cfr. anche "prescrizioni di qualità" di seguito). Di conseguenza, come metodo alternativo, la portata può essere calcolata utilizzando un bilancio di massa adeguato. In tal caso, per le emissioni di CO₂, si dovrebbe tener conto di: tutti i parametri significativi in entrata, compresi almeno i carichi di materiale in entrata, il flusso di aria in entrata e l'efficienza del processo, e in uscita, ivi compresi quanto meno il prodotto fabbricato e la concentrazione di ossigeno (O₂), di anidride solforosa (SO₂) e di ossidi di azoto (NO_x).

Trattamento delle lacune di misurazione

Se l'apparecchiatura impiegata per la misurazione in continuo di un parametro non funziona correttamente, è regolata male o è guasta per parte dell'ora o del periodo di riferimento, la media oraria corrispondente è calcolata in percentuale rispetto ai punti di rilevamento rimanenti per quell'ora specifica o per il periodo di riferimento più breve, purché sia disponibile almeno l'80 % del numero massimo di punti di rilevamento per un parametro. Nel caso in cui sia disponibile meno dell'80 % del numero massimo di punti di rilevamento per un parametro, si utilizza il calcolo seguente:

$$C_{subst}^* = \bar{C} + 2 \sigma_c$$

dove: \bar{C} è la media aritmetica della concentrazione del parametro specifico nell'intero periodo di riferimento o, qualora la perdita di dati si sia verificata in circostanze specifiche, nell'arco di un periodo che rifletta adeguatamente le circostanze specifiche, e σ_c è la migliore stima della deviazione standard della concentrazione del parametro specifico nell'intero periodo di riferimento o, qualora la perdita di dati si sia verificata in circostanze specifiche, nell'arco di un periodo che rifletta adeguatamente le circostanze specifiche.

Se, a causa di modifiche tecniche significative effettuate nell'impianto, il periodo di riferimento non è adeguato per determinare tali valori di sostituzione, si sceglie un altro intervallo di tempo (possibilmente della durata di almeno sei mesi) sufficientemente rappresentativo per determinare lo scostamento medio e standard.

Nel caso di un parametro diverso dalla concentrazione, i valori sostitutivi sono determinati tramite un modello di bilancio di massa adeguato o un bilancio energetico del processo. Il modello è convalidato utilizzando i restanti parametri misurati della metodologia fondata su misure e i dati rilevati in condizioni di lavoro normali, per un periodo di tempo di durata analoga a quello per cui i dati sono mancanti.

Prescrizioni di qualità

Tutte le misurazioni devono essere effettuate applicando metodi basati su norme internazionali quali:

- la norma ISO 20181:2023 (Emissioni da fonti fisse — Assicurazione della qualità di sistemi di misura automatici);
- la norma ISO 14164:1999 (Emissioni da fonti fisse — Determinazione della portata volumetrica di flussi di gas in condotti — Metodo automatizzato);
- La norma ISO 14385-1:2014 (Emissioni da fonti fisse — Gas a effetto serra — parte 1: Taratura dei sistemi di misurazione automatizzati);
- la norma ISO 14385-2:2014 (Emissioni da fonti fisse — Gas a effetto serra — parte 2: controllo continuo della qualità dei sistemi di misura automatizzati);
- altre norme ISO pertinenti, in particolare la norma ISO 16911-2 (Emissioni da fonti fisse — Determinazione automatica e manuale della velocità e della portata volumetrica nei dotti).

In assenza di norme pubblicate, si ricorre a progetti di norme adeguate, alle linee guida sulle migliori prassi del settore o ad altre metodologie scientificamente provate, in modo da limitare gli errori sistematici di campionamento e misura.

Sono presi in considerazione tutti gli aspetti del sistema di misurazione in continuo, ivi compresa l'ubicazione delle apparecchiature, la taratura, la misurazione, l'assicurazione della qualità e il controllo della qualità. Per le prescrizioni in materia di competenza del laboratorio, cfr. sezione 6.5.1.4.

Ulteriori prescrizioni

Le emissioni di CO₂ determinate mediante una metodologia fondata su misure sono **corroborate calcolando** le emissioni annue di ciascun gas a effetto serra in questione per le stesse fonti di emissioni e per gli stessi flussi di fonti. A tal fine è possibile semplificare le prescrizioni per gli approcci basati su calcoli, a seconda dei casi.

Se si misura il CO₂, tutti i quantitativi di monossido di carbonio (CO) emesso devono essere presi in considerazione come molare equivalente di CO₂.

6.5.3 *Metodi specifici di paesi terzi*

Il regolamento di esecuzione definisce un "sistema MRV ammissibile" come segue:

"sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica ammissibile": sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica nel luogo in cui è sito l'impianto ai fini della fissazione del prezzo del carbonio, oppure sistema di monitoraggio obbligatorio delle emissioni, oppure sistema di monitoraggio delle emissioni presso l'impianto che può comprendere la verifica da parte di un verificatore accreditato, conformemente all'articolo 4, paragrafo 2 [del presente regolamento].

Il citato articolo 4, paragrafo 2, consente l'uso di approcci di monitoraggio di un sistema MRV ammissibile **fino al 31 dicembre 2024, se garantiscono una copertura e un'accuratezza dei dati sulle emissioni analoghe** a quelle dei metodi elencati nell'allegato III del regolamento di esecuzione (ossia approcci basati su calcoli e fondati su misure, come discusso nelle sezioni 6.5.1 e 6.5.2).

Nella pratica essere il gestore di un impianto che produce merci da importare nell'UE rientranti nell'ambito di applicazione del CBAM comporta che:

- il gestore deve sviluppare quanto prima una propria metodologia di monitoraggio; gli importatori richiederanno i primi dati sulle emissioni per la prima relazione entro la fine di gennaio 2024, riguardanti le emissioni incorporate delle merci importate da ottobre a dicembre 2023;
- se l'impianto è già oggetto di un "sistema MRV ammissibile", il gestore non deve iniziare da zero e può utilizzare i dati (almeno alcuni di essi) provenienti da tale sistema per un periodo di transizione fino alla fine del 2024.

Come può un gestore sapere se il suo impianto è oggetto di un sistema MRV ammissibile, in modo da poterne utilizzare i metodi durante le fasi iniziali di applicazione del CBAM? La risposta a questa domanda è affermativa qualora si applichi una delle seguenti eventualità:

- l'impianto sta partecipando a un "sistema di fissazione del prezzo del carbonio", che può essere un sistema di scambio delle quote di emissione (ETS) oppure una tassa, un prelievo o un'imposta sul carbonio. Ai fini dell'ammissibilità è importante che tale regime sia obbligatorio e disciplinato da una normativa, ossia che esistano norme in materia di monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra;
- l'impianto sta partecipando a un sistema obbligatorio di comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra, ossia solo il monitoraggio e la comunicazione (e forse la verifica) sono obbligatori, ma non è prevista la fissazione del prezzo del carbonio;
- l'impianto partecipa a un sistema di monitoraggio delle emissioni presso l'impianto (su base volontaria) che possa comprendere la verifica da parte di un verificatore accreditato; per quanto riguarda l'ammissibilità, anche in questo caso si può presumere che debba esistere una serie fissa di norme di monitoraggio

fornite da un organo di governance accettato. Determinati progetti di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, ad esempio nell'ambito del meccanismo di sviluppo pulito (CDM) delle Nazioni Unite, possono essere considerati ammissibili.

In ogni caso, prima di iniziare a utilizzare le norme di tali sistemi di monitoraggio, comunicazione e verifica occorre verificare se comportano una copertura e un'accuratezza analoghe dei dati sulle emissioni.

6.5.4 *Trattamento delle emissioni da biomassa*

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per la biomassa del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato III, sezione B "Monitoraggio delle emissioni dirette", B.3.3 "Criteri per considerare pari a zero le emissioni da biomassa" e B.6.2.3 "Emissioni di CO₂ da biomassa (CEMS)";

allegato VIII "Fattori standard utilizzati nel monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto", tabella 2.

In base alle norme in materia di inventari dei gas a effetto serra stabilite dall'IPCC e utilizzate nel contesto dell'accordo di Parigi, le emissioni di CO₂ della biomassa sono contabilizzate nel punto in cui la biomassa viene raccolta (ad esempio quando viene abbattuta una foresta). Per evitare doppi conteggi è pertanto logico assegnare un **fattore di emissione pari a zero a tali emissioni**, ossia contabilizzare le emissioni di CO₂ come pari a zero, quando la biomassa è consumata come combustibile o materiale di processo, nonostante il fatto che in quel momento fisicamente il CO₂ sia emesso nell'atmosfera. La politica dell'UE in materia di clima ha riscontrato che questo tipo di contabilizzazione può comportare un incentivo involontario a utilizzare la biomassa in modo eccessivo, con ripercussioni negative sull'ambiente (ad esempio sulla biodiversità e sulla qualità del suolo). Di conseguenza lo strumento giuridico dell'UE volto a incoraggiare l'uso delle energie rinnovabili, la "RED II" (rifusione della direttiva sulle energie rinnovabili⁸⁹), ha introdotto una serie di "**criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra**" (che nel presente documento di orientamento sono sintetizzati come "**criteri RED II**") da rispettare ai fini dell'azzeramento delle emissioni da biomassa. Le norme di monitoraggio nell'ambito dell'EU ETS prevedono che tali criteri debbano essere soddisfatti per le emissioni da biomassa con fattore di emissione pari a zero. In caso contrario, le emissioni sono trattate come se provenissero da fonti fossili. **Il regolamento di esecuzione del CBAM richiede che siano soddisfatti gli stessi criteri** per conseguire l'obiettivo di fissare un prezzo del CO₂ per le merci prodotte al di fuori dell'UE analogo a quello delle merci prodotte nell'UE e nell'ambito dell'EU ETS.

Poiché la corretta applicazione dei "criteri RED II" è un compito relativamente complesso, potenzialmente pertinente soltanto per un numero relativamente esiguo di impianti, la presente sezione fornisce solo una breve panoramica dei punti più rilevanti. Una



⁸⁹ Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Cfr.: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07>.

spiegazione più dettagliata dei criteri applicabili della direttiva RED II figura nell'**Allegato C** del presente documento.

Si raccomanda ai gestori di includere nella documentazione della metodologia di monitoraggio una procedura scritta per attribuire ciascun lotto di biomassa utilizzato nell'impianto a un flusso di fonti di "biomassa conforme alla direttiva RED II" o a un flusso di fonti di "biomassa non conforme alla direttiva RED II", a seconda che siano soddisfatti o meno i criteri in materia di sostenibilità e/o di gas a effetto serra.

Si noti che i criteri della direttiva RED II si applicano soltanto quando la **biomassa è utilizzata come combustibile** ("per fini energetici"). Se la **biomassa è utilizzata come materiale in entrata al processo** (ad esempio quando il carbone di legna è utilizzato come agente di riduzione in un altoforno o per la produzione di elettrodi), tale materiale può sempre avere un fattore di emissione pari a zero senza applicare i criteri della direttiva RED II.

Dimostrazione della conformità rispetto ai criteri della direttiva RED II

Esistono due modi in cui i gestori possono dimostrare la conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra della direttiva RED II:

- impiegando un **sistema di certificazione** che fornisce "prove di sostenibilità" (PoS, ossia una conferma della conformità alle norme di tale sistema) e che soddisfa le prescrizioni di cui alla RED e al relativo regolamento di esecuzione⁹⁰.

Tali sistemi di certificazione possono funzionare a livello mondiale. Se il gestore desidera avere la certezza che il sistema sia conforme a tutti i regolamenti pertinenti ai sensi della direttiva RED II, è opportuno selezionarne uno che sia stato "riconosciuto" (ossia approvato) dalla Commissione europea ai sensi delle norme in questione⁹¹;

- il gestore può inoltre **raccogliere tutti i dati pertinenti ed effettuare i calcoli pertinenti** in qualità di gestore dell'impianto che utilizza la biomassa. Nell'Allegato C del presente documento di orientamento sono illustrati i principi di tale approccio.

6.5.5 Determinazione delle emissioni di PFC (perfluorocarburi)

La sezione B.7 dell'allegato III del regolamento di esecuzione descrive la determinazione delle emissioni di PFC (perfluorocarburi). Le emissioni di PFC sono attualmente soggette all'ambito di applicazione del CBAM esclusivamente per le merci di alluminio. I gas da monitorare sono il CF₄ e il C₂F₆. Devono essere incluse le emissioni derivanti dagli effetti anodici e le emissioni fuggitive. Il metodo si basa sugli orientamenti *The Aluminium sector greenhouse gas Protocol* pubblicati dall'International Aluminium Institute (IAI)⁹². Si

⁹⁰ Regolamento di esecuzione (UE) 2022/996 della Commissione recante norme per verificare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra [...] http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2022/996/oj.

⁹¹ Un elenco dei sistemi di certificazione della biomassa riconosciuti è disponibile sul sito web della Commissione: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_it.

⁹² Disponibile all'indirizzo: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/2023-03/aluminium_1.pdf.

utilizza un approccio basato su calcoli che si discosta significativamente da quello descritto nella sezione 6.5.1. Sono ammessi due metodi diversi: il metodo "slope" e il metodo "overvoltage". Il metodo da applicare dipende dalle apparecchiature di controllo dei processi dell'impianto.

Mentre il regolamento di esecuzione descrive le prescrizioni principali e le formule di calcolo, altri dettagli sui metodi applicabili dovrebbero essere tratti dagli orientamenti di cui sopra. Si noti che, oltre alle emissioni di PFC, nelle emissioni incorporate vanno incluse anche le emissioni di CO₂ derivanti dal consumo di anodi nella produzione di alluminio primario. Occorre inoltre considerare tutte le emissioni legate ai combustibili derivanti dalla produzione di alluminio secondario e dalle diverse fasi di formatura a valle della fusione dell'alluminio. A tal fine si applicano i consueti metodi basati su calcoli.

Maggiori dettagli sono forniti nella sezione dedicata alle norme speciali per il settore dell'alluminio (sezione 7.4.1.2).

6.5.6 Norme per trasferimenti di CO₂ tra gli impianti

Norme specifiche si applicano alle modalità di attribuzione delle emissioni in caso di trasferimento di CO₂ da un impianto all'altro, qualora: i) CO₂ puro o quasi puro venga trasferito, ad esempio, per essere utilizzato come materia prima chimica per la produzione di urea; o ii) il CO₂ già parte integrante di un flusso di fonti di gas di scarico o di altri gas venga trasferito.

Il testo riquadrato sottostante riporta i riferimenti alle sezioni degli allegati pertinenti.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato III, sezione B.8 "Prescrizioni riguardanti i trasferimenti di CO₂ tra impianti".

Le sezioni che seguono riguardano l'attribuzione delle emissioni dirette di CO₂ in tali circostanze.

6.5.6.1 Contabilizzazione del CO₂ intrinseco nei gas di scarico e in altri flussi di fonti gassose

Il termine "CO₂ intrinseco" fa riferimento al CO₂ contenuto in un gas, quale il gas naturale, o in un flusso di fonti di gas di scarico, che viene poi recuperato come combustibile o bruciato in torcia. Al fine di garantire una comunicazione coerente ed evitare il doppio conteggio, il CO₂ intrinseco è contabilizzato nell'impianto CBAM presso il quale ha origine o nell'impianto CBAM al quale è trasferito, laddove:

- l'impianto CBAM cedente che trasferisce un flusso di fonti contenente CO₂ intrinseco a un altro impianto CBAM:
 - **sottrae il CO₂ dalle proprie emissioni** – di solito ciò avviene **utilizzando un bilancio di massa**, in cui il CO₂ intrinseco è trattato allo stesso modo di qualsiasi altro carbonio presente nel flusso di fonti in uscita;
 - un'**eccezione** è il caso in cui il CO₂ intrinseco sia trasferito e successivamente emesso (convogliato o bruciato in torcia) o sia trasferito

a un impianto non CBAM o che non partecipa a un sistema MRV ammissibile, nel qual caso il CO₂ intrinseco deve essere conteggiato come emissioni dell'impianto CBAM cedente.

- Se un impianto destinatario CBAM trasferisce e utilizza un flusso di fonti contenente CO₂ intrinseco:
 - il fattore di emissione (o, nel caso dei bilanci di massa, il tenore di carbonio) tiene conto del CO₂ intrinseco (ossia il CO₂ costituisce parte del flusso di fonti e il CO₂ intrinseco conta come emesso dall'impianto che emette il CO₂).

Per quanto concerne la misurazione dei trasferimenti, si applica il medesimo approccio di monitoraggio utilizzato per il trasferimento di gas di scarico.

Si noti che le norme di cui sopra si applicano alle emissioni dirette a livello di impianto. Ai fini del calcolo delle emissioni attribuite di un processo di produzione, si applicano le formule di cui alla sezione 6.2.2.2.

6.5.6.2 *Cattura e trasferimenti di CO₂ tra impianti (CCS e CCU)*

Se le emissioni di CO₂ pure o pressoché pure sono catturate in un impianto e trasferite a un altro impianto, il CO₂ può essere sottratto dalle emissioni dell'impianto cedente (allegato III, sezione B.8.2) purché siano soddisfatti i criteri e le condizioni di ammissibilità seguenti:

- gli impianti cedenti e destinatari devono essere entrambi partecipanti al CBAM o a un "sistema MRV ammissibile" (cfr. sezione 6.5.3);
- ai fini della cattura di CO₂ gli impianti destinatari:
 - si occupano dello stoccaggio o del trasporto per fini di stoccaggio geologico a lungo termine; o
 - utilizzano il CO₂ per produrre prodotti in cui il CO₂ utilizzato è *legato chimicamente in modo permanente*⁹³. Quali prodotti sono ammissibili sarà definito in un atto di esecuzione a norma della direttiva EU ETS (articolo 12, paragrafo 3 ter) che si applicherà anche ai fini del CBAM.

In tutti gli altri casi, il CO₂ trasferito al di fuori dell'impianto deve essere contabilizzato nelle emissioni dell'impianto cedente.

Si noti che i criteri dell'ultimo punto (CO₂ legato chimicamente in modo permanente) si applicano anche ai casi in cui il CO₂ è utilizzato a tal fine all'interno del medesimo impianto. Attualmente nella legislazione pertinente non è stato individuato alcun

⁹³ Il regolamento di esecuzione è a questo proposito allineato alla legislazione applicabile in materia di EU ETS, che prevede come criterio per il conteggio del CO₂ come non emesso che sia utilizzato per "produrre prodotti in cui il carbonio derivante dal CO₂ è legato chimicamente in modo permanente così da non entrare nell'atmosfera in condizioni d'uso normali, inclusa qualsiasi attività normale che interviene dopo la fine del ciclo di vita del prodotto". Al momento della stesura dei presenti orientamenti (estate 2023), la normativa in materia di EU ETS era in fase di elaborazione al fine di definire quali prodotti o processi di produzione siano ammissibili.

processo di produzione contemplato dal CBAM che consenta di considerare il CO₂ legato chimicamente in modo permanente⁹⁴.

6.5.6.3 Obblighi di monitoraggio

Per quanto concerne il monitoraggio del CO₂ intrinseco, si applica lo stesso approccio di monitoraggio adottato per il trasferimento dei gas di scarico di cui sopra. Per monitorare il quantitativo di CO₂ trasferito da un impianto a un altro, si dovrebbe utilizzare una metodologia fondata su misure. L'impianto destinatario e/o cedente dovrebbe monitorare il flusso di CO₂ in entrata utilizzando un CEMS e condividere e allineare la quantità trasferita per garantirne la comunicazione in modo coerente tra i due impianti. Questo monitoraggio continuo può essere omesso se viene trasferito l'intero flusso di massa di CO₂ dell'impianto o una sua parte chiaramente identificabile. In tal caso la quantità di CO₂ può essere calcolata a partire dai flussi di fonti in entrata dell'impianto in questione.

Per la quantità di CO₂ legata chimicamente in modo permanente nei prodotti si dovrebbe utilizzare una metodologia basata sui calcoli, preferibilmente mediante un bilancio di massa. Le reazioni chimiche applicate e tutti i fattori stechiometrici dovrebbero essere fissati nella documentazione della metodologia di monitoraggio.

6.6 Determinazione delle emissioni indirette dell'impianto

Ai fini del periodo transitorio del CBAM, le emissioni incorporate indirette devono essere comunicate separatamente dalle emissioni incorporate dirette, per tutte le merci interessate.

Le emissioni indirette di un impianto o di un processo di produzione sono equivalenti alle emissioni causate dalla produzione dell'energia elettrica consumata nell'impianto o nel processo di produzione delle merci, moltiplicate rispettivamente per il fattore di emissione per l'energia elettrica applicabile:

$$AttrEm_{indir} = Em_{el} = E_{el} \cdot EF_{el} \text{ (Equazioni 49 e 44)}$$

dove:

$AttrEm_{indir}$ sono le emissioni indirette attribuite al processo di produzione, espresse in t CO₂;

Em_{el} sono le emissioni relative all'energia elettrica prodotta o consumata, espresse in t CO₂;

E_{el} è l'energia elettrica consumata, espressa in MWh o TJ; e

EF_{el} è il fattore di emissione per l'energia elettrica applicato, espresso in t CO₂/MWh o t CO₂/TJ.

⁹⁴ In particolare il CO₂ legato al processo di produzione dell'urea non è ammissibile, in quanto la permanenza non è data nell'uso principale dell'urea come concime.

La norma generale per il fattore di emissione prevede che il gestore debba utilizzare un valore predefinito fornito a tal fine dalla Commissione europea. Tuttavia l'allegato IV, sezione 6, definisce le condizioni alle quali il gestore può utilizzare i dati effettivi per il fattore di emissione:

- se esiste un collegamento tecnico diretto tra l'impianto in cui è prodotta la merce importata e la fonte di generazione di energia elettrica; o
- se il gestore di tale impianto ha concluso un accordo di acquisto di energia elettrica con un produttore di energia elettrica situato in un paese terzo per un quantitativo di energia elettrica equivalente al quantitativo per il quale è richiesto l'uso di un valore specifico [del fattore di emissione].

Di conseguenza, se si produce energia elettrica all'interno del proprio impianto, si dovrebbe utilizzare il **fattore di emissione determinato in base alle norme illustrate nella sezione 6.7.3**. Se il gestore riceve energia elettrica da un impianto connesso tecnicamente in maniera diretta (ad esempio un'unità CHP presso il sito del proprio impianto⁹⁵) e se tale impianto utilizza i medesimi approcci di monitoraggio di cui al regolamento di esecuzione del CBAM, il gestore dovrebbe utilizzare il fattore di emissione fornito dal gestore di tale impianto. Inoltre se l'impianto del gestore ha stipulato un accordo di acquisto di energia elettrica⁹⁶ con un impianto più distante, anche in questo caso dovrebbe essere utilizzato il fattore di emissione fornito da tale fornitore di energia elettrica. In tutti gli altri casi, ossia per l'energia elettrica ricevuta dalla rete, va utilizzato il **fattore di emissione per l'energia elettrica predefinito nel paese o nella regione** fornito dalla Commissione europea. Tali valori predefiniti si basano sui dati dell'Agenzia internazionale per l'energia e sono resi accessibili attraverso il registro transitorio CBAM della Commissione.

6.7 Norme necessarie per attribuire le emissioni ai processi di produzione

La sezione 6.2.2 descrive l'approccio per l'attribuzione delle emissioni risultanti dal livello dell'impianto ai processi di produzione e la sezione 6.2.2.2 fornisce la formula per il relativo calcolo. Da ciò si deduce che per determinare le emissioni attribuite di un processo di produzione, occorre stabilire ulteriori parametri oltre alle emissioni dell'impianto. Tali parametri sono il tema della presente sezione, strutturata come segue:

- alcune norme generiche per i parametri di attribuzione ai processi di produzione sono illustrate nella sezione 6.7.1. Ciò si applica ad esempio alla suddivisione dei dati del flusso di fonti o all'attribuzione dei flussi di calore, ecc.;
- le norme di monitoraggio dei flussi di calore sono discusse nella sezione 6.7.2;
- le norme di monitoraggio dell'energia elettrica sono oggetto della sezione 6.7.3;

⁹⁵ È frequente riscontrare una situazione nella quale un approvvigionamento centrale di calore e/o di energia elettrica serve diversi impianti presso il medesimo sito. Di norma esiste uno stretto legame anche in termini di struttura aziendale oppure vi sono chiare relazioni contrattuali tra i gestori presso il sito e, di conseguenza, le condizioni di un "accordo di acquisto di energia elettrica" possono essere considerate soddisfatte.

⁹⁶ Il regolamento CBAM, all'allegato IV, fornisce la seguente definizione: "accordo di acquisto di energia elettrica: un contratto in base al quale una persona si impegna ad acquistare energia elettrica direttamente da un produttore di energia elettrica".

- il calore e l'energia elettrica possono essere prodotti mediante "cogenerazione" (CHP), ossia tramite un unico processo. Le relative norme di calcolo congiunto sono discusse nella sezione 6.7.4;
- le norme relative ai gas di scarico sono riportate nella sezione 6.7.5.

Successivamente la sezione 6.8 tratta i parametri necessari per calcolare le emissioni incorporate delle merci sulla base delle emissioni attribuite del processo di produzione, come illustrato nella sezione 6.2.2.3, fornendo orientamenti sulle modalità di determinazione dei livelli di attività del processo di produzione (ossia la quantità di merci prodotte - sezione 6.8.1 e i dati sui precursori - sezione 6.8.2).

6.7.1 Norme generiche per la misurazione dei parametri da attribuire ai processi di produzione

L'allegato III, sezione F.3.1, del regolamento di esecuzione stabilisce norme generiche per l'attribuzione ai processi di produzione di vari set di dati (flussi di fonti, calore, energia elettrica, gas di scarico), come segue:

- se i dati per un set specifico di dati non sono disponibili per ogni processo di produzione, occorre scegliere un metodo appropriato per determinare i dati richiesti per ogni singolo processo di produzione. A tal fine, si deve applicare uno dei principi seguenti a seconda di quale fornisca risultati più precisi:
 - quando nel corso del tempo merci diverse sono prodotte una dopo l'altra nella stessa linea di produzione, i materiali in entrata e quelli in uscita e le emissioni corrispondenti devono essere assegnate in sequenza alla merce/ai processi di produzione pertinenti sulla base del tempo di utilizzo annuale;
 - quando i prodotti sono fabbricati in parallelo contemporaneamente o nel contesto del medesimo processo di produzione, i materiali in entrata e quelli in uscita e le emissioni corrispondenti devono essere assegnati/e sulla base di un parametro di correlazione adeguato, quale:
 - la massa o il volume delle singole merci fabbricate; o
 - stime basate sul coefficiente di entalpia libera di reazione delle reazioni chimiche implicate; o
 - un'altra chiave di distribuzione adeguata corroborata da una metodologia scientifica valida.

Si noti in particolare che per la produzione di idrogeno mediante elettrolisi, il regolamento di esecuzione fornisce formule concrete per l'attribuzione delle emissioni ai diversi prodotti sulla base di rapporti molari (cfr. sezione 7.5.1.2).

Un'altra questione concerne le modalità di correlazione delle diverse misurazioni a livello di impianto e a livello di processi di produzione (o di specifiche unità fisiche dell'impianto, quali caldaie individuali, forni, ecc.). Il testo riquadrato che segue e la *Figura 6-5* forniscono orientamenti in merito a queste questioni.

Testo tratto dal documento di orientamento n. 5 della Commissione sull'EU ETS (cfr. nota 88) con modifiche relative al CBAM.

Il fatto che un combustibile sia utilizzato in diverse unità fisiche di un impianto è una delle situazioni più comuni che si verificano negli impianti. Tale circostanza viene scelta per la sua semplicità al fine di illustrare i principi di base della suddivisione dei dati in processi di produzione. Tuttavia approcci analoghi si applicano a tutti i tipi di materiali e flussi di energia, ad esempio l'attribuzione del consumo di calore o di energia elettrica ai processi di produzione.

Nell'esempio, il consumo di combustibile (ad esempio gas naturale) è determinato utilizzando una misurazione continua. Negli impianti si effettua spesso una misurazione centrale (un contatore principale del gas) presso la quale il gas entra nell'impianto e poi vi sono altri sottocontatori nelle singole unità di processo. La qualità dei contatori può variare. Il contatore principale è quello che riveste la massima importanza per motivi economici e tanto il gestore quanto il fornitore di gas sono interessati a risultati di misurazione accurati. In numerosi paesi tali contatori sono pertanto soggetti al controllo metrologico legale nazionale. Tuttavia, anche in caso contrario, il proprietario dello strumento (spesso il fornitore del gas o il gestore della rete) garantisce la manutenzione e la taratura regolari dello strumento (compresi gli strumenti per la compensazione di temperatura e pressione). Per motivi di costo, i sottocontatori presentano spesso un'accuratezza minore (maggior incertezza). Inoltre vi possono essere alcune unità che non dispongono di contatori distinti o le ubicazioni dei contatori possono non coincidere con i limiti dei sottoimpianti.

L'esempio (cfr. *Figura 6-5*) riguarda un impianto fittizio nel contesto del quale il gas naturale è utilizzato in tre unità fisiche che servono due processi di produzione. Le unità 1 e 2 appartengono al processo di produzione 1 e l'unità 3 appartiene al processo di produzione 2. La figura illustra le diverse situazioni che si riscontrano negli impianti tipici:

- caso 1: in questa situazione semplice ed efficace sotto il profilo dei costi, la quantità totale di gas è misurata dallo strumento di misura MI_{total} . Questo strumento è utilizzato anche nella documentazione della metodologia di monitoraggio. Il secondo strumento di misura ($MI-1$) fa riferimento direttamente al processo di produzione 1. I suoi risultati dovrebbero essere utilizzati ai fini del CBAM. La quantità di gas per il processo di produzione 2 è calcolata semplicemente come differenza tra i valori rilevati da MI_{total} e $MI-1$;
- caso 2: si tratta di un altro caso semplice, con due contatori per due processi di produzione. Poiché non esiste alcun contatore per il gas totale in entrata nell'impianto, si deve presumere che il gestore determini il consumo di gas ai fini del calcolo delle emissioni a livello di impianto come la somma delle letture di tali due contatori;
- caso 3: sebbene in questo caso vi siano due contatori, essi sono situati in modo da non poter essere utilizzati per determinare il consumo di gas a livello di processo di produzione. Il gestore dovrà stabilire una situazione più simile a quella del caso 1, ossia installare un sottocontatore in una posizione analoga a quella di $MI-1$ o di $MI-2$ nel caso 2, per poi continuare come nel caso 1;
- caso 4: in questo caso il consumo di gas è "determinato in modo eccessivo", ossia vi sono più strumenti di misura del necessario. In tale situazione si osserva spesso che la somma delle letture dei sottocontatori ($MI-1a$, $MI-1b$ e

MI-2) differisce dalla lettura del contatore principale MI_{total} . Come spiegato in precedenza, si presume di solito che il risultato di MI_{total} sia il più attendibile, ossia rappresenti i dati più accurati disponibili. Pertanto i dati dei processi di produzione devono essere adeguati in modo che la loro somma sia identica ai dati a livello di impianto. Tale risultato si ottiene applicando un "fattore di riconciliazione" (cfr. sotto). Le letture dei sottocontatori sono successivamente corrette moltiplicandole per tale fattore di riconciliazione.

Nota: il caso 4 ipotizza chiaramente che MI_{total} sia lo strumento migliore, mentre gli altri sono di qualità inferiore; il che non è sempre necessariamente vero. Potrebbe anche accadere che ad esempio l'MI-2 presenti una qualità notevolmente superiore rispetto agli altri due sottocontatori. In questo caso sarebbe giustificato utilizzare piuttosto il metodo descritto nel caso 1. Gli strumenti MI-1a e MI-1b sarebbero quindi utilizzati soltanto come fonte di dati di convalida.

Il calcolo per il caso 4 è indicato dal regolamento di esecuzione come segue:

$$RecF = D_{Inst} / \Sigma D_{PP} \text{ (Equazione 55)}$$

dove:

$RecF...$ è il fattore di riconciliazione;

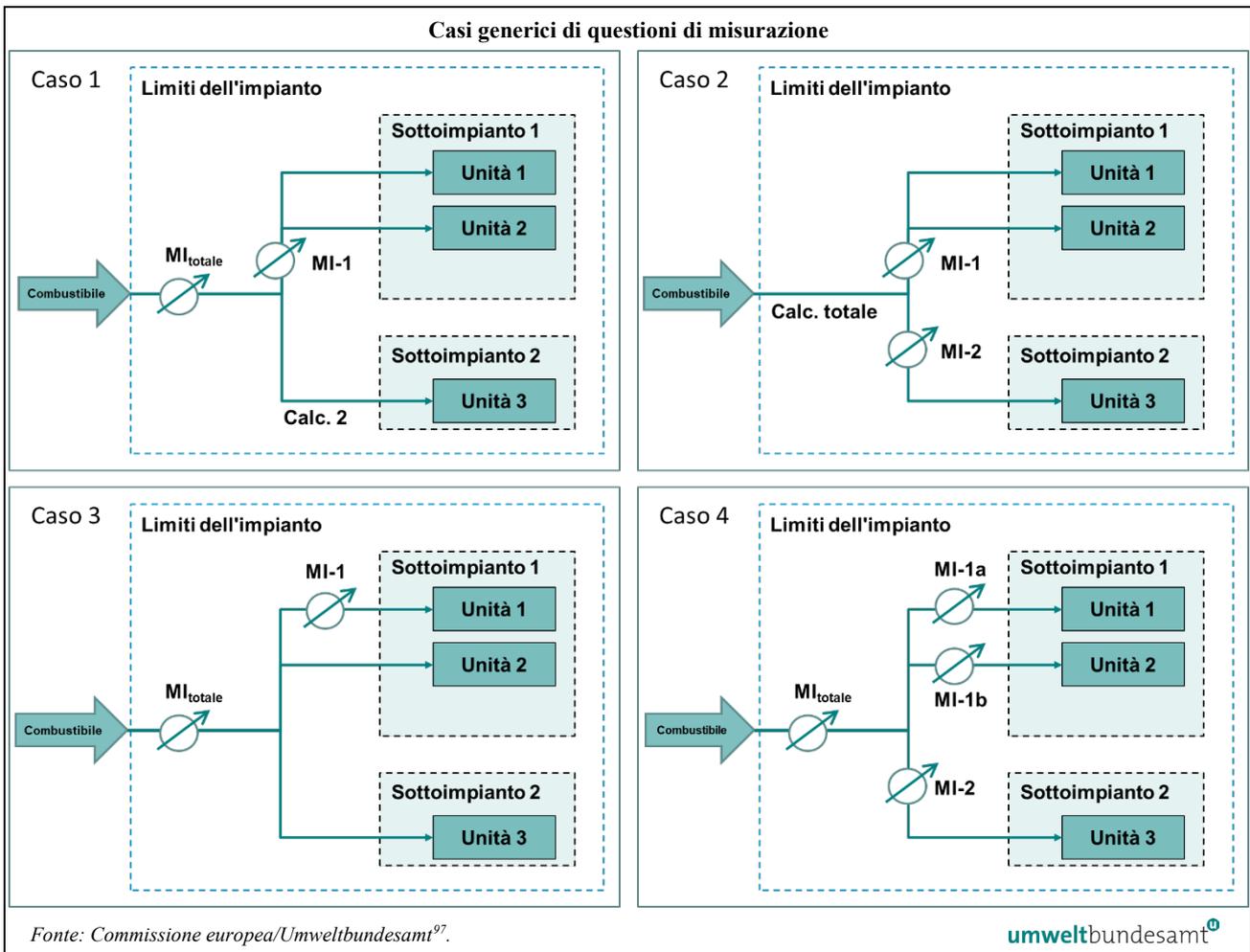
$D_{Inst} ..$ è il valore determinato per l'impianto nel suo complesso; e

D_{PP} sono i valori per i diversi processi di produzione.

I dati per ogni processo di produzione sono poi corretti come segue, con $D_{PP,corr}$ che rappresenta il valore corretto di D_{PP} :

$$D_{PP,corr} = D_{PP} \times RecF \text{ (Equazione 56)}$$

Figura 6-5: casi generici che spiegano i concetti di base per suddividere i dati nei processi di produzione. "Sottoimpianto" andrebbe letto come "processo di produzione" (ossia parte di un impianto). Per maggiori informazioni si rimanda al testo principale.



6.7.2 Norme in materia di energia termica ed emissioni

La presente sezione esamina la quantificazione dei flussi netti di calore misurabile e il calcolo dei fattori di emissione del calore. Il calore è un parametro pertinente per le emissioni attribuite di un processo di produzione nel contesto del quale il calore è ricevuto da un altro impianto, da un altro processo di produzione o da un approvvigionamento centrale di calore che serve più di un processo di produzione oppure nell'ambito del quale il calore è esportato dal processo verso altri processi di produzione all'interno dell'impianto o verso altri impianti. Qui l'espressione "altri impianti" comprende anche le reti di teleriscaldamento.

Il trattamento dei gas di scarico, della cogenerazione di calore ed energia elettrica (CHP) e dell'energia e delle emissioni da biomassa è discusso separatamente sotto forma di casi speciali nelle sezioni che seguono.

⁹⁷ Documento di orientamento n. 5 della Commissione sull'EU ETS (cfr. nota 88).

6.7.2.1 Quantificazione dei flussi netti di calore

Se il calore misurabile⁹⁸ è prodotto, consumato o importato nell'impianto o esportato dal processo di produzione, si dovrebbero monitorare e attribuire la quantità netta di flussi di calore misurabile e le emissioni associate alla produzione di tale calore, in conformità dei metodi di cui all'allegato III, sezione C, del regolamento di esecuzione.

Un calore misurabile presenta le seguenti caratteristiche:

- tutto il calore misurabile deve essere inteso come "**calore misurabile netto**", ossia la quantità di calore (entalpia) consumata da un processo di produzione⁹⁹ è determinata sottraendo il contenuto di calore che entra in un processo o un utente esterno (come flusso in mandata) e il contenuto di calore che ricava da tale processo (come flusso reintrodotta);
- i flussi termici (in mandata e reintrodotti) sono trasportati utilizzando un mezzo di scambio termico, che è in genere acqua calda o vapore, ma può anche essere combustibile riscaldato, aria calda, ecc.;
- i flussi di calore sono trasportati attraverso tubazioni o condotte (per l'aria calda); e
- i flussi di calore sono o potrebbero essere misurati mediante un contatore di calore¹⁰⁰.

Nel determinare la quantità netta di calore misurabile consumato da un processo di produzione, tra le considerazioni che possono essere prese in considerazione figurano:

- se vi sono importazioni o esportazioni di calore misurabile (flussi di calore che attraversano i limiti di sistema) – la quantità di calore importato o esportato dovrebbe essere quantificata, in quanto si dovrebbero monitorare le emissioni associate alla produzione di tale calore;
- il numero di processi di produzione che consumano lo stesso mezzo di trasferimento del calore – la quantità di calore consumata da ciascun processo che consuma calore dovrebbe essere determinata separatamente, a meno che non facciano parte del medesimo processo di produzione complessivo dello stesso prodotto;

⁹⁸ Per "calore misurabile" si intende un flusso termico netto trasportato lungo tubature o condotte individuabili utilizzando un mezzo di scambio termico quale vapore, aria calda, acqua, olio, metalli liquidi e sali, per i quali un contatore di calore è stato o può essere installato. Per "calore non misurabile" si intende tutto il calore diverso dal calore misurabile.

⁹⁹ Il consumatore di calore può essere un processo di produzione all'interno o all'esterno dell'impianto. Anche qualora il calore sia utilizzato per la refrigerazione attraverso un *chiller* ad assorbimento, tale processo di refrigerazione è considerato anch'esso come un processo di consumo del calore.

¹⁰⁰ Per "contatore di calore" si intende un contatore di energia termica o qualsiasi altro dispositivo atto a misurare e registrare la quantità di energia termica prodotta sulla base dei volumi e delle temperature dei flussi.

- è opportuno tenere conto della quantità di calore consumata nel funzionamento della rete di distribuzione del calore dell'impianto¹⁰¹, nonché delle perdite di calore.

Di conseguenza un monitoraggio preciso della quantità netta di calore misurabile richiede la misurazione dei seguenti parametri:

- portata del mezzo di scambio termico (portata volumetrica o di massa) al processo;
- stato del mezzo di scambio termico che entra nel processo che consuma calore, dove il concetto di "stato" comprende tutti i parametri pertinenti ai fini della determinazione dell'entalpia specifica del mezzo:
 - temperatura;
 - pressione (in caso di vapore o di altri gas);
 - tipo di mezzo (acqua calda, vapore, olio riscaldato, ecc.);
 - in caso di vapore, informazioni sulla sua saturazione o sul suo grado di surriscaldamento; ecc.;
- stato del mezzo di scambio termico che lascia il processo che consuma calore;
- se la portata del mezzo di scambio termico reintrodotta (condensato in caso di vapore) è diversa dal flusso in mandata, o se tale dato non è noto, sono necessarie ipotesi adeguate circa la sua entalpia.

Sulla base dei valori misurati, il gestore determina l'entalpia e il volume specifico del mezzo di scambio termico utilizzando tabelle relative al vapore o software ingegneristici adeguati.

Tale determinazione è un compito difficile, in particolare perché gli impianti industriali possono disporre di reti di calore complesse con diverse fonti di calore e una moltitudine di consumatori. Di conseguenza l'allegato III, sezione C.1.2, del regolamento di esecuzione prevede metodi diversi che possono essere utilizzati per determinare la quantità netta di calore misurabile, a seconda delle fonti di dati disponibili.

6.7.2.2 *Obblighi di monitoraggio*

Per quanto concerne il monitoraggio il gestore dovrebbe stabilire processi per la misurazione diretta e, se necessario, indiretta dei flussi di calore, utilizzando il proprio sistema di misurazione. Tali procedure dovrebbero essere stabilite, documentate nella documentazione della metodologia di monitoraggio, attuate e mantenute mediante procedure scritte. Tra queste dovrebbero figurare il controllo e il riesame periodici dei flussi di calore nell'impianto al fine di confermare:

- eventuali aggiunte o eliminazioni di unità che consumano calore nell'impianto o nel processo di produzione;
- eventuali variazioni dei tipi di flussi di calore nell'impianto, ossia importazioni, produzione, consumo o esportazioni di calore;

¹⁰¹ Deaeratori per le apparecchiature, la preparazione dell'acqua di integrazione, sistemi di scarico o spurgo delle caldaie, comprese eventuali perdite di calore nelle tubazioni di distribuzione del calore.

- eventuali modifiche risultati che possono essere necessarie alla metodologia di monitoraggio, se del caso.

Metodologie per la determinazione del calore misurabile netto

Se un processo di produzione consuma calore misurabile prodotto all'interno dell'impianto, il gestore può utilizzare uno dei metodi seguenti per determinare la quantità netta di calore misurabile prodotto e le emissioni corrispondenti. I metodi da 1 a 3 riguardano il calo della qualità dei dati e lo sforzo di monitoraggio. Pertanto il metodo 1 è preferito rispetto al metodo 2, che è preferito al metodo 3 (cfr. sezione 6.4.4 sulla selezione delle migliori fonti di dati disponibili):

Metodo 1: utilizzo delle misurazioni

In questo metodo tutti i parametri pertinenti di cui sopra sono misurati o altrimenti noti. Se il condensato di vapore non è reintrodotta o il suo flusso non è noto, è necessario utilizzare una temperatura di riferimento pari a 90 °C¹⁰². La portata massica e la portata termica del mezzo sono calcolate come segue:

$$\dot{m} = \dot{V}/v$$

$$\dot{Q} = (h_{forward} - h_{return}) \cdot \dot{m}$$

dove:

\dot{m} ...è la portata massica in kg/s;

\dot{V} ...è la portata volumetrica in m³/s;

v ... è il volume specifico in m³/kg;

\dot{Q} ...è la portata termica in kJ/s;

$h_{forward}$... è l'entalpia del flusso trasmesso in mandata in kJ/kg;

h_{return} ...è l'entalpia del flusso reintrodotta in kJ/kg;

Se la portata massica è presunta essere la stessa per il mezzo di scambio termico trasmesso e quello reintrodotta, la portata termica è calcolata utilizzando la differenza di entalpia tra il flusso trasmesso e quello reintrodotta.

Se è noto che le portate massiche sono diverse, si dovrebbe applicare la seguente considerazione, qualora si confermi che:

- una certa quantità del condensato rimane nel prodotto, la quantità rispettiva di entalpia del condensato non è detratta;
- una certa quantità del condensato va persa (perdite o fognature), la quantità rispettiva di condensato è stimata e dedotta dal flusso di massa del mezzo di scambio termico.

¹⁰² Anche se non tutto il condensato è reintrodotta nel punto di approvvigionamento, si dovrebbe calcolare il calore misurabile netto ipotizzando un rendimento del condensato pari al 100%.

Il flusso termico netto annuo può essere determinato in base ai dati di cui sopra applicando uno dei metodi seguenti:

- si determinano i valori medi annui per i parametri che determinano l'entalpia media annua del mezzo di scambio termico trasmesso e reintrodotta e li si moltiplica per il flusso di massa annuo totale;
- si determinano i valori orari del flusso termico e si sommano tali valori per il tempo di funzionamento totale annuo del sistema termico. A seconda del sistema di trattamento dei dati, i valori orari possono essere sostituiti da altri intervalli di tempo ove opportuno.

Metodo 2: calcolo di un valore approssimativo basato sull'efficienza misurata

Questo metodo si basa sull'energia in ingresso di tutti i combustibili e determina la quantità di calore misurabile netto sulla base dell'efficienza nota della caldaia, utilizzando le seguenti equazioni:

$$Q = \eta_H \cdot E_{In} \text{ (Equazione 32)}$$

$$E_{In} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \text{ (Equazione 33)}$$

dove:

Q ...è la quantità netta di calore [TJ] prodotta durante il periodo di riferimento;

η_H ...è l'efficienza misurata della produzione di calore;

E_{In} ...è l'energia in ingresso [TJ] da combustibili determinata impiegando la seconda equazione durante il periodo di riferimento;

AD_i ...sono i dati sull'attività annua (ossia le quantità consumate) relativi ai combustibili i [tonnellate o Nm³];

NCV_i ...è il potere calorifico netto [TJ/t o TJ/m³] dei combustibili i .

Questo metodo fa riferimento all'"efficienza misurata" della produzione di calore dato che al gestore è consigliato di misurare tale valore "per un periodo ragionevolmente lungo" di tempo, al fine di tenere conto dei diversi stati di carico dell'impianto.

In alternativa, l'efficienza della produzione di calore può essere desunta dalla documentazione del fabbricante della caldaia (questo è l'approccio meno preferito, considerando la gerarchia generica degli approcci). In questo caso la curva specifica della parte di carico dovrebbe essere presa in considerazione utilizzando un fattore di carico annuale, calcolato come segue:

$$L_F = \frac{E_{In}}{E_{Max}} \text{ (Equazione 34)}$$

dove:

L_F ...è il fattore di carico;

E_{In} ...è l'energia in ingresso [TJ] da combustibili determinata durante il periodo di riferimento;

E_{Max} ...è il consumo massimo di combustibile nel caso in cui l'unità di produzione del calore abbia funzionato al 100 % del carico nominale per l'intero anno civile.

Nel caso di una caldaia per la produzione di vapore, l'efficienza dovrebbe essere basata su una situazione in cui tutto il condensato è reintrodotta. Per il condensato reintrodotta si dovrebbe presumere una temperatura di 90 °C, qualora non siano disponibili valori effettivi.

Metodo 3: calcolo di un valore approssimativo basato sull'efficienza di riferimento

Questo approccio è inteso per le situazioni in cui le efficienze delle caldaie non sono note. Questo metodo è identico al metodo 2, utilizza però un'efficienza di riferimento del 70 % come ipotesi prudentiale ($\eta_{Ref,H} = 0,7$).

Requisiti specifici per i flussi di calore che attraversano i limiti di sistema

Nel caso di flussi di calore che attraversano i limiti di sistema (importazioni ed esportazioni) di calore misurabile, il gestore dovrebbe, ove possibile, determinare la quantità di tali flussi di calore utilizzando il proprio sistema di misurazione, garantendo che l'approccio di monitoraggio contempli quanto segue:

- la quantità di calore importato, se del caso separatamente per ciascuna fonte, e registrandone l'origine;
- dati ottenuti dal fornitore del calore importato per determinare le emissioni¹⁰³, per il periodo di riferimento disponibile più recente;
- la quantità di calore esportata, se applicabile.

Bilancio energetico termico

Nella pratica, quando un impianto presenta flussi di calore complessi, ossia importa, esporta o trasferisce calore misurabile tra diversi processi di produzione presso lo stesso impianto, la ripartizione precisa tra i diversi processi di produzione e consumo di calore può essere determinata utilizzando un **bilancio energetico termico** utilizzato per:

- stabilire la ripartizione precisa dei quantitativi annui di tutti i flussi di calore misurabile in entrata e in uscita dal processo di produzione;
- attribuire le corrispondenti emissioni di combustibili in entrata ai processi di produzione, in maniera proporzionale alla ripartizione del calore¹⁰⁴; se le perdite

¹⁰³ In linea di principio è richiesto il fattore di emissione del mix di combustibili utilizzato dal fornitore di calore.

¹⁰⁴ Allegato III, sezione F.4, del regolamento di esecuzione del CBAM: "se le emissioni prodotte da flussi di fonti o fonti di emissione non possono essere attribuite in base ad altri metodi, sono attribuite utilizzando parametri correlati che sono già stati attribuiti ai processi di produzione conformemente

di calore non sono attribuite a processi di produzione specifici, devono essere attribuite in maniera proporzionale alla ripartizione del calore consumato;

- corroborare il consumo complessivo e le emissioni corrispondenti.

Metodologie per determinare i fattori di emissione per i combustibili per il calore misurabile

Se il calore misurabile è consumato nell'ambito di un processo di produzione o esportato da esso, le emissioni legate al calore sono determinate mediante uno dei seguenti metodi:

- approccio 1 – utilizzato per il calore prodotto nell'impianto con modalità diverse dalla cogenerazione;
- approccio 2 – utilizzato per il calore prodotto nell'impianto mediante cogenerazione;
- approccio 3 – calore prodotto al di fuori dell'impianto.

Approccio 1 – Fattore di emissione del calore misurabile non da cogenerazione prodotto al di fuori dell'impianto

Per il calore misurabile non da cogenerazione prodotto dalla combustione di combustibili nell'impianto, è determinato il fattore di emissione del mix di combustibili e le emissioni attribuibili al processo di produzione sono calcolate nel modo seguente:

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \cdot Q_{consumed} / \eta \text{ (Equazione 35)}$$

dove:

Em_{Heat} ...sono le emissioni relative al calore del processo di produzione in t CO₂;

EF_{mix} ...è il fattore di emissione del rispettivo mix di combustibili espresso come t CO₂/TJ comprese le emissioni derivanti dalla depurazione dei gas effluenti, se del caso;

$Q_{consumed}$...è la quantità di calore misurabile consumato nel processo di produzione in TJ;

η ...è l'efficienza del processo di produzione del calore.

Il valore EF_{mix} è calcolato separatamente utilizzando l'equazione che segue:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \cdot NCV_i) \text{ (Equazione 36)}$$

dove:

AD_i ...sono i dati sull'attività annua (ossia le quantità consumate) relativi ai combustibili i [tonnellate o Nm³] utilizzati per la produzione di calore misurabile;

alla sezione F.3.1 del presente allegato. A tal fine le quantità dei flussi di fonti e le rispettive emissioni sono attribuite in proporzione al rapporto in cui tali parametri sono attribuiti ai processi di produzione. I parametri pertinenti comprendono la massa di merci fabbricate, la massa o il volume di combustibile o materiale consumato, la quantità di calore non misurabile prodotto, le ore di funzionamento o le efficienze note delle attrezzature".

NCV_i ...è il potere calorifico netto [TJ/t o TJ/m³] dei combustibili i ;

EF_i ... sono i fattori di emissione dei combustibili i espressi in t CO₂/TJ;

Em_{FGC} ...sono le emissioni di processo derivanti dalla depurazione dei gas effluenti espresse in t CO₂.

Questi parametri sono prontamente disponibili se si utilizza l'approccio basato su calcoli per il monitoraggio delle emissioni dirette (cfr. sezione 6.5.1).

Se un gas di scarico (per la definizione cfr. sezione 6.7.5) fa parte del mix di combustibili utilizzato e se il fattore di emissione del gas di scarico è superiore al fattore di emissione standard del gas naturale, per calcolare EF_{mix} si utilizza tale fattore di emissione standard invece del fattore di emissione del gas di scarico.

Approccio 2 – calore prodotto nell'impianto mediante cogenerazione

Le emissioni del combustibile totale in entrata nell'unità CHP sono ripartite secondo il metodo descritto nella sezione 6.7.4 per indicare le emissioni per il calore e quelle per l'energia elettrica.

Approccio 3 – Fattore di emissione del calore misurabile prodotto al di fuori dell'impianto

Quando un processo di produzione consuma calore misurabile importato fornito da un fornitore terzo al di fuori dell'impianto o del processo di produzione, le emissioni associate alla produzione di tale calore sono richieste al fornitore di calore; e devono essere determinate dal fornitore utilizzando l'approccio 1 o l'approccio 2, a seconda dei casi, impiegando i dati dell'ultimo periodo di riferimento disponibile. Se il fornitore è soggetto a un sistema MRV ammissibile, tali dati dovrebbero essere disponibili; in caso contrario, il gestore dell'impianto che consuma calore dovrebbe garantire che il contratto di fornitura di calore con il fornitore terzo tenga conto di tale prescrizione.

Se il fornitore di calore non dispone di dati sulle emissioni effettive, si dovrebbe utilizzare un fattore di emissione con valore standard per il combustibile più comunemente utilizzato nel paese e nel settore industriale in questione, ipotizzando un'efficienza della caldaia del 90 %.

Eccezioni

Nel quantificare il calore misurabile netto, non si opera alcuna distinzione tra le sue diverse origini, a condizione che rientri nell'ambito di applicazione del CBAM. Vi sono tuttavia una serie di eccezioni a questa norma (allegato III, sezione C.1.3, del regolamento di esecuzione):

- **calore prodotto da processi chimici esotermici (esclusa la combustione)** – se un processo di produzione consuma calore misurabile prodotto da un processo chimico esotermico, ad esempio la produzione di acido nitrico o ammoniaca, il gestore dovrebbe:
 - determinare la quantità di calore misurabile consumata separatamente dal restante calore misurabile; e
 - assegnare zero emissioni di CO₂ a tale consumo di calore;

- **calore recuperato da processi alimentati da energia elettrica** – il gestore dovrebbe:
 - determinare la quantità di calore misurabile consumato che è stata recuperata dal processo alimentato da energia elettrica, come il calore recuperato da compressori d'aria e utilizzato per fornire acqua calda di processo (separatamente da altro calore misurabile); e
 - assegnare zero emissioni di CO₂ a tale consumo di calore;
- **calore recuperato da "calore non misurabile"**¹⁰⁵ – per evitare un doppio conteggio quando un processo di produzione consuma calore misurabile che è stato recuperato dal calore non misurabile generato da combustibili, ad esempio quando il calore è recuperato dai gas di scarico di forni da cemento, il gestore dovrebbe:
 - determinare la quantità di calore misurabile consumato che è stata recuperata dai gas di scarico di forni da cemento (separatamente da altro calore misurabile); e
 - dividere tale quantità di calore per un'efficienza di riferimento del 90 % al fine di determinare l'energia in ingresso equivalente per il calore misurabile recuperato; tale energia in ingresso viene quindi sottratta dal combustibile in entrata al forno da cemento per il calore non misurabile.

6.7.3 *Norme relative all'energia elettrica e alle sue emissioni*

La sezione che seguente riguarda la quantificazione dell'energia elettrica prodotta all'interno dell'impianto o consumata per la produzione di merci, il calcolo dei fattori di emissione dell'energia elettrica utilizzati per l'attribuzione delle emissioni ai processi di produzione (cfr. sezione 6.2.2.2 relativa alla misura in cui l'energia elettrica prodotta è pertinente nel calcolo delle emissioni attribuite direttamente e la sezione 6.6 per l'energia elettrica consumata e le emissioni indirette attribuite).

Il trattamento dell'energia elettrica da CHP e le relative emissioni sono aspetti trattati separatamente nella sezione 6.7.4.

6.7.3.1 *Quantificazione dei quantitativi di energia elettrica*

Al fine di determinare la quantità di energia elettrica consumata o prodotta mediante un processo di produzione, è opportuno misurare le forniture di energia elettrica. La misurazione dovrebbe applicarsi alla potenza reale, non alla potenza apparente (potenza complessa), ciò significa che si dovrebbe misurare soltanto la componente di potenza attiva consumata dall'impianto e non dovrebbe essere presa in considerazione la componente di potenza reattiva (o reintrodotta).

Poiché è preso in considerazione soltanto il consumo da parte dell'impianto, qualsiasi perdita di trasmissione e distribuzione di energia elettrica importata prima dei limiti

¹⁰⁵ Con "calore non misurabile" si intende tutto il calore diverso dal calore misurabile. Le quantità di calore non misurabile sono determinate in considerazione delle pertinenti quantità di combustibili utilizzati per la produzione di calore e del potere calorifico netto (NCV) del mix di combustibili.

dell'impianto, ossia tra il punto di fornitura della rete e i limiti dell'impianto, non dovrebbe essere presa in considerazione.

6.7.3.2 *Obblighi di monitoraggio*

Per quanto concerne il monitoraggio il gestore dovrebbe stabilire processi per la misurazione diretta e, se necessario, indiretta dell'energia elettrica consumata, utilizzando il proprio sistema di misurazione. Per la scelta delle migliori fonti di dati disponibili, cfr. sezione 6.4.4.

Fattore di emissione per l'energia elettrica autoapprovvigionata o per l'energia elettrica fornita mediante collegamento tecnico diretto

Per l'**energia elettrica prodotta all'interno dell'impianto mediante produzione separate (ossia diversa dalla cogenerazione)**, il fattore di emissione dell'energia elettrica EF_{EI} è calcolato utilizzando il mix di combustibili specifico applicando la seguente equazione:

$$EF_{EI} = ((\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / El_{prod}) \text{ (Equazione 47)}$$

dove:

AD_i sono i dati sull'attività annua (ossia le quantità consumate) relativi ai combustibili i usati per la produzione di energia elettrica espressi in tonnellate o Nm^3 ;

NCV_i è il potere calorifico netto dei combustibili i espresso in TJ/t o TJ/ Nm^3 ;

EF_i sono i fattori di emissione dei combustibili i espressi in t CO_2 /TJ;

Em_{FGC} sono le emissioni di processo derivanti dalla depurazione dei gas effluenti espresse in t CO_2 ;

El_{prod} è la quantità netta di energia elettrica prodotta espressa in MWh. Possono essere incluse quantità di energia elettrica prodotte da fonti diverse dalla combustione di combustibili.

Questi parametri sono prontamente disponibili se si utilizza l'approccio basato su calcoli per il monitoraggio delle emissioni dirette (cfr. sezione 6.5.1).

Se un gas di scarico (per la definizione cfr. sezione 6.7.5) fa parte del mix di combustibili utilizzato, per calcolare l' EF_{EI} dovrebbe essere utilizzato il fattore di emissione standard per il gas naturale di cui all'allegato VIII del regolamento di esecuzione anziché il fattore di emissione del gas di scarico (fatto salvo il caso in cui l'EF per il gas di scarico sia inferiore).

Nel caso dell'**energia elettrica prodotta all'interno dell'impianto mediante cogenerazione**, le emissioni del combustibile totale in entrata nell'unità CHP sono ripartite secondo il metodo descritto nella sezione 6.7.4 al fine di indicare le emissioni per il calore e le emissioni per l'energia elettrica. Da qui è possibile calcolare il fattore di emissione per l'energia elettrica.

Se l'energia elettrica non è prodotta dall'impianto stesso, ma è fornita da un impianto "direttamente connesso"¹⁰⁶, il fattore di emissione dell'energia elettrica è determinato come sopra (ossia utilizzando gli stessi approcci applicati nel caso in cui l'energia elettrica fosse prodotta nell'impianto), ma i dati devono essere messi a disposizione dal fornitore di energia elettrica).

Fattore di emissione per l'energia elettrica proveniente dalla rete

- L'approccio predefinito consiste nell'utilizzare un **fattore predefinito** fornito dalla Commissione nel registro transitorio del CBAM, che è un fattore di emissione medio della rete elettrica del paese di origine, sulla base dei dati dell'Agenzia internazionale per l'energia (AIE);
- qualora il gestore lo ritenga più opportuno, può utilizzare qualsiasi altro fattore di emissione della rete elettrica del paese di origine, basato su **dati pubblicamente disponibili**, che rappresenti il fattore di emissione medio¹⁰⁷ o il fattore di emissione di CO₂¹⁰⁸;
- **i fattori di emissione effettivi possono essere utilizzati nel caso di accordi di acquisto di energia elettrica**, a condizione che il fattore di emissione sia determinato come descritto sopra.

La determinazione di fattori di emissione specifici ricorrendo a strumenti di mercato quali "garanzie di origine", "certificati verdi", ecc. per fonti energetiche rinnovabili non è consentita.

6.7.4 Norme per la produzione combinata di calore ed energia elettrica

La produzione combinata di calore ed energia elettrica (CHP), denominata anche "cogenerazione", è la generazione simultanea di calore ed energia in un unico processo integrato.

Il calore prodotto dalla cogenerazione è recuperato per uno scopo utile che consuma calore¹⁰⁹ sotto forma di acqua calda, vapore o aria calda, mentre l'energia prodotta è solitamente energia elettrica (può essere anche energia meccanica). Trattandosi di un unico processo combinato, la ripartizione delle emissioni tra calore ed energia elettrica deve essere calcolata utilizzando determinate ipotesi e formule per assegnare le emissioni a ciascun prodotto.

¹⁰⁶ Si può presumere che un impianto sia collegato direttamente se è situato nello stesso sito o ha lo stesso gestore, e in particolare se dispone di una linea diretta di trasmissione dell'energia elettrica all'impianto che produce le merci a norma del CBAM.

¹⁰⁷ Il regolamento CBAM stabilisce questa definizione: "*fattore di emissione per l'energia elettrica*: il valore predefinito, espresso in CO₂e, che rappresenta l'intensità delle emissioni dell'energia elettrica consumata nella produzione delle merci".

¹⁰⁸ Il regolamento CBAM stabilisce questa definizione: "*fattore di emissione CO₂*: la media ponderata dell'intensità di CO₂ dell'energia elettrica prodotta da combustibili fossili all'interno di una zona geografica; il fattore di emissione di CO₂ si ottiene dividendo i dati sulle emissioni di CO₂ prodotte dal settore dell'energia elettrica per la produzione lorda di elettricità proveniente da combustibili fossili nella zona geografica interessata; è espresso in tonnellate di CO₂ per megawatt ora".

¹⁰⁹ Qualora il calore sia utilizzato per la refrigerazione attraverso processi di raffreddamento ad assorbimento, tale processo di refrigerazione è considerato come il processo di consumo del calore.

Il testo riquadrato che segue riporta i riferimenti alle sezioni degli allegati pertinenti.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato III, sezione C "Flussi di calore", C.1 "Norme per determinare il calore misurabile netto" e C.2.2 "Fattore di emissione del calore misurabile prodotto nell'impianto mediante cogenerazione";

allegato III, sezione D "Energia elettrica", D.3 "Norme per determinare le quantità di energia elettrica" e D.4.2 "Fattore di emissione dell'energia elettrica prodotta nell'impianto mediante cogenerazione";

allegato IX "Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore", tabelle 1 e 2.

Il regolamento di esecuzione prevede un approccio per l'attribuzione ai processi di produzione delle emissioni legate alla cogenerazione che si basa sul calcolo di fattori di emissione specifici per i materiali in uscita della produzione combinata di calore ed energia elettrica¹¹⁰. Questo approccio è illustrato di seguito, insieme alle informazioni necessarie per tali calcoli.

Informazioni necessarie per l'attribuzione delle emissioni della cogenerazione ai processi di produzione

Per calcolare la ripartizione delle emissioni tra calore ed energia in uscita dalla cogenerazione, è necessario raccogliere le seguenti informazioni, a seconda dei casi:

a) quantità totale di combustibile in entrata nella cogenerazione nel periodo di riferimento:

$$E_{In} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \quad (\text{Equazione 33})$$

dove:

E_{In} ...è l'energia in ingresso da combustibili;

AD_i ...sono i dati sull'attività annua (ossia le quantità consumate) relativi ai combustibili i [tonnellate o Nm^3];

NCV_i ...è il potere calorifico netto [TJ/t o TJ/m^3] dei combustibili i .

Questi parametri sono prontamente disponibili se si utilizza l'approccio basato su calcoli per il monitoraggio delle emissioni dirette (cfr. sezione 6.5.1);

b) calore prodotto dalla cogenerazione: il livello di attività in questo caso è la quantità netta di calore misurabile Q_{net} prodotto dalla cogenerazione in TJ durante il periodo di riferimento. Le norme per la determinazione dei flussi di calore sono riportate nella sezione 6.7.2;

c) energia elettrica prodotta dalla cogenerazione: il livello di attività in questo caso è la quantità netta di energia elettrica (o meccanica, se del caso) in TJ, prodotta dalla cogenerazione durante il periodo di riferimento. Per "quantità netta di energia elettrica" si

¹¹⁰ Le norme relative all'energia elettrica si applicano anche alla produzione di energia meccanica, se del caso.

intende la quantità di energia elettrica esportata (che esce dai limiti del sistema) dell'unità CHP, previa detrazione dell'energia elettrica consumata internamente ("carico parassitario");

d) emissioni totali prodotte dalla cogenerazione: che comprendono le emissioni derivanti dal combustibile in entrata alla cogenerazione, nonché la quantità di emissioni derivanti dalla depurazione dei gas effluenti, in tonnellate di CO₂ l'anno. La quantità totale di emissioni in t CO₂ è calcolata impiegando l'equazione che segue.

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC} \quad (\text{Equazione 37})$$

dove:

Em_{CHP} ...sono le emissioni prodotte dalla cogenerazione nel periodo di riferimento [t CO₂];

Em_{FGC} ... sono le emissioni di processo derivanti dalla depurazione dei gas effluenti [t CO₂].

AD_i , NCV_i e EF_i hanno lo stesso significato di cui sopra alla lettera a);

e) efficienze medie per il calore e l'energia elettrica nel periodo di riferimento: questi valori dimensionali sono calcolati a partire dai materiali in entrata da a) a c) di cui sopra, secondo le equazioni che seguono. Tuttavia se i materiali in entrata da a) a c) non sono disponibili, occorre utilizzare invece le efficienze di cui alla lettera f).

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad e \quad \eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{Equazioni 38 e 39})$$

dove:

η_{heat} ...è l'efficienza media del calore nel periodo di riferimento;

Q_{net} ...è la quantità netta di calore [TJ] prodotta nel periodo di riferimento;

E_{In} ...è l'energia in ingresso [TJ] calcolata in base alla precedente lettera a);

η_{el} ...è l'efficienza media dell'energia elettrica nel periodo di riferimento;

E_{el} ... è la quantità netta di energia elettrica [TJ] prodotta nel periodo di riferimento, risultante dalla lettera c) di cui sopra;

f) efficienze di progettazione o standard: se non è tecnicamente fattibile per il gestore determinare separatamente le efficienze del calore e dell'energia elettrica o se ciò comporta costi sproporzionatamente elevati, si dovrebbero utilizzare i valori basati sulla **documentazione tecnica del fabbricante** (ossia i **valori di progettazione**). Se anche tali valori non sono disponibili, nei calcoli che seguono possono essere utilizzati valori delle efficienze standard prudenziali pari al **55 % per il calore** e al **25 % per l'energia elettrica**;

g) efficienze di riferimento: sono utilizzate nel calcolo dei fattori di attribuzione per le emissioni. I valori delle efficienze di riferimento utilizzati sono per la produzione di calore in una caldaia autonoma e per la produzione di energia elettrica senza cogenerazione. Il gestore dovrebbe selezionare il valore adeguato dell'efficienza di riferimento specifico per il combustibile per la produzione di energia elettrica e calore di cui all'allegato IX, tabelle

1 e 2, del regolamento di esecuzione. Tali fattori sono inclusi anche all'Allegato D del presente documento di orientamento;

h) i fattori di attribuzione per la produzione di calore ed energia elettrica sono calcolati come segue:

$$F_{CHP,Heat} = \frac{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat}}{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat} + \eta_{el}/\eta_{ref,el}} \quad (\text{Equazione 40})$$

$$F_{CHP,El} = \frac{\eta_{el}/\eta_{ref,el}}{\eta_{heat}/\eta_{ref,heat} + \eta_{el}/\eta_{ref,el}} \quad (\text{Equazione 41})$$

dove:

$F_{CHP,Heat}$... è il fattore di attribuzione per il calore;

$F_{CHP,El}$... è il fattore di attribuzione per l'energia elettrica (o l'energia meccanica, se del caso);

$\eta_{ref,heat}$... è l'efficienza di riferimento per la produzione di calore in una caldaia unica;

$\eta_{ref,el}$... è l'efficienza di riferimento della produzione di energia elettrica senza cogenerazione;

i) fattori di emissione specifici per il calore misurabile e l'energia elettrica connessi alla cogenerazione: i fattori da utilizzare per l'attribuzione delle relative emissioni (dirette e indirette) ai processi di produzione sono calcolati come segue:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad (\text{Equazione 42})$$

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,El} / E_{El,prod} \quad (\text{Equazione 43})$$

dove:

$EF_{CHP,heat}$... è il fattore di emissione per la produzione di calore misurabile nell'unità di cogenerazione, espresso in t CO₂/TJ;

$EF_{CHP,El}$... è il fattore di emissione per la produzione di energia elettrica nell'unità di cogenerazione, espresso in t CO₂/TJ;

Q_{net} ... è il calore netto prodotto dall'unità di cogenerazione, espresso in TJ;

$E_{El,prod}$... è l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione, espresso in TJ.

6.7.5 Norme in materia di energia ed emissioni dei gas di scarico

I gas di scarico derivano da una combustione incompleta o da reazioni chimiche in taluni processi di produzione, in particolare nel settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio; ad esempio, il gas di cokeria (*coke oven gas* - COG), il gas di altoforno (*blast furnace gas* - BFG) e il gas di forno ad ossigeno basico (*basic oxygen furnace gas* - BOFG), noto anche come "gas di conversione".

Tali gas di scarico sono una miscela di CO₂ e carbonio parzialmente ossidato, solitamente monossido di carbonio (CO) e talvolta idrogeno (H₂) e altri gas, motivo per cui presentano

un contenuto energetico recuperabile attraverso l'uso come combustibile, oltre a contenere emissioni "intrinseche" derivanti dal processo di produzione.

Il testo riquadrato sottostante riporta i riferimenti alle sezioni degli allegati pertinenti.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato II "Percorsi produttivi delle merci", ghisa, ferro e acciaio sezioni da 3.11 a 3.16;

allegato III, sezioni B4 "Prescrizioni per i dati di attività", B5 "Prescrizioni per i fattori di calcolo per il CO₂", B.8 "Prescrizioni riguardanti i trasferimenti di CO₂ tra impianti", F. "Norme per l'attribuzione delle emissioni di un impianto alle merci";

allegato VIII "Fattori standard utilizzati nel monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto".

Il recupero e l'uso di gas di scarico come combustibile per produrre energia elettrica o calore sono preferibili rispetto al rilascio o alla combustione in torcia, in quanto ciò è efficiente sotto il profilo energetico ed evita emissioni che sarebbero altrimenti prodotte attraverso la combustione di un altro combustibile per produrre tale energia.

Le sezioni che seguono riguardano la quantificazione dell'energia e l'attribuzione delle emissioni dirette dai gas di scarico ai processi di produzione. Il trattamento delle torce è discusso anche in appresso come caso particolare.

6.7.5.1 Determinazione dei dati di attività per i gas di scarico

Secondo la definizione fornita nel regolamento di esecuzione, un gas di scarico deve soddisfare le tre condizioni seguenti:

- contenere carbonio non completamente ossidato, solitamente sotto forma di CO;
- essere allo stato gassoso alle condizioni standard (si noti che è possibile che alcune delle frazioni organiche presenti nel flusso di gas di scarico possano condensarsi in tali condizioni);
- si formano a seguito di uno dei processi che figurano nella definizione di emissioni di processo, in particolare: a) la riduzione chimica, elettrolitica o pirometallurgica di composti metallici presenti nei minerali, concentrati e materiali secondari; b) l'eliminazione di impurità da metalli e composti metallici; d) le sintesi chimiche di prodotti e prodotti intermedi nelle quali il materiale contenente carbonio partecipa alla reazione; e) l'impiego di additivi o materie prime contenenti carbonio; f) la riduzione chimica o elettrolitica di ossidi metallici od ossidi non metallici come gli ossidi di silicio e i fosfati.

I gas di scarico recuperati sono utilizzati nel processo di produzione o nell'impianto da cui provengono oppure sono trasferiti a un processo di produzione o a un impianto diverso; ad esempio, nelle acciaierie integrate, il gas di altoforno e il gas di convertitore possono essere utilizzati tanto per i processi a monte (ad esempio fabbricazione del coke) quanto per i processi a valle (ad esempio laminazione), nonché per la produzione di energia elettrica.

I processi industriali non si basano esclusivamente sui gas di scarico e devono operare anche in configurazioni autonome e quindi utilizzare i gas di scarico in modo intercambiabile con altri combustibili, ad esempio gas naturale.

Al fine di determinare il volume di gas di scarico consumato da un processo di produzione, è opportuno misurare le forniture di gas di scarico.

6.7.5.2 *Obblighi di monitoraggio per i gas di scarico e le torce*

Per i gas di scarico, tanto i fattori di calcolo (NCV e fattore di emissione o tenore di carbonio) quanto il volume in metri cubi normali dei rispettivi gas di scarico dovrebbero essere monitorati come stabilito nell'allegato III, sezioni B.4 e B.5, del regolamento di esecuzione. I requisiti pertinenti sono illustrati rispettivamente nelle sezioni 6.5.1.3 e 6.5.1.4. Inoltre dovrebbero essere prese in considerazione le norme sulla selezione delle migliori fonti di dati disponibili (sezione 6.4.4).

Torce

Per le torce, il monitoraggio dovrebbe riguardare la combustione in torcia effettuata tanto di routine quanto per esigenze operative (disinnesti, avviamenti e fermate, nonché sfiati di emergenza) nei processi di produzione che utilizzano gas di scarico.

Nel calcolo delle emissioni da gas bruciati in torcia, si dovrebbe includere:

- emissioni derivanti dal gas bruciato in torcia;
- emissioni derivanti dalla combustione di combustibili necessari per il funzionamento della torcia, ad esempio fiamma pilota e combustibili per la combustione del gas bruciato in torcia; e
- **CO₂ intrinseco**¹¹¹ nel flusso di fonti del gas bruciato in torcia.

Qualora un monitoraggio accurato non sia tecnicamente fattibile o comporti costi sproporzionatamente elevati, si dovrebbe utilizzare un fattore di emissione di riferimento pari a **0,00393 t CO₂/Nm³**¹¹².

6.7.5.3 *Attribuzione di emissioni dirette*

I gas di scarico possono essere interamente utilizzati nello stesso processo di produzione in cui sono stati prodotti o possono essere trasferiti oltre i limiti di sistema del processo di produzione che produce la merce. Per le situazioni in cui non sono utilizzate nello stesso processo di produzione, per calcolare le emissioni attribuite al processo di produzione si utilizzano le formule di cui alla sezione 6.2.2.2.

6.8 Calcolo delle emissioni incorporate specifiche delle merci complesse

La sezione 6.2.2 descrive l'approccio per l'attribuzione delle emissioni risultanti dal livello dell'impianto ai processi di produzione e la sezione 6.2.2.3 fornisce le formule per il calcolo delle emissioni incorporate delle merci derivanti da tali emissioni attribuite. Da ciò si

¹¹¹ Si tratta del CO₂ già presente in un flusso di fonti, cfr. sezione 6.5.6.1.

¹¹² L'EF di riferimento utilizzato qui deriva dalla combustione di etano puro ed è utilizzato come valore approssimativo prudenziale per i gas bruciati in torcia.

deduce che per determinare le emissioni incorporate delle merci, occorre stabilire ulteriori parametri. Tali parametri sono il tema della presente sezione:

- le norme per il tipo di monitoraggio e la quantità di merci CBAM ai fini della determinazione del "livello di attività" del processo di produzione sono illustrate nella sezione 6.8.1;
- la sezione 6.8.2 contiene orientamenti sul monitoraggio dei dati sui precursori.

6.8.1 Norme per le merci prodotte

Facendo seguito alla sezione 6.2.2.3, il gestore deve stabilire il livello di attività di ciascun processo di produzione, ossia la quantità di merci prodotte presso l'impianto, per un determinato periodo di riferimento. Come spiegato nella sezione sulle definizioni (6.1.1), le quantità di tutte le merci appartenenti alla stessa "categoria aggregata di merci" sono sommate fino a ottenere il livello di attività.

6.8.1.1 Quantità di merci prodotte

Il livello di attività (quantità prodotta) di una merce prodotta dall'impianto del gestore è calcolato come la massa totale delle merci che escono dal processo di produzione e che soddisfano le specifiche di prodotto per una categoria aggregata di merci NC elencata nel regolamento CBAM. In tale contesto possono figurare tanto i prodotti finali quanto i precursori utilizzati per la produzione di altre merci.

Prevenzione dei "doppi conteggi"

Al fine di evitare un **doppio conteggio** della produzione, solo la quantità di prodotto finale che esce dai limiti del sistema del processo di produzione è conteggiata a livello di attività per una categoria aggregata di merci. Sono presi in considerazione soltanto i prodotti che soddisfano le specifiche richieste, ossia i prodotti commercializzabili o i prodotti utilizzati come precursori all'interno dello stesso impianto. Sono pertanto esclusi dal livello di attività comunicato:

- i prodotti che non soddisfano la qualità o la specifica desiderate e che vengono reimmessi nello stesso processo di produzione per essere rilavorati;
- rottami, sottoprodotti o materiali di scarto del processo di produzione, anche quando sono inviati ad un altro impianto per la rilavorazione o lo smaltimento.

Di conseguenza tutte le emissioni attribuite del processo di produzione sono contabilizzate nelle merci commercializzabili, mentre i rottami e i rifiuti presentano emissioni incorporate pari a zero, ossia il doppio conteggio è effettivamente evitato. Dal punto di vista ambientale, ciò incentiva una diminuzione del consumo di materiali o la prevenzione della creazione di rottami e rifiuti, in quanto un processo che produce una quantità esigua di rottami presenterà emissioni incorporate minori.

6.8.1.2 Obblighi di monitoraggio

Il gestore dovrebbe innanzitutto individuare tutte le merci prodotte presso il suo impianto, associate ai codici NC applicabili. È opportuno istituire procedure per tracciare l'elenco delle merci e determinare la quantità di merci prodotte da ciascun processo di produzione. Tali procedure dovrebbero essere documentate nella documentazione della metodologia di monitoraggio dell'impianto. Gli aspetti principali sono trattati di seguito.

Tracciamento delle merci

È opportuno stabilire e riesaminare periodicamente un elenco completo dei prodotti (e dei precursori) fabbricati nell'impianto, comprendente i seguenti elementi:

- le specifiche di prodotto delle merci elencate dovrebbero essere riesaminate al fine di garantire che corrispondano ai codici NC di cui all'allegato I del regolamento CBAM e all'allegato II, sezione 2, tabella 1, del regolamento di esecuzione (cfr. sezione 5 del presente documento di orientamento);
- le merci elencate devono essere attribuite correttamente ai percorsi produttivi pertinenti per i processi di produzione dell'impianto;
- l'elenco delle merci deve essere aggiornato per includere eventuali nuove merci prodotte per la prima volta. Occorre identificare il codice NC del nuovo prodotto;
- se il nuovo prodotto appartiene a una categoria aggregata di merci precedentemente non riscontrata presso l'impianto, il gestore dovrà definire un ulteriore processo di produzione per il monitoraggio separato delle emissioni incorporate di tale merce, fatto salvo il caso in cui l'approccio "a bolla" gli consenta di includere il nuovo prodotto in un processo di produzione esistente (cfr. sezione 6.3);
- tutti i materiali in entrata e in uscita e tutte le emissioni correlati per la nuova merce prodotta devono essere attribuiti al processo di produzione pertinente.

L'aggiunta di un nuovo tipo di merce può modificare l'attribuzione esistente dei materiali in entrata, dei materiali in uscita e delle emissioni a prodotti e precursori esistenti presso un impianto e, pertanto, il riesame dovrebbe tenerne conto. La documentazione scritta della metodologia di monitoraggio dovrebbe essere aggiornata senza indebito ritardo e il monitoraggio secondo la metodologia aggiornata deve iniziare immediatamente.

Metodi per determinare la quantità di merci

In linea di principio, gli stessi metodi utilizzati per il monitoraggio dei dati di attività per i flussi di fonti si applicano anche alla quantificazione delle merci prodotte. I dettagli sono trattati nella sezione 6.5.1.3. Si applicano le norme per la selezione delle migliori fonti di dati disponibili (sezione 6.4.4).

Poiché le quantità di merci prodotte e vendute sono generalmente elementi essenziali della relazione finanziaria di un'impresa, tali dati dovrebbero essere disponibili per il CBAM senza ulteriori sforzi. I gestori dovrebbero garantire la coerenza dei loro dati CBAM con le relazioni sottoposte a revisione finanziaria e utilizzarli per corroborare il calcolo delle emissioni incorporate.

Monitoraggio della qualità delle merci

A seconda del settore industriale e delle merci prodotte, l'importatore dell'UE deve comunicare ulteriori parametri nella relazione CBAM trimestrale. Di conseguenza il gestore dovrebbe essere in grado di fornire le informazioni pertinenti all'importatore. Tali obblighi di comunicazione supplementari sono elencati nella sezione 7 per ciascun settore. Alcuni di questi parametri richiedono informazioni sulla qualità dei prodotti del gestore quali, ad esempio, il contenuto di clinker nel cemento, il contenuto di alcuni elementi legati nell'acciaio, la quantità di rottami utilizzati per la produzione di acciaio e alluminio, la

concentrazione di acido nitrico o di ammoniaca idrata e il contenuto di diverse forme di azoto nelle miscele di concimi.

Trattandosi di informazioni qualitative, in linea di principio si applicano le norme indicate per i fattori di calcolo nella sezione 6.5.1.4. Ciò significa che, se del caso, può essere necessario effettuare analisi di laboratorio. Tuttavia in molti casi tali analisi saranno comunque effettuate nell'ambito del controllo di qualità della produzione, al fine di garantire il rispetto delle specifiche del cliente. In alcuni casi può essere più opportuno calcolare i parametri richiesti sulla base di un bilancio di massa dei materiali in entrata del processo in questione. Tuttavia si presume che la determinazione dei parametri richiesti sarà possibile senza sforzi eccessivi. I metodi utilizzati dovrebbero essere contenuti nella documentazione della metodologia di monitoraggio e rivisti periodicamente.

Si noti che il potenziale di differenziazione delle merci in base alla loro qualità e comunicazione offre ai gestori la possibilità di fornire dati agli importatori a un livello più dettagliato rispetto ai soli codici NC. Ad esempio, se un gestore vende tre diverse formule di miscele di concimi, può fornirle come tre merci distinte aventi lo stesso codice NC con dati diversi in termini di emissioni incorporate e composizione nel modello di comunicazione messo a disposizione dal gestore agli importatori dell'UE. Come norma generale, i gestori possono utilizzare la media annua della misura della qualità per l'intero processo di produzione ai fini delle comunicazioni nell'ambito del medesimo codice NC. Facoltativamente, se il gestore dispone di possibilità di monitoraggio più dettagliate, si incoraggia un monitoraggio "per prodotto".

6.8.2 Norme per il monitoraggio dei dati sui precursori

Al fine di effettuare il calcolo delle emissioni incorporate delle merci complesse come illustrato alla sezione 6.2.2.3, le emissioni incorporate di materiali precursori devono essere aggiunte alle emissioni dirette e indirette attribuite al processo di produzione. Si applicano le norme seguenti:

- se i precursori sono prodotti all'interno dello stesso impianto nell'ambito dello stesso processo di produzione utilizzando un "approccio a bolla" (cfr. sezione 6.3), non sono necessari un monitoraggio e un calcolo distinti. Devono essere monitorati solo i precursori provenienti da altri processi di produzione o ottenuti da altri impianti;
- se un precursore è prodotto all'interno dello stesso impianto, utilizzando un processo di produzione separato rispetto alla produzione della merce complessa:
 - è opportuno determinare la quantità di precursore consumata da ciascuno dei processi di produzione di merci complesse dell'impianto;
 - le emissioni incorporate dirette e indirette specifiche del precursore devono essere calcolate separatamente e dovrebbero corrispondere alla media nel periodo di riferimento;
- per i precursori ottenuti da altri impianti:
 - la quantità di precursore consumata e le emissioni dirette e indirette incorporate dovrebbero essere determinate e/o contabilizzate separatamente per ciascun impianto da cui proviene il precursore in questione;
 - le emissioni incorporate dirette e indirette specifiche del precursore devono essere comunicate dal gestore dell'altro impianto che fornisce il

precursore. Al fine di garantire la completezza dei dati, i produttori di precursori dovrebbero utilizzare il modello di comunicazione volontaria illustrato nella sezione 6.11 per comunicare i dati sul precursore fornito;

- tuttavia, se tali dati non sono conclusivi, ai fini del calcolo delle emissioni incorporate totali derivanti dalla quantità di precursore consumata si possono utilizzare i valori predefiniti, ma soltanto se i precursori contribuiscono a non più del 20 % delle emissioni incorporate totali (cfr. sezione 6.9).



Se i materiali precursori sono ottenuti da altri impianti, l'allegato III, sezione E, del regolamento di esecuzione prevede che il gestore che produce una merce complessa richieda al produttore del materiale precursore i seguenti dati:

- il paese di origine delle merci importate;
- l'impianto in cui è stato prodotto, identificato da:
 - l'identificativo unico dell'impianto, se disponibile;
 - il codice ONU per il commercio e i siti di trasporto (UN/LOCODE) del sito applicabile;
 - un indirizzo esatto e la sua trascrizione in inglese; e
 - le coordinate geografiche dell'impianto;
- il percorso produttivo utilizzato, come definito nell'allegato II, sezione 3, del regolamento di esecuzione;
- i valori dei parametri specifici applicabili richiesti per determinare le emissioni incorporate, elencati nell'allegato IV, sezione 2, del regolamento di esecuzione;
- le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette del precursore come media nel periodo di riferimento più recente disponibile, espresse in tonnellate di CO₂e per tonnellata di precursore. Se materiali precursori ottenuti da un altro impianto sono stati prodotti in periodi di riferimento diversi, dovrebbero essere utilizzati i valori medi delle emissioni incorporate specifiche per il periodo di riferimento più recente disponibile;
- la data di inizio e di fine del periodo di riferimento utilizzato dall'impianto da cui è stato ottenuto il precursore;
- le informazioni sul prezzo del carbonio dovuto per il precursore, se pertinenti.

Se si utilizza il modello di comunicazione della Commissione, sarà automaticamente garantito che tali dati siano completi.

6.9 Uso di fattori predefiniti e altri metodi

Se in qualità di gestore non sono disponibili tutti i dati necessari per il calcolo delle emissioni incorporate, è necessario colmare tali lacune con i migliori dati disponibili o il metodo di stima. In caso di lacune minori nei dati dell'impianto (ad esempio, la mancanza di un'analisi di un lotto di combustibile), il gestore deve utilizzare un metodo di stima adeguato nella documentazione della metodologia di monitoraggio (cfr. sezione 6.9.3).

Per altre situazioni, esistono "**valori predefiniti**" per le **emissioni dirette e indirette specifiche** di merci e precursori, che il gestore può utilizzare per i precursori acquistati a determinate condizioni (cfr. sezione 6.9.1) e che possono essere utilizzati anche dai dichiaranti dell'UE per un periodo limitato all'inizio del periodo transitorio. Inoltre la Commissione mette a disposizione valori predefiniti per i **fattori di emissione dell'energia elettrica** per il calcolo delle emissioni indirette (cfr. sezione 6.9.2).

Il gestore può inoltre trovarsi nella situazione in cui dispone già di un sistema di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra e deve preparare la transizione verso la piena applicazione della metodologia CBAM prevista dal regolamento di attuazione del CBAM (ossia la conformità rispetto ai metodi descritti nella sezione 6 del presente documento). Per indicazioni su questa situazione, cfr. sezione 6.9.4.

6.9.1 Valori predefiniti per le emissioni incorporate specifiche

I valori predefiniti dei fattori di emissione sono stati calcolati dalla Commissione europea (per le emissioni dirette e indirette, se del caso) per ciascun codice NC. Tali dati sono forniti sul sito web della Commissione europea dedicato al CBAM:

- i valori predefiniti indicati a livello di codice NC a 4 cifre si applicano a tutte le merci che rientrano in tale categoria di codice NC a 4 cifre (ossia indipendentemente dalle cifre successive alle prime quattro);
- i valori predefiniti forniti a livello di codice NC a 6 cifre si applicano a tutte le merci che rientrano in questa categoria di codice NC a 6 cifre;
- i valori predefiniti forniti a livello di codice NC a 8 cifre si applicano solo a questo specifico codice NC a 8 cifre: nella maggior parte dei casi questi codici a 8 cifre riguardano l'industria dell'acciaio e rispecchiano la serie di diversi percorsi produttivi ed elementi di lega utilizzati;
- in numerosi casi il medesimo valore predefinito si applica a più codici NC.

Tali valori predefiniti possono essere utilizzati come emissioni incorporate dirette o indirette specifiche delle merci che fungono da precursori utilizzate come materiali in entrata e consumate nel processo di produzione di altre merci CBAM, se le intensità delle emissioni effettive per tali merci che fungono da precursori non sono disponibili. Ciò avviene di solito quando il fornitore del precursore non comunica i dati pertinenti entro il termine richiesto.

L'articolo 4, paragrafo 3, e l'articolo 5 del regolamento di attuazione del CBAM **limitano il ricorso a valori predefiniti**:

- senza limiti quantitativi fino al 31 luglio 2024 (ossia per l'uso nelle prime tre relazioni CBAM trimestrali). In tale ambito gli importatori dell'UE sono pertanto autorizzati a utilizzare tali valori per garantire il rispetto da parte loro delle prescrizioni di cui al CBAM, nel caso in cui non ricevano dati pertinenti dai gestori degli impianti che producono merci CBAM. Per quanto concerne il gestore, tale disposizione gli consente di colmare le lacune nei dati relativi ai precursori acquistati per i dati che il gestore comunica ai suoi importatori per lo stesso periodo di tempo;

- senza limiti di tempo, ma nel rispetto di limiti quantitativi: per le merci complesse, fino al 20 % delle emissioni incorporate totali può essere determinato utilizzando stime. L'utilizzo dei valori predefiniti forniti dalla Commissione si qualificherebbe come "stima". Per il gestore, tale disposizione offre due opzioni di semplificazione per il monitoraggio:
 - se il gestore produce merci complesse e acquista precursori che contribuiscono per meno del 20 % alle emissioni incorporate totali, egli può utilizzare i valori predefiniti anziché chiedere al fornitore di fornire i dati pertinenti;
 - se la maggior parte delle emissioni incorporate del prodotto del gestore è imputabile ai precursori (ad esempio se il gestore acquista barre di acciaio per la produzione di viti e dadi a partire dalle stesse), il gestore può applicare "stime" al proprio processo di produzione, a condizione che riceva dati affidabili sulle emissioni incorporate dei precursori dai suoi produttori e che il suo processo di produzione non contribuisca per più del 20 % alle emissioni incorporate totali. In questo caso la "stima" delle emissioni del gestore può comportare il ricorso ad approcci di monitoraggio previsti da altri sistemi MRV, se i metodi di cui all'allegato III del regolamento di esecuzione sono troppo onerosi per l'impianto del gestore.

I partecipanti che desiderano utilizzare i valori predefiniti determinati dalla Commissione dovrebbero tenere presente che tali valori sono fissati a un livello di intensità di emissioni relativamente elevato e, pertanto, potrebbe essere più vantaggioso utilizzare i valori effettivi per le merci che fungono da precursori, laddove disponibili. Inoltre i valori predefiniti possono servire come strumento per verificare la plausibilità dei dati effettivi del gestore, in quanto i valori predefiniti sono determinati come valori medi globali basati su fonti pubblicamente disponibili.

6.9.2 Fattori di emissione predefiniti per l'energia elettrica di rete

Per le norme sull'uso di valori predefiniti per il fattore di emissione della rete elettrica ai fini del calcolo delle emissioni incorporate indirette, cfr. sezione 6.7.3.2).

6.9.3 Lievi lacune nei dati di monitoraggio dell'impianto

In caso di lacune nei dati nelle attività quotidiane di monitoraggio delle emissioni presso l'impianto, i regolamenti di esecuzione prevedono che i dati sostitutivi siano costituiti da stime prudenziali, ossia da dati che garantiscano che le emissioni non siano sottostimate e che i livelli di attività (dati di produzione) non siano sovrastimati. Si possono fornire i seguenti orientamenti:

- se manca un fattore di calcolo in una metodologia basata su calcoli (ad esempio perché il campione non è stato prelevato in tempo o non è stata effettuata alcuna analisi di laboratorio), la sostituzione con un valore standard sarà semplice (cfr. sezione 6.5.1.4);
- se mancano i dati di attività (sezione 6.5.1.3) (ad esempio perché un autocarro non è stato pesato), può essere opportuno utilizzare la massa media di carichi

analoghi di autocarri nello stesso periodo di riferimento, aggiungendo ai dati una maggiorazione (ad esempio una deviazione standard) per garantire la prudenza della stima;

- se uno strumento di misura non funziona correttamente, deve essere sostituito quanto prima. Nel frattempo può essere utilizzato uno strumento che presenta un'incertezza maggiore, se disponibile. Se non sono disponibili altri strumenti, i dati mancanti dovrebbero essere stimati in modo prudenziale. Per i misuratori di portata può essere utilizzata una portata media stabilita durante lo stesso periodo di riferimento, aggiungendo ai dati una maggiorazione (ad esempio una deviazione standard) per garantire la prudenza della stima. In altri casi, ad esempio le misurazioni del calore, una stima può basarsi sull'efficienza energetica del processo determinata nel periodo di riferimento, aggiungendo una determinata maggiorazione;
- l'approccio scelto per colmare la carenza di dati dovrebbe essere inserito nella documentazione della metodologia di monitoraggio per l'uso futuro. Inoltre dovrebbe essere effettuato un riesame periodico per individuare le opzioni per evitare simili lacune nei dati in futuro (ad esempio garantendo che siano conservate nelle scorte unità di riserva per gli strumenti di misura critici).

6.9.4 *Uso transitorio di altri sistemi di monitoraggio e comunicazione dei gas a effetto serra*

Al momento dell'introduzione del CBAM, numerosi gestori e impianti in tutto il mondo hanno già istituito sistemi di monitoraggio e comunicazione delle loro emissioni di gas a effetto serra per finalità diverse, quali la determinazione dell'impronta di carbonio della loro impresa o del loro prodotto, vari sistemi di comunicazione sulla responsabilità delle imprese o per sistemi di fissazione del prezzo del carbonio quali le imposte sulle emissioni di CO₂, i sistemi di scambio delle quote di emissioni o i mercati volontari del carbonio. Sebbene tali sistemi di comunicazione presentino alcuni principi comuni¹¹³, numerosi sono i dettagli tecnici per i quali differiscono. Tuttavia la legislazione CBAM apprezza tali sistemi considerandoli un utile punto di partenza per preparare i gestori all'applicazione delle norme dettagliate di monitoraggio previste dal CBAM dopo un determinato periodo transitorio. Il regolamento di esecuzione del CBAM fissa i seguenti limiti per l'uso di altri sistemi MRV:

- **fino al 31 luglio 2024** (ossia per le prime tre relazioni CBAM trimestrali) possono essere utilizzati "altri metodi per determinare le emissioni". Come indicato nella sezione 6.9.2, figura in tale contesto l'uso di valori predefiniti, ma questa non è l'unica possibilità. Si applicano altri sistemi MRV di altri sistemi ETS e di comunicazione, quali il protocollo sui gas a effetto serra (a livello di impianto o di prodotto), la comunicazione ai sensi della norma ISO 14065 o ISO 14404. Per

¹¹³ Le norme per la determinazione delle emissioni incorporate delle merci CBAM si basano sulle norme dell'EU ETS al fine di garantire un prezzo del carbonio equivalente. A sua volta l'EU ETS ha costruito il proprio sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica (MRV) sulla base delle linee guida del IPCC e delle norme di settore disponibili al momento dello sviluppo dell'EU ETS. Di conseguenza la compatibilità tra numerosi sistemi di fissazione del prezzo del carbonio e di monitoraggio, comunicazione e verifica è notevole. Tuttavia, al fine di conseguire la stessa copertura delle emissioni dell'EU ETS, le norme per il CBAM prevedono limiti di sistema specifici, che non sono pienamente compatibili con altre norme in materia di monitoraggio, comunicazione e verifica, quali il protocollo sui gas a effetto serra e talune norme ISO.

garantire la stessa copertura delle emissioni incorporate prevista dal CBAM, possono essere necessari adeguamenti dei dati sulle emissioni e tali adeguamenti sono raccomandati (cfr. di seguito);

- **fino al 31 dicembre 2024** possono essere utilizzati i seguenti metodi di monitoraggio e comunicazione, **se comportano una copertura e un'accuratezza analoghe dei dati sulle emissioni** a quelle delle norme di monitoraggio del regolamento di esecuzione del CBAM:
 - a) un sistema di fissazione del prezzo del carbonio vigente nel luogo in cui è sito l'impianto; o
 - b) un sistema di monitoraggio obbligatorio delle emissioni vigente nel luogo in cui è sito l'impianto; o
 - c) un sistema di monitoraggio delle emissioni presso l'impianto che possa comprendere la verifica da parte di un verificatore accreditato;
- **dal 1° gennaio 2025** l'unico approccio consentito per discostarsi dalle norme di monitoraggio del CBAM è l'uso di "stime" per un massimo del 20 % delle emissioni incorporate totali di una merce CBAM. Figura in tale contesto l'uso di valori predefiniti, ma anche di altre stime o dei sistemi MRV menzionati per il periodo antecedente al 1° gennaio 2025, a condizione che sia rispettato il limite del 20 %.

La lettera a) riguarda in particolare le imposte sul carbonio e i sistemi di scambio di quote di emissioni regolamentati da organismi governativi, quali l'ETS del Regno Unito, l'ETS coreano e altri sistemi di scambio di quote di emissioni (obbligatori) esistenti e futuri a livello nazionale o regionale. La lettera b) riguarda gli obblighi giuridici di comunicazione dei dati sulle emissioni, come nel caso del programma di comunicazione dei gas a effetto serra degli Stati Uniti (EPA) o i sistemi MRV utilizzati in preparazione dell'istituzione di un ETS. La lettera c) contempla progetti a livello di impianto, quali i progetti del meccanismo di sviluppo pulito presso gli impianti.

Se si sceglie (in qualità di gestore) di utilizzare una tale altra metodologia di monitoraggio, si dovrebbe fornire all'importatore informazioni in merito al sistema MRV utilizzato, in quanto il dichiarante deve fornire "informazioni supplementari e una descrizione della base metodologica delle norme impiegate per determinare le emissioni incorporate" nella relazione CBAM trimestrale.

Adeguamento dell'ambito di applicazione delle emissioni di gas a effetto serra provenienti da altri sistemi di monitoraggio

Come indicato alla Tabella 6-1 (pagina 98), i sistemi di monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra possono avere ambiti di applicazione diversi che si discostano dal CBAM. In particolare possono essere necessari i seguenti adeguamenti se un gestore utilizza le norme di un sistema di monitoraggio diverso da quello di cui al regolamento di esecuzione del CBAM:

- se il sistema di monitoraggio utilizzato si applica esclusivamente alle emissioni a livello di impianto, i dati risultanti soddisfano soltanto le esigenze di cui all'allegato III, sezione B (trattate nella sezione 6.5 del presente documento per le emissioni dirette) e sezione D (sezione 6.6 del presente documento per le emissioni indirette) del regolamento di esecuzione. Sono pertanto necessari dati supplementari per determinare le emissioni attribuite a livello di processo di produzione in conformità

all'allegato III, sezione F, del regolamento di esecuzione (sezioni 6.2.2 e 6.7 del presente documento);

- se il sistema di monitoraggio utilizzato fornisce emissioni specifiche di gas a effetto serra per tonnellata di prodotto, può essere necessario aggiungere le emissioni dei precursori o sottrarre le emissioni determinate come parte di un'impronta di carbonio ma non contemplate dal CBAM (ad esempio le emissioni dei trasporti). Procedere in tal senso può essere problematico quando il rispettivo sistema di monitoraggio prevede l'uso di banche dati di valutazione del ciclo di vita (*life cycle assessment* - LCA) o i valori della letteratura non forniscono informazioni trasparenti sui limiti del sistema delle emissioni di gas a effetto serra;
- il CBAM richiede, nella fase di transizione, che le emissioni incorporate dirette e indirette siano comunicate separatamente. Se un sistema di monitoraggio fornisce soltanto emissioni aggregate di gas a effetto serra di entrambi i tipi, i dati non possono essere utilizzati per il CBAM, fatta eccezione nel caso in cui i dati sottostanti siano sufficientemente dettagliati da consentire la suddivisione tra emissioni dirette e indirette.

6.10 Comunicazione del prezzo del carbonio effettivo dovuto

Al fine di garantire un trattamento equo delle merci prodotte in impianti diversi in giurisdizioni diverse, è necessario che il gestore dell'impianto informi l'importatore in merito al **prezzo del carbonio effettivo**¹¹⁴ dovuto in caso di produzione di merci CBAM, prima che sia possibile stabilire l'obbligo del CBAM per le merci CBAM.

Il "**prezzo del carbonio effettivo**" è il prezzo effettivo per tonnellata dovuto per i processi di produzione dell'impianto nonché per i pertinenti materiali precursori utilizzati nella produzione e dovrebbe tenere conto dei seguenti aspetti:

- il prezzo effettivo di una tonnellata di CO₂e nel sistema di fissazione del prezzo del carbonio nella giurisdizione in questione;
- la copertura delle emissioni dei processi di produzione nel sistema di fissazione del prezzo del carbonio (dirette, indirette, tipi di gas a effetto serra, ecc.);
- eventuali "riduzioni"¹¹⁵ applicabili, ossia l'importo dell'assegnazione gratuita (nel caso di un ETS) o qualsiasi sostegno finanziario, compensazione o altra forma di riduzione ricevuti in tale giurisdizione, per ciascuna tonnellata di prodotto pertinente per il CBAM; e
- nel caso di merci complesse, il prezzo del carbonio dovuto (dopo eventuali riduzioni ricevute) per qualsiasi materiale precursore consumato nel processo di produzione.

¹¹⁴ Il regolamento CBAM stabilisce questa definizione: "*prezzo del carbonio*": *l'importo monetario versato in un paese terzo, nell'ambito di un regime di riduzione delle emissioni di carbonio, sotto forma di tassa, prelievo o imposta o di quote di emissioni nell'ambito di un sistema di scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra, calcolato sui gas a effetto serra oggetto di tale misura e rilasciati durante la produzione delle merci*".

¹¹⁵ Il regolamento di esecuzione reca questa definizione: "*riduzione*": *qualsiasi importo che riduca l'importo dovuto o pagato da una persona tenuta al pagamento del prezzo del carbonio, prima o dopo il pagamento, in forma monetaria o in qualsiasi altra forma*".



Nel periodo transitorio si tratta di un obbligo di comunicazione per gli importatori; tuttavia nel periodo definitivo la divulgazione di tali informazioni concederà agli importatori **una riduzione pari all'importo altrimenti dovuto** dalla persona responsabile dell'obbligo CBAM.

Se l'impianto del gestore è soggetto al versamento di un prezzo del carbonio, il gestore dovrà raccogliere informazioni sul prezzo del carbonio dovuto prima dell'obbligo CBAM, in modo da poterlo attribuire ai processi di produzione e alle categorie di merci CBAM in modo analogo a quello seguito per attribuire le emissioni alle merci.

Se è operativo un sistema di fissazione del prezzo del carbonio nel paese (o nella regione o nella giurisdizione più piccola) in cui è situato l'impianto, occorre monitorare il prezzo effettivo per tonnellata di CO₂e già pagato e comunicare le informazioni pertinenti agli importatori per la loro relazione CBAM trimestrale.

La procedura di monitoraggio e calcolo del prezzo del carbonio effettivo dovrebbe essere inclusa nella documentazione della metodologia di monitoraggio; inoltre, se nel processo di produzione sono utilizzati precursori provenienti da un altro impianto, occorre altresì ottenere le stesse informazioni dal fornitore per ciascuna merce che funge da precursore fornita.

Il prezzo del carbonio dovuto può essere attribuito a un processo di produzione e a una categoria aggregata di merci in modo analogo alle modalità di calcolo delle emissioni incorporate specifiche e dovrebbe essere **espresso in euro per tonnellata di merce CBAM**. Il calcolo è effettuato come segue:

- stabilire la quantità totale di emissioni emesse e il prezzo del carbonio e, a partire da tali dati, calcolare il prezzo totale del carbonio dovuto nel periodo di riferimento. Tale calcolo dovrebbe essere effettuato a livello di processo di produzione¹¹⁶;
- dividere il prezzo totale del carbonio dovuto per le tonnellate di merci CBAM prodotte per ciascun processo di produzione al fine di ottenere il prezzo per tonnellata della merce CBAM.

Per le merci complesse, se si consumano precursori nel processo di produzione, il prezzo del carbonio dovuto dal fornitore dovrebbe essere aggiunto a quello determinato per la merce CBAM complessa e si dovrebbe calcolare il prezzo del carbonio risultante.

Se il fornitore del precursore non fornisce le informazioni richieste, l'importatore deve presumere che il prezzo del carbonio dovuto per il precursore sia pari a zero.

I due principali tipi di sistema di fissazione del prezzo del carbonio in vigore sono un **sistema di scambio di quote di emissioni (ETS)** o un **prezzo del carbonio sotto forma di tassa, prelievo o imposta**. In questi casi il tipo di informazioni che i gestori dovrebbero comunicare sono i seguenti:

¹¹⁶ Supponendo che tutte le emissioni soggette all'applicazione del CBAM siano considerate altresì nel prezzo del carbonio, il gestore deve soltanto suddividere il prezzo del carbonio dovuto a livello di impianto in maniera proporzionale alla suddivisione delle emissioni nei diversi processi di produzione. Tuttavia, se il prezzo del carbonio si applica soltanto a una parte delle emissioni oggetto del CBAM (ad esempio se le emissioni di processo non sono coperte da un'imposta che si applica soltanto ai combustibili), può essere necessario un approccio più appropriato, come una suddivisione per flusso di fonti.

- **prezzo del carbonio nell'ambito di un sistema di scambio di quote di emissioni (ETS):**
 - il prezzo medio annuo delle quote/dei certificati relativi a una tonnellata metrica di CO₂e nella valuta applicabile;
 - informazioni dettagliate in merito alle norme ETS¹¹⁷, ad esempio se si applicano alle emissioni dirette e/o indirette;
 - le emissioni totali per le quali è stato necessario restituire quote o certificati;
 - il numero totale di quote o certificati ricevuti a titolo gratuito come "assegnazione gratuita";
 - la differenza che ne risulta tra le emissioni e l'assegnazione gratuita. Se quest'ultimo dato supera le emissioni, il prezzo del carbonio dovuto deve essere comunicato come pari a zero.

- **Prezzo del carbonio sotto forma di tassa, prelievo o imposta:**
 - l'ammontare medio annuo della tassa, del prelievo o dell'imposta relativa/o a una tonnellata metrica di CO₂e nella valuta applicabile. Se l'ammontare è diverso, ad esempio per i diversi combustibili utilizzati, occorre determinare un'aliquota media ponderata corrispondente al mix di combustibili dell'impianto in questione per ciascun periodo di riferimento;
 - informazioni dettagliate sulle norme applicabili¹¹⁷ alla tassa, al prelievo o all'imposta, ad esempio se si applica alle emissioni dirette e/o indirette o a processi o combustibili specifici, ecc.;
 - le emissioni totali per le quali l'importatore ha dovuto pagare il prezzo del carbonio nel contesto della tassa, del prelievo o dell'imposta;
 - eventuali riduzioni di cui l'importatore ha potuto richiedere di beneficiare per il pagamento della tassa, del prelievo o dell'imposta sul carbonio;
 - l'imposta sul carbonio totale risultante versata. Se la riduzione supera l'aliquota d'imposta prima dell'applicazione della riduzione (o del rimborso), il prezzo del carbonio dovuto deve essere comunicato come pari a zero.

Possono essere possibili altri tipi di sistema di fissazione del prezzo del carbonio, come i finanziamenti a sostegno del clima basati su risultati (*Results-Based Climate Finance - RBCF*), ma non si tratta di sistemi tipici dei settori industriali e non sono ammissibili ai sensi della legislazione CBAM.

Il tasso di cambio tra la valuta applicabile al prezzo del carbonio dovuto e l'euro sarà applicato automaticamente nel registro transitorio CBAM quando la relazione CBAM viene inserita dal dichiarante, utilizzando il tasso di cambio medio annuo dell'anno precedente.

Durante il periodo transitorio gli importatori comunicano i dettagli tanto del **prezzo del carbonio dovuto** quanto dei **prodotti CBAM coperti dal prezzo dovuto**, come comunicato dai gestori che producono le merci CBAM.

¹¹⁷ Gli importatori dovranno fornire una descrizione e un'indicazione dell'atto giuridico, ossia fornire il riferimento dell'atto normativo, idealmente sotto forma di collegamento internet. Di conseguenza gli importatori dovrebbero fornire anche queste informazioni.

6.11 Modello per le comunicazioni

La presente sezione illustra il modo in cui i gestori dovrebbero contabilizzare e comunicare le emissioni della produzione e incorporate durante il periodo transitorio del CBAM. Si noti che i gestori non sono soggetti ad alcun obbligo formale di comunicazione, come avviene in altri sistemi di fissazione del prezzo del carbonio; essi devono soltanto *comunicare* i dati sulle emissioni agli importatori dell'UE delle loro merci. Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni chiave del regolamento di esecuzione per le comunicazioni, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

allegato II, sezione 1 "Definizioni";

allegato III, sezione F "Norme per l'attribuzione delle emissioni di un impianto alle merci";

allegato III, sezione I "Comunicazione da parte del gestore dei dati per l'uso da parte del dichiarante nella relazione CBAM".

Valori predefiniti per il calcolo delle emissioni incorporate, determinati dalla Commissione europea e pubblicati sul suo sito web dedicato al CBAM.

I gestori degli impianti sono competenti per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni incorporate delle merci che hanno prodotto e che esportano nell'UE a importatori di tali merci. Gli importatori o i "dichiaranti" devono comunicare le emissioni incorporate delle merci importate su base trimestrale durante il periodo transitorio.

Il contenuto della "**comunicazione dei dati sulle emissioni**" **raccomandata** dal gestore ai dichiaranti è indicato nell'allegato IV del regolamento di esecuzione. I dichiaranti utilizzano le informazioni contenute in tale comunicazione per completare le loro relazioni CBAM nel registro transitorio CBAM. La struttura della relazione CBAM è illustrata nell'allegato I del regolamento di esecuzione.

La Commissione europea ha elaborato una **versione elettronica** del modello di **comunicazione dei dati sulle emissioni**, in formato di foglio elettronico, per aiutare i gestori a **condividere con i dichiaranti i dati sulle emissioni incorporate necessari**. Tale modello è presentato nella *Figura 6-6* e lo strumento del foglio elettronico è disponibile sul sito web della Commissione europea dedicato al CBAM.

Figura 6-6: modello ad uso volontario di comunicazione elettronica dei dati – pagina del contenuto.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
2				Navigation Area:		Table of contents	Further Guidance	Summary Processes	Summary Products				
3	Table of contents												
4													
6	Sheet "Table of contents"												
7													
8	a. Sheet "Table of contents"												
9													
10	b. Sheet "Guidelines & conditions"												
11													
12	A. Sheet "A_InstData" - General information, production processes and purchased precursors												
13	1 Reporting period												
14	2 About this report												
15	3 Verifier of this report, if applicable												
16	4 Aggregated goods categories and relevant production processes												
17	5 Purchased precursors												
18													
19	B. Sheet "B_EmInst" - Installation's emission at source stream and emission source level												
20	1 Source Streams (excluding PFC emissions)												
21	2 PFC Emissions												
22	3 Emissions Sources (Measurement-Based Approaches)												
23													
24	C. Sheet "C_Emissions&Energy" - Installation-level GHG emissions and energy consumption												
25	1 Fuel balance												
26	2 Greenhouse gas emissions balance												
27													
28	D. Sheet "D_Processes" - Production level and attributed emissions for SEE calculation												
29	1 Data input for the determination of the specific embedded emissions												
30													
31	E. Sheet "E_PurchPrec" - Purchased precursors for SEE calculation												
32	1 Data input for the determination of the specific embedded emissions												
33													
34	F. Sheet "F_Tools" - Tools for facilitating reporting												
35	1 Cogeneration Tool												
36	2 Tool for calculation of the carbon price paid												
37													
38	G. Sheet "G_FurtherGuidance" - Further guidance on specific sections in this template												
39	1 General guidance												
40	2 Source streams and emission sources												
41	3 Attribution of emissions to production processes												
42	4 Summary of products												
43													
45	The following two sheets summarise the results at process and product level, respectively:												
46	Summary of production processes												
47	Summary of products												
48													
49	The following sheet summarises the main information to be communicated to the reporting declarant:												
50	Communication with reporting declarant												
51													
52													
54	Language version:					English Version (Original)							
55	Reference filename:					CBAM SEE Communication_UBA_en_200723.xls							
56													
57	Information about this file:												
58	Installation name:					Test installation							
59	Reference period:					from: 01.01.2023 to: 31.12.2023							

Tra le caratteristiche principali vi sono:

- navigazione di facile utilizzo e calcolo automatico dei dati sulle emissioni incorporate a norma del CBAM provenienti a partire dai dati in entrata, mostrando come sono state calcolate le emissioni attribuite per ciascun processo di produzione;
- contempla informazioni per entrambe le parti (1 e 2) della relazione dei gestori, individua quali dati sono necessari affinché i dichiaranti completino la relazione CBAM e quali dati sono facoltativi, e fornisce orientamenti su come utilizzare il modello e sui diversi calcoli effettuati;
- strumenti per facilitare la comunicazione, per l'attribuzione delle emissioni tra calore ed energia elettrica per la produzione combinata di calore ed energia elettrica (cogenerazione) e per il calcolo del prezzo del carbonio dovuto;
- fogli di sintesi che forniscono le principali informazioni sui processi di produzione e sui prodotti da comunicare al dichiarante per le sue relazioni CBAM.

6.11.1 Per i gestori

Il modello di comunicazione dei dati sulle emissioni del gestore consta di due parti, la prima contiene tutte le informazioni necessarie richieste dal dichiarante per compilare la propria relazione CBAM, mentre la seconda parte è una sezione facoltativa che costituisce una misura di **miglioramento raccomandata** per garantire una **maggiore trasparenza** dei dati comunicati a norma della parte 1. I contenuti sono illustrati nella *Tabella 6-3*.

Tabella 6-3: contenuto della "comunicazione di dati sulle emissioni" raccomandata da parte dei gestori agli importatori.

Modello	Sintesi delle informazioni richieste per il periodo transitorio
Parte 1 Informazioni generali	– Comprende i dati da comunicare al dichiarante. <ul style="list-style-type: none">– I dati dell'impianto, compresi l'identificazione e l'ubicazione dell'impianto del gestore, e le informazioni di contatto del rappresentante autorizzato del gestore;– i processi di produzione e i percorsi produttivi per ciascuna categoria aggregata di merci presso l'impianto in questione;– per ciascuna categoria aggregata di merci o separatamente per ciascuna merce per codice NC:<ul style="list-style-type: none">– le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette di ciascuna merce; e per le emissioni incorporate specifiche indirette, specificare nel dettaglio il modo in cui è stato determinato il fattore di emissione, nonché la fonte di informazione utilizzata;– informazioni sulla qualità dei dati e sui metodi (basati sui calcoli, fondati su misure, altro) utilizzati per determinare le emissioni incorporate e se tali informazioni si basano o meno interamente sul monitoraggio o se sono stati utilizzati valori predefiniti;– qualora siano stati utilizzati valori predefiniti, una breve descrizione del motivo per cui sono stati utilizzati tali valori anziché i dati effettivi;– informazioni su parametri supplementari da comunicare specifici per settore per le merci prodotte, se necessario; e– se del caso, informazioni sul prezzo del carbonio dovuto e, separatamente per tutti i precursori ottenuti da altri impianti, per ciascun paese di origine dei precursori.
Parte 2 Informazioni facoltative	– Garantisce una maggiore trasparenza dei dati di cui alla parte 1 e consente al dichiarante di effettuare controlli di convalida sulla parte 1. <ul style="list-style-type: none">– Le emissioni totali dell'impianto, tra cui: i dati di attività e i fattori di calcolo per ogni flusso di fonti utilizzato; le emissioni di ciascuna fonte di emissione monitorata con una metodologia fondata su misure e le emissioni determinate con altri metodi; e, se del caso, eventuali

Modello	Sintesi delle informazioni richieste per il periodo transitorio
	<p>importazioni o esportazioni di CO₂ verso altri impianti, per i motivi di cui sopra;</p> <ul style="list-style-type: none"> – un "bilancio del calore" del calore misurabile importato, prodotto, consumato ed esportato e bilanci analoghi per i gas di scarico o l'energia elettrica; – un elenco di tutte le merci prodotte, per codice NC, prodotte dall'impianto, compresi i precursori non inclusi in processi di produzione separati; – per le merci che fungono da precursori: <ul style="list-style-type: none"> – la quantità ricevuta da altre fonti; – le loro emissioni incorporate specifiche dirette e indirette (comunicate da altri gestori); – la quantità utilizzata in ogni processo di produzione, escluse le merci che fungono da precursori prodotte nello stesso impianto; – per le emissioni dirette e indirette attribuite: le informazioni su come sono state calcolate le emissioni attribuite a ciascun processo di produzione; il livello di attività e le emissioni attribuite a ciascun processo di produzione; – una breve descrizione dell'impianto, comprendente: i processi di produzione pertinenti e non pertinenti (al di fuori dell'ambito di applicazione); <ul style="list-style-type: none"> – i principali processi di produzione che si svolgono nell'impianto e gli eventuali processi di produzione non contemplati ai fini del CBAM; – i principali elementi della metodologia di monitoraggio utilizzata; e – quali misure sono state adottate per migliorare la qualità dei dati, in particolare se sia stata applicata una qualche forma di verifica (nel periodo definitivo); – informazioni sul fattore di emissione dell'energia elettrica nell'accordo di acquisto di energia, ove opportuno.

Fonte: allegato IV del regolamento di esecuzione.

Al fine di fornire i dati facoltativi raccomandati di cui alla parte 2, il gestore potrebbe dover fornire file supplementari contenenti tali informazioni al dichiarante.

6.11.2 Per i dichiaranti

Durante il periodo transitorio i dichiaranti dovrebbero presentare relazioni CBAM nel registro transitorio CBAM utilizzando la struttura di cui all'allegato I del regolamento di esecuzione "Informazioni da presentare nelle relazioni CBAM". Le informazioni sulle

emissioni incorporate pertinenti per la relazione CBAM sono fornite dalla parte 1 della comunicazione dei dati sulle emissioni del gestore, che figurano nella *Tabella 6-3*.

Se il gestore utilizza il modello elettronico volontario di comunicazione dei dati per comunicare le informazioni sulle emissioni incorporate al dichiarante le informazioni richieste per la relazione CBAM trimestrale figurano nel foglio "Summary Communication" (Sintesi della comunicazione) in fondo al foglio elettronico.

Figura 6-7: foglio "Summary Communication" (Sintesi della comunicazione), modello ad uso volontario per la comunicazione elettronica dei dati.

Communication with reporting declarant		This sheet summarizes the main information from sheets "Summary_Processes" and "Summary_Products" to be communicated to the reporting declarant importing the goods into the European Union.														
1 Summary of the installation and production processes																
1 Installation details																
Name of the installation (English name):		Test installation														
Street, Number:																
Economic activity:																
Country:		Test country														
UNLOCODE:																
Coordinates of the main emission source (latitude):																
Coordinates of the main emission source (longitude):																
Reporting period start:		01.01.2023														
Reporting period end:		31.12.2023														
Total direct emissions during reporting period:		CO2e 1.261.958														
Total indirect emissions during reporting period:		CO2e 159.826														
Total emissions during reporting period:		CO2e 1.420.083														
2 Summary of products																
Production process from which the products arise	Type of aggregated good or precursor	CN Codes	CN Name	Product name (used for communication with reporting declarant, e.g. on invoices)	SEE (direct)	SEE (indirect)	SEE (total)	Unit	Source for electricity EF	Embedded electricity (MWh/t)	The main reducing agent of the precursor, if known	Steel mill identification number	% Mn	% Cr	% Ni	% oth. alloy
Process A	Iron or steel products	7208	Flat-rolled products of iron or non-alloy steel, of a width >= 600 mm, hot-rolled, not clad, plated or coated	test	1,000	0,672	1,002	tCO2e/t	0,21	0,70	Coal or coke	62700	34,06%	2,00%	3,00%	1,00%

Tra i parametri pertinenti calcolati ai fini della comunicazione in questo foglio di sintesi figurano:

- importo del prezzo del carbonio dovuto;
- energia elettrica consumata;
- emissioni incorporate (dirette) specifiche;
- emissioni incorporate (indirette) specifiche;
- parametri specifici per settore, ad esempio il contenuto di leghe.

Sebbene il foglio di calcolo preveda un uso volontario, i dichiaranti possono chiedere ai gestori di fornire la comunicazione delle emissioni utilizzando questo modello.

7 MONITORAGGIO E COMUNICAZIONE SPECIFICI PER SETTORE

La presente sezione 5 tratta le specifiche dei prodotti soggetti all'applicazione del CBAM e i pertinenti percorsi produttivi. Prosegue quindi con i dettagli specifici per settore, in particolare aggiungendo obblighi di monitoraggio e comunicazione specifici per settore e fornendo esempi elaborati per ciascun settore.

Sebbene il presente documento di orientamento sia destinato principalmente all'uso da parte di gestori che producono merci tangibili che rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM, la sezione 7.6 contiene altresì alcune informazioni per gli importatori di energia elettrica come merce, nel quadro del CBAM.

Nota sugli esempi: sebbene gli esempi siano destinati principalmente ai lettori di settori specifici, i lettori sono invitati a trarre insegnamento anche dagli altri esempi, in quanto ogni esempio contiene anche concetti che possono interessare altri settori. In particolare:

- la sezione 7.1.2 (settore del cemento) fornisce un esempio di approccio passo-passo alla suddivisione di un impianto in processi di produzione;
- tale esempio è ulteriormente trattato nella sezione 7.1.3, dove è descritto in modo alternativo utilizzando l'"approccio a bolla". Inoltre tale esempio dimostra che una combinazione di materiali (calcare e altri minerali) può essere monitorata congiuntamente come "farina cruda", una circostanza questa che si adatta meglio alla situazione esistente dell'impianto;
- il primo esempio del settore siderurgico (7.2.2.1) riguarda un'acciaieria integrata. In questo caso viene dimostrato il cosiddetto "approccio a bolla" per definire i processi di produzione al fine di ridurre al minimo gli sforzi di monitoraggio. Inoltre sono dimostrati anche la produzione di energia elettrica a partire da gas di scarico e l'uso del fattore di emissione dell'energia elettrica autoprodotta dall'impianto per le emissioni indirette (quando una parte dell'energia elettrica proviene anche dalla rete);
- il secondo esempio del settore siderurgico (sezione 7.2.2.2) riguarda la produzione di acciaio alto legato utilizzando il percorso del forno elettrico ad arco. In questo caso ulteriori precursori sono acquistati e aggiunti alle emissioni dell'impianto stesso. Vengono inoltre discussi ulteriori obblighi di comunicazione nell'ambito del codice NC. Come caratteristica aggiuntiva, il calcolo delle emissioni incorporate di merci complesse è effettuato in due modi diversi: nel primo caso, le emissioni incorporate totali sono calcolate prima della suddivisione per livello di attività; nel secondo caso, il calcolo è effettuato utilizzando le emissioni incorporate specifiche dei precursori;
- entrambi gli esempi relativi all'acciaio utilizzano un calcolo del bilancio di massa, in quanto i prodotti e le scorie di acciaio contengono carbonio che non è emesso come CO₂;
- l'esempio dei concimi (sezione 7.3.2) consente di illustrare una situazione nella quale quasi tutte le emissioni incorporate complete provengono dai due precursori acquistati ammoniaca e urea. Si noti che nell'esempio tutte le emissioni sono soltanto CO₂, anche se in questo settore le emissioni di N₂O sarebbero anch'esse pertinenti. Nel caso in cui l'impianto utilizzi l'acido nitrico come precursore (ad esempio sostituendo l'acido solforico dell'esempio), le emissioni di N₂O

incorporate nell'acido nitrico sarebbero aggiunte come qualsiasi altra emissione incorporata;

- l'esempio relativo all'alluminio (sezione 7.4.2) presenta una situazione nella quale una parte dell'impianto (la produzione di anodi precotti) non è soggetta al CBAM e i relativi flussi di fonti devono essere separati in maniera adeguata;
- l'esempio n. 1 concernente l'idrogeno (sezione 7.5.2.1, percorso produttivo: reforming a vapore di metano) dimostra come il calore esportato debba essere preso in considerazione ai fini dell'attribuzione delle emissioni;
- l'esempio n. 2 concernente l'idrogeno (sezione 7.5.2.2, elettrolisi dei cloruri alcalini) è un processo nel contesto del quale si applicano soltanto le emissioni indirette. Tali emissioni sono suddivise tra i tre principali prodotti del processo, come previsto dal regolamento di esecuzione.

In tutti gli esempi vengono formulate ipotesi diverse per l'energia elettrica ricevuta dalla rete, il che comporta fattori di emissione diversi per l'energia elettrica. Tali valori diversi possono servire a conoscere gli ordini di grandezza di detti fattori.

7.1 Settore del cemento

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 3 – Disposizioni speciali e obblighi di monitoraggio delle emissioni per percorso produttivo; sottosezioni da 3.2 a 3.5 (categorie aggregate di merci del settore del cemento);
 - **allegato III**, sezione B "Monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto", sottosezione **B.9.2** Obblighi specifici per settore, norme supplementari per le emissioni di processo generate dal settore del cemento, riguardanti: **B.9.2.1** "Norme supplementari per il metodo A (basato sugli elementi in entrata)"; **B.9.2.2** "Norme supplementari per il metodo B (basato sugli elementi in uscita)"; **B.9.2.3** Norma supplementare per emissioni relative alla polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (polvere CKD)/da bypass eliminata;
 - **allegato IV**, sezione 2 – Parametri settoriali per le merci CBAM che i produttori di merci dovrebbero comunicare agli importatori nella comunicazione sui dati sulle emissioni.
-

7.1.1 *Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione*

Le emissioni incorporate dirette e indirette dovrebbero essere monitorate in linea con la metodologia stabilita nel regolamento di esecuzione e descritta sopra.

7.1.1.1 *Emissioni contemplate*

Le emissioni dirette pertinenti che dovrebbero essere monitorate e comunicate per il settore del cemento sono:

- emissioni di biossido di carbonio (dirette) derivanti dal processo di combustione di combustibili¹¹⁸ esclusivamente da sistemi fissi (escluse le emissioni provenienti da sistemi mobili quali i veicoli);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal processo, risultanti da:
 - decomposizione termica di materie prime contenenti carbonato (quali calcare, dolomite, ecc.);
 - tenore del carbonio non derivante da carbonati presente nelle materie prime (quali argilla carboniosa, calcare, scisti);
 - materie prime alternative (quali ceneri volanti utilizzate nella farina cruda) o qualsiasi additivo fossile/di biomassa utilizzato;
 - polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (CKD) o polvere da bypass eliminata;
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dalla produzione di calore misurabile (ad esempio vapore) e raffreddamento consumati entro i limiti del sistema del processo di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del calore (ossia dalla produzione in loco o da importazioni dall'esterno del sito);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal controllo delle emissioni (ad esempio da materie prime carbonatate quali il carbonato di sodio utilizzato per la depurazione acida dei gas effluenti). Questo aspetto è considerato per tutte le merci, se del caso.

Le emissioni dirette provenienti dai diversi flussi di fonti di cui sopra non sono comunicate separatamente, ma vengono sommate tra loro per ottenere il totale delle emissioni dirette dell'impianto o del processo di produzione.

Le emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata devono essere comunicate separatamente dalle emissioni dirette.

7.1.1.2 Norme supplementari

Determinazione delle emissioni di processo

Al fine di determinare le emissioni dirette derivanti dalla produzione di cementi non polverizzati detti "clinkers", si applicano anche norme supplementari per il monitoraggio delle emissioni di processo generate dai componenti della farina cruda, a seconda che i **dati di attività** facciano riferimento o meno a:

- materiale **in entrata** al processo (ad esempio calcare) sulla base di:
 - tenore di carbonati in entrata al processo (**metodo** di calcolo **A**); e

¹¹⁸ Tanto per i combustibili destinati ai forni quanto per quelli non destinati ai forni. Tra i combustibili destinati ai forni da cemento figurano i combustibili fossili convenzionali quali il gas naturale e il carbone, i combustibili fossili alternativi quali il coke di petrolio o gli pneumatici di veicoli cippati come rifiuti e i combustibili da biomassa (rifiuti di biomassa). Per "combustibili non destinati ai forni" si intendono i combustibili utilizzati al di fuori di forni, ad esempio le argille calcinate nei calcinatori rapidi e in cui i materiali di cemento sono essiccati.

- si effettua un adeguamento per tener conto della polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (CKD) o della polvere da bypass che esce dal sistema del forno;
- materiale **in uscita** dal processo, ad esempio la quantità di clinker prodotto (**metodo di calcolo B**).

Si noti che entrambi i metodi sono considerati equivalenti, ossia il gestore dovrebbe scegliere il metodo che consente di ottenere dati più affidabili, maggiormente applicabile alle sue apparecchiature e che evita costi sproporzionatamente elevati. I metodi di calcolo A e B sono descritti più dettagliatamente nella sezione 6.5.1.1 del presente documento di orientamento.

Calcolo delle emissioni relative a CKD o polvere da bypass eliminata

Il gestore deve sommare tutte le emissioni processo di CO₂ derivanti dalla polvere da bypass o dalla polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (CKD) in uscita dal sistema del forno, corrette per tenere conto di un fattore di calcinazione parziale delle polveri CKD.

- Prescrizioni minime: si applica un fattore di emissione pari a 0,525 t CO₂/t polvere.



Miglioramento raccomandato: il fattore di emissione (EF) è determinato almeno una volta l'anno in linea con le disposizioni di cui all'allegato III, sezione B.5.4, del regolamento di esecuzione per le analisi di laboratorio¹¹⁹, in base alla **formula seguente**:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{cli}}{1+EF_{cli}} \cdot d \right) / \left(1 - \frac{EF_{cli}}{1+EF_{cli}} \cdot d \right) \quad (\text{Equazione 28})$$

dove:

- EF_{CKD} ... fattore di emissione della CKD parzialmente calcinata [t CO₂/t CKD];
- EF_{cli} ... fattore di emissione del clinker, specifico all'impianto [t CO₂/t clinker];
- d ... grado di calcinazione della CKD (CO₂ rilasciato come percentuale del CO₂ totale proveniente dai carbonati della miscela cruda).

Metodo B - basato sugli elementi in uscita del clinker

Per questo metodo, il regolamento di esecuzione contiene una norma specifica del settore:

i **dati di attività** AD_j per la produzione di clinker [t] nel periodo di riferimento possono essere determinati tramite uno dei seguenti modi:

- pesatura diretta del clinker (se tecnicamente fattibile); o
- sulla base delle consegne di cemento, mediante bilancio del materiale utilizzando il seguente calcolo di adeguamento delle scorte:

$$Cli_{prod} = (Cem_{deliv} - Cem_{sv}) \cdot CCR - Cli_s + Cli_d - Cli_{sv} \quad (\text{Equazione 27})$$



¹¹⁹ Orientamenti sulle prescrizioni per le analisi di laboratorio sono riportati nella sezione 6.5.1.4.

dove:

Cl_{prod} è la quantità di clinker prodotto espressa in tonnellate;

Cem_{deliv} è la quantità di consegne di cemento espressa in tonnellate;

Cem_{SV} sono le variazioni delle scorte di cemento espresse in tonnellate;

CCR è il rapporto clinker/cemento (tonnellate di clinker per tonnellate di cemento);

Cl_s è la quantità di clinker approvvigionato dall'esterno espressa in tonnellate;

Cl_d è la quantità di clinker spedito; e

Cl_{SV} è la variazione delle scorte di clinker espressa in tonnellate.

Si applicano i **fattori di emissione standard** EF_j , come requisito minimo, secondo un valore standard di 0,525 t CO₂/t clinker. Il miglioramento raccomandato consisterebbe nell'effettuare analisi del clinker per determinare il valore di EF.

Per il **fattore di conversione** CF_j è consentito utilizzare sempre l'ipotesi prudenziale secondo cui $CF_j = 1$ al fine di ridurre gli sforzi di monitoraggio.

Rapporto clinker/cemento (*Clinker to Cement Ratio* - CCR)

Nel calcolare le emissioni incorporate nei prodotti di cemento, la maggior parte delle emissioni deriva dai cementi non polverizzati detti "clinkers". Di conseguenza occorre prendere in considerazione il CCR, ossia il rapporto di massa di tonnellate di clinker consumate per tonnellata di cemento prodotta (noto anche come "rapporto clinker/cemento").

Il CCR dovrebbe essere desunto in uno dei due modi seguenti:

- separatamente per ciascuno dei diversi prodotti di cemento, sulla base di analisi di laboratorio in linea con le disposizioni di cui all'allegato, sezione B.5.4; o
- mediante calcolo, come rapporto tra la differenza tra le consegne di cemento e le variazioni delle scorte e tutti i materiali utilizzati come additivi rispetto al cemento, comprese la polvere da bypass e la polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento.

Il CCR è espresso come valore percentuale (%), che tipicamente varia dall'80 % al 95 % per il cemento Portland. Il CCR è particolarmente importante per il calcolo delle emissioni incorporate pertinenti per i cementi additivati o compositi prodotti, in cui il contenuto di clinker può variare ampiamente per diversi tipi di cemento composito¹²⁰ e il bilancio è costituito da altri costituenti, quali additivi minerali¹²¹, aventi zero emissioni.

¹²⁰ La norma europea EN 197-1 definisce cinque principali tipi di cemento comuni CEM da I (cemento Portland) a V (cemento composito) e 27 diversi tipi di prodotto, in cui il contenuto di clinker nei cementi additivati e compositi (CEM da II a V) può variare dal 95% fino a valori esigui pari al 5%-20%.

¹²¹ Gli additivi minerali (principalmente gesso), unitamente agli additivi minerali secondari (scorie e ceneri volanti di altoforno), sono esclusi dall'ambito di applicazione del CBAM e presentano pertanto emissioni incorporate pari a zero.

7.1.1.3 Parametri supplementari da comunicare

La Tabella 7-1 elenca le informazioni supplementari che il gestore dovrebbe fornire agli importatori nella comunicazione dei dati sulle emissioni fornita a questi ultimi.

Tabella 7-1: parametri supplementari del settore del cemento richiesti nella relazione CBAM.

Categoria aggregata di merci	Parametro da comunicare
Argilla calcinata ¹²²	– Se l'argilla è calcinata o meno.
Cementi non polverizzati detti "clinkers"	– Nessuno.
Cemento	– Contenuto di clinker nel cemento. Si tratta di: <ul style="list-style-type: none">– rapporto di massa di tonnellate di clinker consumate per tonnellata di cemento prodotta (rapporto clinker/cemento espresso o CCR);– è espresso in percentuale.
Cementi alluminosi	– Nessuno.

Il gestore deve assicurarsi di raccogliere tutti i parametri necessari per le proprie merci CBAM e comunicarli agli importatori delle proprie merci. L'importatore dovrà comunicare i parametri supplementari quando le merci sono importate nell'UE nell'ambito del CBAM.

7.1.2 Esempio di ripartizione di un impianto che produce cemento in processi di produzione distinti

Nel definire i limiti di sistema per un processo di produzione, il gestore dovrà decidere quali unità fisiche di produzione appartengono al processo o ai processi di produzione e quali sono i materiali in entrata, i materiali in uscita e le emissioni pertinenti. L'approccio a tal fine è discusso nella sezione 6.3 e un esempio è illustrato nella Tabella 7-2 per il settore del cemento.

Per un cementificio fittizio che produce ed esporta cementi non polverizzati detti "clinkers" (NC 2523 10 00) e cemento (NC 2523 29 00), il gestore dovrebbe procedere secondo le fasi illustrate di seguito per ripartire il cementificio in processi di produzione distinti nell'ambito del CBAM.

Fase 1: elencare tutte le merci, tutte le unità fisiche, tutti i materiali in entrata e in uscita e tutte le emissioni verso l'impianto/dall'impianto

In questa prima fase, il gestore utilizza le informazioni esistenti disponibili sul proprio impianto, quali elenchi di apparecchiature e piani industriali, al fine di individuare:

¹²² Si noti che alle argille rientranti nel codice NC 2507 00 80 e che non sono calcinate, sono assegnate emissioni incorporate pari a zero. Tali merci devono comunque essere comunicate, ma non occorre ottenere alcuna informazione aggiuntiva da parte del produttore dell'argilla.

- unità fisiche che svolgono i processi di produzione presso il loro impianto, quali forni da cemento, caldaie, essiccatoi, depurazione dei gas effluenti, mulini a sfere, impianti di insaccamento;
- materiali in entrata di processo necessari per la fabbricazione di merci, ad esempio materie prime, combustibile, energia elettrica;
- materiali in uscita dal processo, ad esempio merci, sottoprodotti, calore, gas di scarico prodotti;
- emissioni dal processo.

Tali elementi sono quindi elencati nella Tabella 7-2.

Tabella 7-2: lista di controllo per i materiali in entrata, i materiali in uscita ed emissioni per un esempio di impianto che produce cemento.

Materiali in entrata	Unità fisiche	Materiali in uscita	Emissioni pertinenti per il CBAM
Forno – combustibili fossili ¹²³ , ad esempio carbone, HFO	Sistema di forni e apparecchiature associate, ad esempio per la preparazione di farina cruda	Forno – cementi non polverizzati detti "clinkers" ¹²⁶	Forno – emissioni dirette derivanti dalla combustione di combustibili
Forno – combustibili alternativi e di scarto (al forno per cementi non polverizzati detti "clinkers"), ad esempio frazione dei rifiuti solidi urbani ad elevato potere calorifico ¹²⁴	Mulino – apparecchiature di macinazione (essiccatoio compreso) e relativi impianti, ad esempio per il confezionamento di cemento in sacchi	Mulino – merci di cemento, per tipo ¹²⁷	Forno – emissioni dirette da combustibili alternativi e di scarto
Forno – energia elettrica consumata dal forno per clinker e dalle apparecchiature associate	Altre apparecchiature industriali non collegate alla produzione di cemento (da escludere dai limiti del sistema).	Forno – altri materiali in uscita ¹²⁸ : ad esempio polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento	Forno – emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata
	Scambiatore di calore per il teleriscaldamento		Forno – emissioni dirette di processo da carbonati

¹²³ Combustibili bruciati per generare calore per l'uso nel processo in esame o altrove. Tanto la quantità di combustibile (e in particolare il suo tenore di carbonio/fattore di emissione) quanto il suo contenuto energetico sono pertinenti ai fini dell'attribuzione ai diversi processi di produzione.

¹²⁴ Frazione di rifiuti solidi urbani ad elevato potere calorifico.

¹²⁶ Precursore oppure merce intermedia o prodotto intermedio: se il processo di produzione comprende anche un prodotto "finito". Il prodotto precursore può anche essere un materiale in uscita dell'impianto; ad esempio, se il gestore ha esportato tanto cementi non polverizzati detti "clinkers" quanto cemento dall'impianto.

¹²⁷ Prodotto finito di cemento – prodotto fisico in uscita dall'impianto/dal processo di produzione monitorato.

¹²⁸ Altri prodotti (sottoprodotti) e rifiuti: occorre monitorarli soltanto se pertinenti in termini di tenore di carbonio per la determinazione delle emissioni del processo di produzione e di contenuto energetico a fini di conferma.

Materiali in entrata	Unità fisiche	Materiali in uscita	Emissioni pertinenti per il CBAM
<p>Mulino – combustibili fossili per l'essiccatoio del cemento</p> <p>Mulino – energia elettrica consumata dall'impianto di macinazione di cementi e dalle apparecchiature associate</p> <p>Forno – materie prime¹²⁵: calcare, argille</p> <p>Forno – materie prime alternative: ad esempio ceneri volanti</p> <p>Mulino – cementi non polverizzati detti "clinkers" provenienti dal forno</p> <p>Mulino – additivi utilizzati nella fabbricazione del cemento</p>	<p>Apparecchiature di depurazione dei gas effluenti (per il trattamento delle emissioni gassose e di polveri)</p>	<p>Teleriscaldamento (o raffreddamento o energia elettrica)¹²⁹</p>	<p>Mulino – emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata</p>

Fase 2: individuare i processi di produzione e i percorsi produttivi pertinenti.

In questa fase il gestore identifica che l'impianto produce cementi non polverizzati detti "clinkers" e cemento, ciascuno dei quali costituisce una categoria aggregata di merci che figura nell'allegato II, sezione 2, tabella 1, del regolamento di esecuzione (e nella sezione 5 del presente documento di orientamento).

Ciascuna categoria aggregata di merci è definita come un unico processo di produzione. Il gestore utilizza la Tabella 7-2 come lista di controllo per assegnare i materiali in entrata, i

¹²⁵ Le materie prime sono materiali che partecipano ad altre reazioni chimiche o che sono fisicamente modificati nel processo di generazione del prodotto.

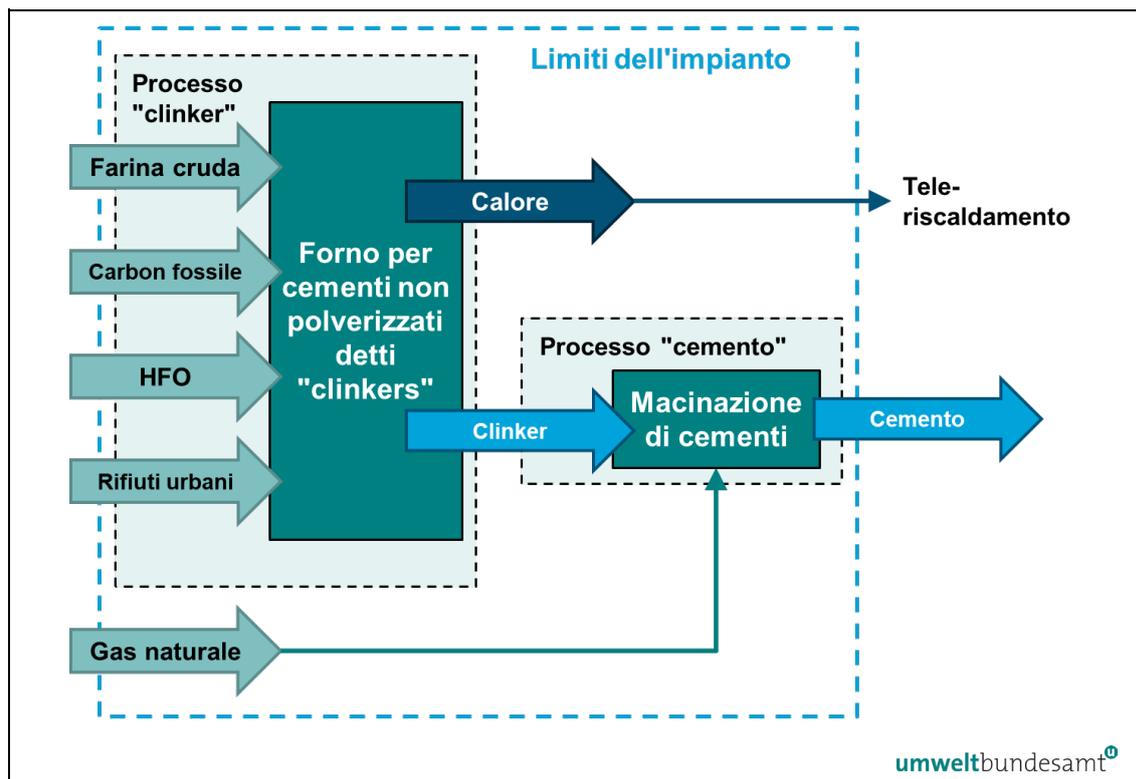
¹²⁹ Il calore misurabile (o il raffreddamento o l'energia elettrica, se i combustibili sono utilizzati per la loro generazione) esportato da un impianto CBAM o da un processo di produzione dovrebbe essere trattato come un prodotto secondario, ossia una determinata quantità di emissioni deve essere sottratta dalle emissioni di tale processo di produzione.

materiali in uscita e le emissioni pertinenti a ciascun processo di produzione. Questa attività è relativamente semplice nella maggior parte dei casi, ad esempio:

- processo di produzione dei cementi non polverizzati detti "clinkers":
 - unità fisiche: forno da cemento, compresi i preriscaldatori, il pre-calcinatore, il raffreddatore di clinker e le apparecchiature ausiliarie associate come quelle per la depurazione dei gas effluenti;
 - materiali in entrata/flussi di fonti: combustibili, energia elettrica, materie prime e materie prime alternative per il processo;
 - materiali in uscita (merci): cementi non polverizzati detti "clinkers", polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (reintrodotta nel processo di produzione del clinker);
 - altri materiali in uscita: calore misurabile esportato verso la rete di teleriscaldamento;
 - fonti di emissioni: emissioni dirette (combustione e processo) e indirette (energia elettrica consumata) legate al sistema del forno;
- processo di produzione del cemento:
 - unità fisiche: impianto di macinazione, essiccatoio a combustione diretta e apparecchiature ausiliarie associate, ad esempio impianto per il confezionamento del cemento in sacchi;
 - materiali in entrata/flussi di fonti: cementi non polverizzati detti "clinkers", energia elettrica, combustibili per l'essiccatoio, materiali additivi utilizzati nella fabbricazione del cemento quali il gesso;
 - materiali in uscita (merci): cemento;
 - fonti di emissioni: emissioni dirette (provenienti dall'essiccatoio del cemento, se del caso) e indirette (provenienti dall'energia elettrica consumata) connesse al processo di macinazione.

Il ricorso a uno schema aiuta a visualizzare i rispettivi limiti di sistema di ciascun processo di produzione e di ogni percorso produttivo nonché ad assegnare di conseguenza i materiali in entrata e in uscita e le emissioni.

Figura 7-1: schema utilizzato per definire i limiti di sistema di un esempio di processi relativi ai cementi non polverizzati detti "clinkers" e al cemento.



Nel caso del cementificio di cui sopra, tanto il sistema del forno quanto l'impianto di macinazione del cemento sono parti relativamente autonome del cementificio, prive di apparecchiature condivise, e non vi sono dubbi circa i limiti del sistema di ciascun processo di produzione. L'unico elemento non diffuso in questo settore è il recupero del calore dal forno da clinker per fini di teleriscaldamento. Nella pratica non si tratterebbe di un processo di produzione separato, ma nel calcolare le emissioni attribuite al processo di produzione del clinker, il calore sarebbe preso in considerazione come indicato nelle sezioni 6.2.2.2 e 6.7.2.

L'esempio pratico che segue per il settore del cemento illustra le modalità di calcolo, per i processi di produzione definiti, delle emissioni pertinenti e le modalità per l'assegnazione di queste ultime ai processi di produzione, oltre alle modalità di calcolo delle emissioni incorporate specifiche. Per fini di semplificazione, il teleriscaldamento è omesso in questo esempio, così come le emissioni dirette supplementari provenienti dall'essiccatoio prima della macinazione del cemento.

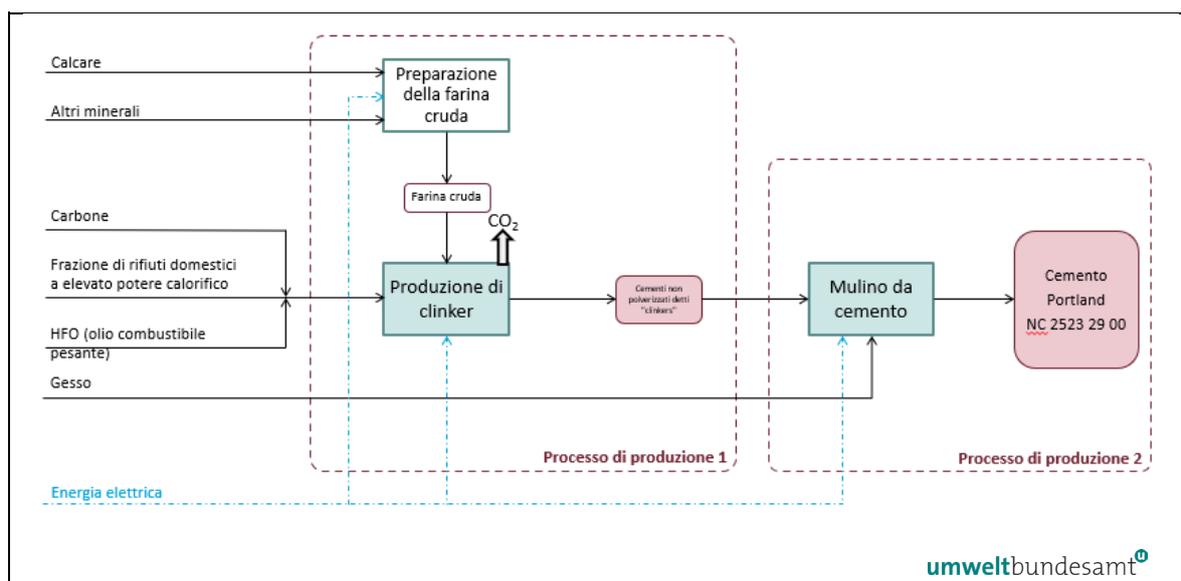
7.1.3 Esempio pratico per il settore del cemento

Il seguente esempio pratico mostra come si ricavano le emissioni incorporate specifiche per merci del settore del cemento. Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio.

In questo esempio l'impianto produce due prodotti, i cementi non polverizzati detti "clinkers" e cemento, ciascuno dei quali è definito come un unico processo di produzione, in quanto ciascuno di essi costituisce una categoria distinta di merci CBAM aggregate.

La Figura 7-2 fornisce una panoramica dell'impianto ed evidenzia i limiti del sistema tramite una linea tratteggiata per ciascun processo di produzione. Le unità fisiche che effettuano ciascun processo di produzione sono state raggruppate sotto le voci "Produzione di clinker" e "Mulino da cemento" e sono stati individuati i materiali in entrata, i materiali in uscita e le fonti di emissioni diversi/e per ciascun processo di produzione.

Figura 7-2: esempio per il cemento – panoramica.

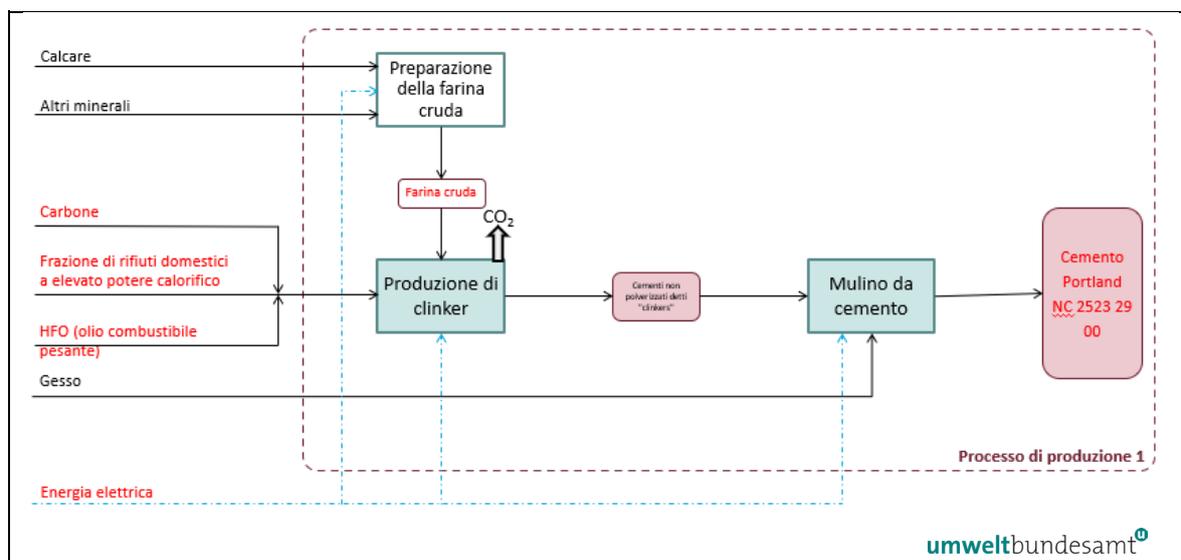


I due processi di produzione pertinenti sopra definiti sono:

- processo di produzione 1 – cementi non polverizzati detti "clinkers" prodotti in un forno da cemento. I limiti di sistema di questo processo di produzione sono stati definiti comprendere i materiali in entrata costituiti da materie prime (calcare e altri minerali), combustibili (carbone, olio combustibile pesante (HFO) e frazioni di rifiuti domestici) ed energia elettrica. Il materiale in uscita del processo è costituito dai cementi non polverizzati detti "clinkers" che sono un precursore rilevante per il processo di produzione 2;
- processo di produzione 2 – cemento prodotto in un mulino da cemento. I limiti di sistema di questo processo di produzione sono stati definiti comprendere il gesso in entrata (che come materia prima non presenta emissioni incorporate), cementi non polverizzati detti "clinkers" che fungono da precursori (che presentano emissioni incorporate) ed energia elettrica. Il materiale in uscita del processo è il cemento.

In questo caso, poiché tutto il materiale in uscita del processo di produzione 1 di cementi non polverizzati detti "clinkers" entra direttamente nel processo di produzione 2, è possibile definire un processo di produzione comune, o "**a bolla**", nel contesto del quale i limiti di sistema dei processi di produzione sono combinati, come illustrato nella Figura 7-3.

Figura 7-3: esempio per il cemento – processo di produzione comune ("approccio a bolla") e approccio di monitoraggio completo – occorre monitorare tutti gli elementi rossi.



I limiti di sistema sono stati tracciati nuovamente al fine di includere entrambi i processi di produzione precedentemente definiti per ciascuna merce CBAM aggregata.

I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso di cui sopra sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per entrambi i processi di produzione.

Le emissioni dirette e indirette monitorate in questo esempio derivano da:

- emissioni dirette derivanti dalla combustione di combustibili – combustibili fossili (carbone e HFO) e da combustibili misti fossili/da biomassa derivati da rifiuti domestici (un combustibile alternativo);
- emissioni dirette derivanti dal processo – risultanti dalla decomposizione termica dei carbonati presenti nella farina cruda (prodotta a partire da calcare e altri minerali) nel sistema del forno da cemento;
- emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata dal processo di produzione comune.

Occorre monitorare anche il livello di attività del cemento. Come si può osservare, il monitoraggio diventa notevolmente più semplice adottando questo "approccio a bolla". In particolare la quantità di clinker e le emissioni incorporate associate non devono essere monitorate separatamente e non è necessario suddividere le quantità di energia elettrica consumata in base ai due processi.

Le tabelle che seguono riepilogano i materiali in entrata (combustibile, energia elettrica e materie prime) monitorati ai fini della determinazione delle emissioni incorporate specifiche (SEE). Il calcolo dei valori delle emissioni incorporate specifiche è effettuato in due fasi:

- fase 1 – ottenimento dei valori delle emissioni incorporate specifiche per i cementi non polverizzati detti "clinkers" che fungono da precursore; e
- fase 2 – ottenimento dei valori delle emissioni incorporate specifiche per il cemento, tenendo conto: i) delle emissioni incorporate del precursore e ii) del rapporto clinker/cemento (CCR), nonché di eventuali emissioni supplementari che si verificano durante il processo.

Si noti che, se qualsiasi cemento non polverizzato detto "clinker" prodotto dall'impianto dovesse essere dirottato e venduto separatamente, le emissioni incorporate calcolate nella fase 1 dovrebbero essere comunicate dal gestore anche all'acquirente delle merci costituite da cementi non polverizzati detti "clinkers". In tal caso non sarebbe consentito adottare l'approccio "a bolla".

Tabella 7-3: calcolo delle emissioni dirette e indirette e valori delle SEE per i cementi non polverizzati detti "clinkers".

Emissioni dirette	AD (t)	NCV (GJ/t)	EF (t CO ₂ /t o t CO ₂ /TJ)	Biomassa %	Emissioni fossili (t CO ₂)	Emissioni da biomassa (t CO ₂)
Emissioni di processo						
Farina cruda (fattore standard) ¹³⁰	1 255 000		0,525		658 875	
Emissioni di combustione						
Carbone	88 000	25	95		209 000	0
Rifiuti domestici con NCV elevato ¹³¹	25 000	20	83	15%	35 275	6 225
HFO	43 000	40	78		134 160	0
Emissioni dirette totali					1 037 310	
Emissioni indirette	AD (MWh)		EF (t CO₂ / MWh)		Emissioni (t CO₂)	
Energia elettrica consumata	81 575		0,833		67 953	
Produzione di clinker (tonnellate)	1 255 000					
Fase 1: i valori delle emissioni incorporate specifiche (SEE) sono ricavati utilizzando le emissioni dirette e indirette e i dati di attività per i cementi non polverizzati detti "clinkers".						
Cementi polverizzati "clinkers" non detti	Dirette	Indirette				
SEE	0,8265	0,0541	t CO₂/t			

¹³⁰ Fattore di emissione standard per i cementi non polverizzati detti "clinkers" di cui all'allegato III, sezione B.9.2.2, del regolamento di esecuzione, che stabilisce che, come prescrizione minima ai fini della determinazione del fattore di emissione, si applica un valore standard di 0,525 t CO₂/t clinker di cemento.

¹³¹ La biomassa è la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani. Se il fattore di emissione e/o l'NCV per i rifiuti urbani non sono noti, dovrebbero essere utilizzati i valori standard di cui all'allegato VIII, tabella 2, del regolamento di esecuzione, pari a 11,6 GJ/t e 100 t CO₂/TJ.

Nella Tabella 7-3, la fase 1 consiste nel calcolare e attribuire le emissioni dirette e indirette associate alla produzione di cementi non polverizzati detti "clinkers" nel periodo di riferimento e ricavare i valori delle SEE per la quantità di clinker prodotto.

Si noti che il fattore di emissione utilizzato per la farina cruda di cui sopra è un fattore di emissione standard che figura nell'allegato III, sezione B.9.2.2, del regolamento di esecuzione (UE) 2023/1773, che stabilisce che, come prescrizione minima ai fini della determinazione del fattore di emissione, si applica un valore standard di 0,525 t CO₂/t clinker da cemento.

Si noti inoltre che le emissioni dirette associate al contenuto di biomassa dei rifiuti domestici sono calcolate separatamente e sono detratte dalle emissioni dirette totali. Ciò è dovuto al fatto che la frazione biodegradabile dei rifiuti urbani (indicata ammontare al 15 %, nell'esempio di cui sopra) è trattata come biomassa e presenta di fatto un fattore di emissione pari a zero per le emissioni totali, in quanto i criteri di sostenibilità della direttiva RED II non si applicano ai rifiuti domestici/urbani.

Tabella 7-4: calcolo dei valori delle SEE dirette e indirette totali per il prodotto finale del cemento (fase 2).

Produzione di cemento Portland			Osservazione
Rapporto clinker/cemento in tonnellate	0,95		Si tratta del CCR per il cemento Portland. Il CCR è specifico per il prodotto di cemento fabbricato.
	MWh/t	t CO₂/t	
Consumo supplementare di energia elettrica	0,085	0,0708	Per il processo di produzione di macinazione del cemento. Calcolato come MWh/t x EF per l'energia elettrica.
Fase 2: i valori delle SEE ricavati per il prodotto di cemento finale, comprese le emissioni incorporate dei cementi non polverizzati detti "clinkers" che fungono da precursore.			
Cemento	SEE dirette	SEE indirette	
	t CO ₂ /t cemento	t CO ₂ /t cemento	
Contributo del precursore (clinker)	0,7852	0,0514	Calcolato utilizzando il CRR, ad esempio per le SEE dirette come 0,8265 t CO ₂ /t x 0,95 = 0,7852 tCO ₂ /t.
Processo di produzione		0,0708	Come sopra.
Emissioni incorporate specifiche totali	0,7852	0,1222	Somma delle emissioni incorporate specifiche.

Le emissioni incorporate totali che il dichiarante (importatore dell'UE) deve comunicare per l'importazione di cemento Portland nell'UE durante il periodo transitorio possono quindi essere determinate, ad esempio, per l'importazione di 100 tonnellate di cemento Portland come segue:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**

- emissioni incorporate dirette = $100 \text{ t} \times 0,7852 \text{ t CO}_2/\text{t} = 78,52 \text{ t CO}_2$
- emissioni incorporate indirette = $100 \text{ t} \times 0,1222 \text{ t CO}_2/\text{t} = 12,22 \text{ t CO}_2$

Totale: 90,74 t CO₂

7.2 Settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 3 – Disposizioni speciali e obblighi di monitoraggio delle emissioni per percorso produttivo; sottosezioni da 3.11 a 3.16 (categorie aggregate di merci del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio);
 - **allegato IV**, sezione 2 – Parametri settoriali per le merci CBAM che i produttori di merci dovrebbero comunicare agli importatori nella comunicazione sui dati sulle emissioni;
- allegato VIII**, sezioni 1 e 2 – Fattori standard utilizzati nel monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto, tra cui: tabella 1: fattori di emissione per i combustibili, compresi i gas di scarico; tabella 3: emissioni di processo derivanti da carbonati; tabella 5: emissioni di processo derivanti da altri materiali di processo utilizzati nella produzione di ghisa, ferro e acciaio.
-

7.2.1 *Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione*

Le emissioni incorporate dirette e indirette dovrebbero essere monitorate in linea con la metodologia stabilita nel regolamento di esecuzione e descritta nella sezione 6 del presente documento di orientamento.

7.2.1.1 *Monitoraggio delle emissioni*

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate e comunicate per il settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio sono:

- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal processo di combustione di combustibili compresi rifiuti o gas di scarico quali gas di altoforno (BFG), esclusivamente da unità fisse (escluse le emissioni provenienti da macchinari mobili quali i veicoli);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal processo, risultanti dalla riduzione di ghisa, ferro e acciaio mediante agenti riducenti quali il coke o il gas naturale, dalla decomposizione termica delle materie prime carbonatiche¹³², dal tenore

¹³² Quali calcare, dolomite e minerali carbonatici di ferro, compreso il FeCO₃.

di carbonio di rottami o leghe, grafite¹³³ o da altri materiali contenenti carbonio che entrano nel processo.

- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dalla produzione di calore misurabile (ad esempio vapore) e raffreddamento consumati entro i limiti del sistema del processo di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del calore (ossia dalla produzione in loco o da importazioni dall'esterno del sito);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal controllo delle emissioni (ad esempio da materie prime carbonatate quali il carbonato di sodio utilizzato per la depurazione acida dei gas effluenti). Questo aspetto è considerato per tutte le merci, se del caso.

Le emissioni dirette provenienti dai diversi flussi di fonti di cui sopra non sono comunicate separatamente, ma vengono sommate tra loro per ottenere il totale delle emissioni dirette dell'impianto o del processo di produzione.

Nel calcolare le emissioni dirette totali, si tiene conto anche del carbonio che rimane nelle merci aggregate di ghisa, ferro e acciaio, quali ghisa greggia, ferro ridotto diretto, acciaio grezzo o leghe di ferro, o in scorie o rifiuti, utilizzando un metodo del bilancio di massa.

Le emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata devono essere comunicate separatamente dalle emissioni dirette. Si noti che per questo settore le emissioni indirette sono comunicate soltanto durante il periodo transitorio (e non durante il periodo definitivo).

7.2.1.2 *Norme supplementari*

Attribuzione di emissioni

Semplificato!

Data la complessità dei processi di produzione nel settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio, **durante il periodo transitorio** gli impianti che producono due o più merci dei gruppi minerali sinterizzati, ghisa greggia, FeMn, FeCr, FeNi, ferro ridotto diretto, acciaio grezzo, prodotti di ferro o di acciaio possono monitorare e comunicare le emissioni incorporate definendo **un processo di produzione comune**, o "**a bolla**", per tutti i prodotti di questi gruppi interessati, qualora nessuno dei precursori prodotti all'interno dell'impianto sia venduto separatamente.

7.2.1.3 *Parametri supplementari da comunicare*

La Tabella 7-5 elenca le informazioni supplementari che il gestore dovrebbe fornire agli importatori nella comunicazione dei dati sulle emissioni fornita a questi ultimi.

¹³³ Quali blocchi di grafite utilizzati all'interno dell'altoforno o gli elettrodi o le paste elettrodeiche.

Tabella 7-5: parametri supplementari del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio richiesti nella relazione CBAM.

Categoria aggregata di merci	Obbligo di comunicazione
Minerale sinterizzato	– Nessuno.
Ghisa greggia	– Il principale agente riducente utilizzato; – massa % di Mn, Cr, Ni, totale degli altri elementi della lega.
FeMn – Ferromanganese	– Massa % di Mn e carbonio.
FeCr – Ferrocromo	– Massa % di Cr e carbonio.
FeNi – Ferro-nichel	– Massa % di Ni e carbonio.
Ferro ridotto diretto (DRI)	– Il principale agente riducente utilizzato; – massa % di Mn, Cr, Ni, totale degli altri elementi della lega.
Acciaio grezzo	– Il principale agente riducente del precursore, se noto; – contenuto di leghe in acciaio – espresso come: – massa % di Mn, Cr, Ni, totale degli altri elementi della lega; – tonnellate di rottami utilizzati per produrre una tonnellata di acciaio grezzo; – % di rottami che sono rottami preconsumo.
Prodotti di ferro o di acciaio	– Il principale agente riducente utilizzato nella produzione del precursore, se noto; – contenuto di leghe in acciaio – espresso come: – massa % di Mn, Cr, Ni, totale degli altri elementi della lega; – massa % dei materiali contenuti diversi dal ferro o dall'acciaio, se la loro massa è superiore all'1 %-5 % della massa totale delle merci; – tonnellate di rottami utilizzati per produrre una tonnellata di prodotto; – % di rottami che sono rottami preconsumo.

Il gestore deve assicurarsi di raccogliere tutti i parametri necessari per le proprie merci CBAM e comunicarli agli importatori delle proprie merci. L'importatore dovrà comunicare i parametri supplementari quando le merci sono importate nell'UE nell'ambito del CBAM.

7.2.2 Esempi pratici per il settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio

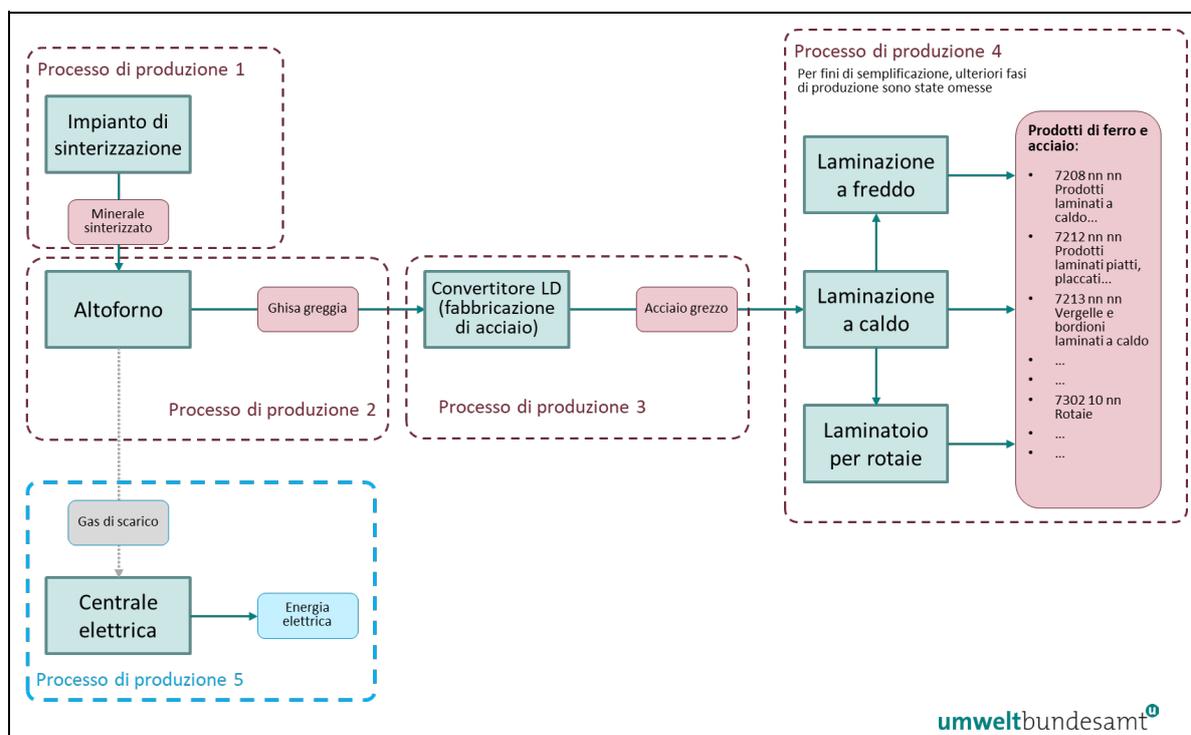
7.2.2.1 Esempio 1 – acciaierie integrate e conversione in prodotti di ferro o di acciaio.

L'esempio pratico che segue illustra le modalità per ricavare le emissioni incorporate specifiche per le merci del settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio, prodotte mediante percorso in altoforno/forno a ossigeno basico (BOF). Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio.

In questo esempio relativo ad attività di acciaieria integrate, l'impianto produce cinque prodotti, ciascuno dei quali è definito come un unico processo di produzione, in quanto ciascuno di essi costituisce una categoria distinta di merci CBAM aggregate.

Il diagramma che segue fornisce una panoramica dell'impianto ed evidenzia i limiti del sistema tramite una linea rossa (e blu) tratteggiata per ciascun processo di produzione. Le unità fisiche che effettuano ciascun processo di produzione sono state raggruppate in "Impianto materiale sinterizzato", "Altoforno", "Convertitore Linz-Donawitz (LD)" e in "Laminazione a freddo, Laminazione a caldo, Laminatoio per rotaie" e "Centrale elettrica"; sono stati individuati i materiali in entrata e in uscita pertinenti per ciascun processo di produzione.

Figura 7-4: esempio di produzione di acciaio al carbonio, percorso in altoforno – panoramica.

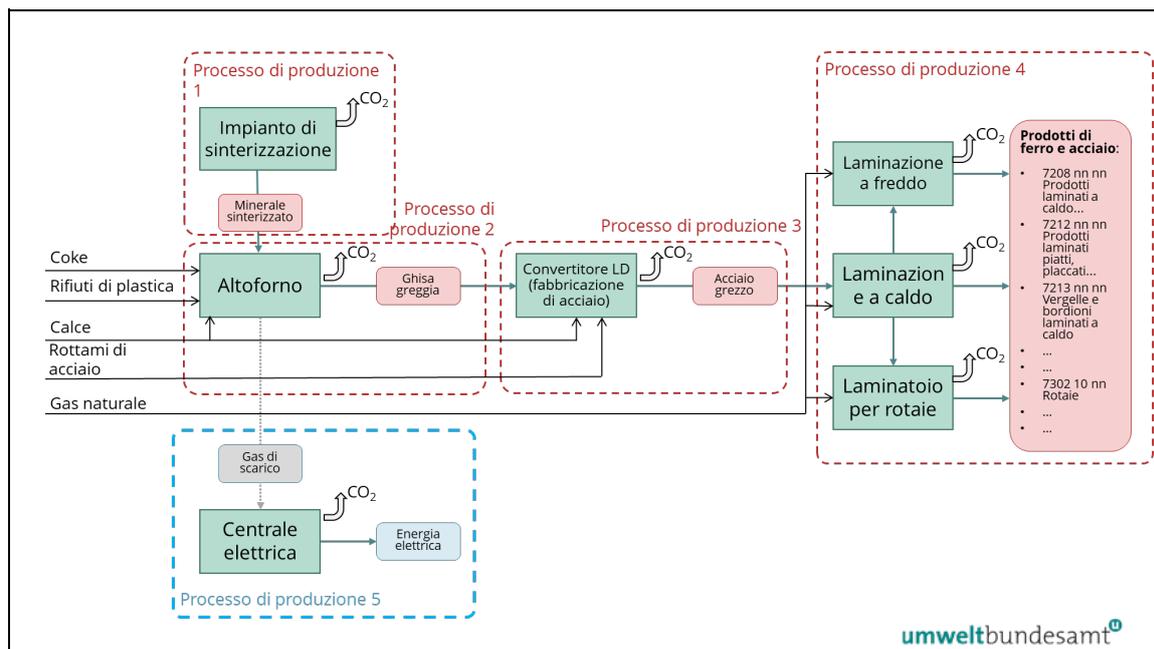


I cinque processi di produzione pertinenti descritti sopra e ulteriormente esaminati nei diagrammi che seguono sono:

- processo di produzione 1 – materiale sinterizzato (categoria aggregata di merci "minerale sinterizzato") prodotto in un impianto di sinterizzazione. I limiti di sistema di questo processo di produzione sono stati definiti comprendere i materiali in entrata costituiti da materie prime (minerale di ferro), combustibili (fini di coke) ed energia elettrica. Il materiale in uscita, il minerale sinterizzato, risultante dal processo è un precursore per il processo di produzione 2;
- processo di produzione 2 – ghisa greggia (ghisa liquida) prodotta da un altoforno. I limiti del sistema di questo processo di produzione sono stati definiti comprendere i materiali in entrata costituiti da materie, ossia calce, coke (privo di emissioni incorporate), minerale sinterizzato precursore (con emissioni incorporate), combustibili/agenti riducenti, compreso il coke e i rifiuti di plastica provenienti da rifiuti domestici (ossia una frazione di rifiuti misti contenente una certa biomassa), nonché energia elettrica. Il materiale in uscita, la ghisa greggia, risultante dal processo è un precursore per il processo di produzione 3;
- processo di produzione 3 – acciaio grezzo prodotto mediante percorso produttivo di fabbricazione dell'acciaio tramite convertitore Linz-Donawitz (LD - convertitore di ossigeno di base). I limiti di sistema di questo processo di produzione sono stati definiti comprendere materiali in entrata costituiti da materie prime, quali calce e rottami di acciaio (privi di emissioni incorporate), ghisa greggia che funge da precursore (con emissioni incorporate), combustibili (gas naturale) ed energia elettrica. Il materiale in uscita, l'acciaio grezzo, risultante dal processo è un precursore per il processo di produzione 4;
- processo di produzione 4 – prodotti di ferro o di acciaio fabbricati mediante diversi processi di formatura (laminazione a caldo, laminazione a freddo e laminatoio per rotaie) per ottenere prodotti di base quali barre, profilati, rotaie e altri prodotti laminati. I limiti del sistema di questo processo di produzione sono stati definiti come comprendenti i materiali in entrata costituiti da acciaio grezzo (con emissioni incorporate), combustibili (gas naturale) ed energia elettrica. I materiali in uscita di questo processo di produzione rientrano tutti nella stessa categoria aggregata di merci "prodotti di ferro o di acciaio" (merci complesse prodotte a partire dai diversi precursori fabbricati) che sono venduti;
- processo di produzione 5 – energia elettrica prodotta a partire da gas di scarico provenienti dall'altoforno (processo di produzione 2). Il gas di altoforno viene trasferito dal processo di produzione 2 al processo di produzione 5 e l'energia viene recuperata attraverso la produzione di energia elettrica, per i processi da 1 a 4.

Il *secondo diagramma (Figura 7-5)* identifica i diversi flussi di fonti come materiali in entrata nei processi di produzione, che danno luogo a emissioni dirette.

Figura 7-5: esempio di produzione di acciaio al carbonio, percorso in altoforno – Emissioni dirette e flusso di fonti correlati.

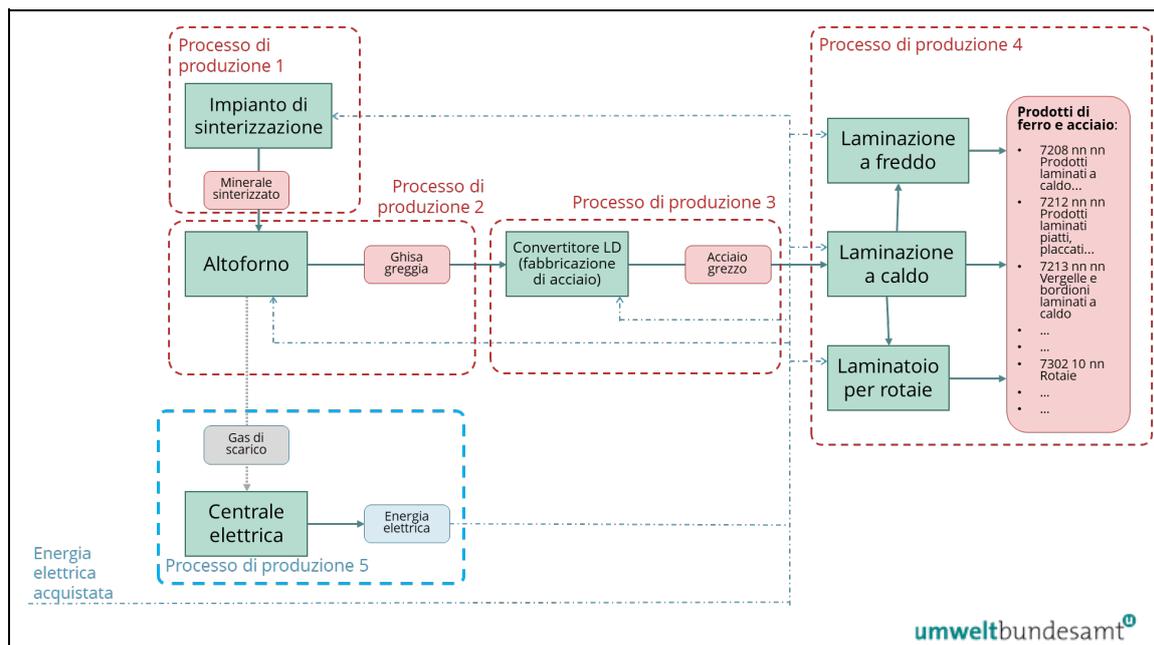


Le emissioni dirette derivano dalla combustione di combustibili (fini di coke, rifiuti di plastica, gas naturale) e dai gas di scarico (gas di altoforno) utilizzati per la produzione di energia, nonché dalle emissioni di processo derivanti dal coke¹³⁴ come agente riducente e dalla decomposizione termica dei materiali contenenti carbonato (quali la calce) e dai rilasci di carbonio contenuto nei diversi materiali di ghisa, ferro e acciaio.

Il terzo diagramma (Figura 7-6) che segue evidenzia con una linea tratteggiata blu quali flussi di energia elettrica devono essere monitorati per le emissioni indirette, derivanti dal consumo di energia elettrica prodotta nell'impianto e acquistata dalla rete, consumata dai processi di produzione da 1 a 4.

¹³⁴ Anche il coke può essere trattato come combustibile, anche se è utilizzato principalmente come agente riducente. Tuttavia, comunicarlo come un combustibile, ossia includendo il suo NCV, presenta il vantaggio di poterlo includere in un bilancio energetico per il controllo della coerenza.

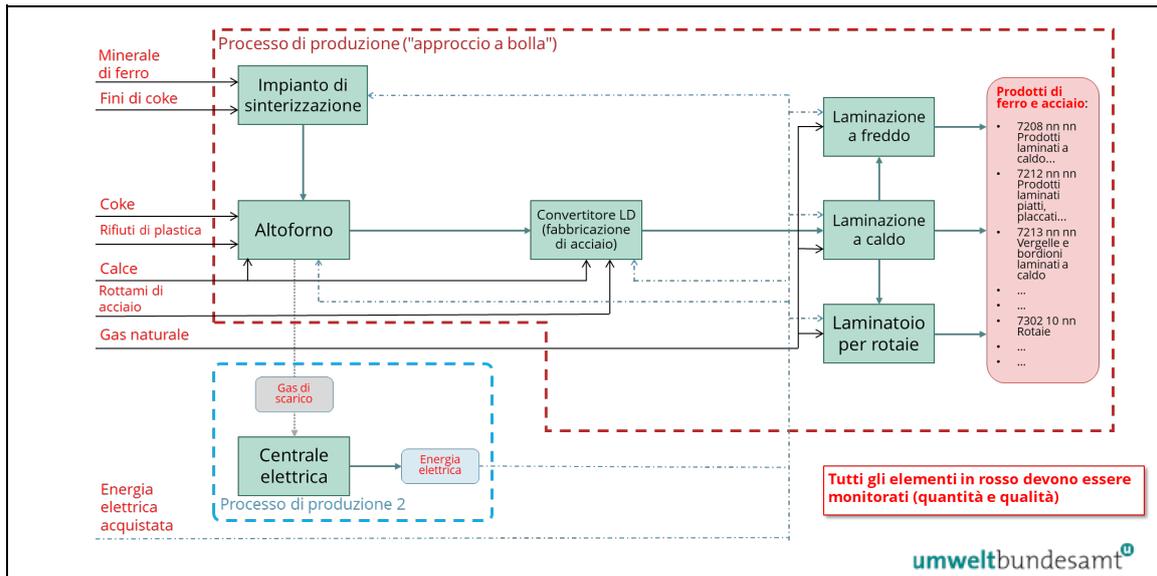
Figura 7-6: esempio di produzione di acciaio al carbonio, percorso in altoforno – monitoraggio delle emissioni indirette (flussi di energia elettrica).



Alcuni dei gas di scarico (gas di altoforno) prodotti dal processo di produzione 2 sono recuperati come combustibile per la produzione di energia elettrica attraverso il processo di produzione 5. Tale energia elettrica è utilizzata all'interno dell'impianto, riducendo così la quantità di energia elettrica di rete importata necessaria. In questo esempio si ipotizza che l'energia elettrica prodotta sia consumata al 100 % all'interno dell'impianto, ma che non copra l'intero fabbisogno di energia elettrica dell'impianto stesso. Pertanto, ai fini del calcolo delle emissioni indirette, è necessario calcolare una media ponderata partendo dal fattore di emissione dell'energia elettrica autoprodotta e di quella di rete.

Durante il **periodo transitorio**, data la **complessità** dei processi di produzione nel settore siderurgico, gli impianti che producono due o più delle categorie aggregate di merci del settore (ossia minerale sinterizzato, ghisa greggia, ferro ridotto diretto, acciaio grezzo e prodotti di ferro o di acciaio) sono autorizzati a monitorare e comunicare le emissioni incorporate definendo un processo di produzione comune o "**a bolla**" per tutte le categorie aggregate di merci di ferro e acciaio contemplate, a condizione che i precursori prodotti siano interamente utilizzati per fabbricare i prodotti di ferro o acciaio finiti (cfr. sezione 6.3).

Figura 7-7: esempio di produzione di acciaio al carbonio, percorso in altoforno – approccio di monitoraggio completo. Tutti i parametri in rosso devono essere monitorati.



La Figura 7-7 esemplifica un approccio di monitoraggio completo per tutti i flussi di fonti, ad esempio l'impianto. In questa figura sono stati tracciati i limiti di un solo sistema a bolla intorno ai processi di produzione dall'1 al 4, per i prodotti di ferro o di acciaio. All'interno della bolla, le emissioni dirette e indirette per questo percorso produttivo derivano da:

- combustione di combustibili – emissioni dirette derivanti dalla combustione di combustibili fossili e gas di scarico;
- emissioni di processo – emissioni dirette derivanti dalla decomposizione termica di carbonati, agenti riducenti (coke) e dal tenore di carbonio dei materiali di ghisa, ferro e acciaio, compresi i rottami;
- le emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata dal processo di produzione comune sono monitorate e comunicate nel periodo transitorio.

I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per il processo a bolla. Il monitoraggio comprende aspetti tanto quantitativi (dati di attività, cfr. sezione 6.5.1.3) quanto qualitativi (fattori di calcolo, cfr. sezione 6.5.1.4). Si dovrebbero monitorare anche i livelli di attività per le diverse merci prodotte. Tuttavia applicando l'approccio "a bolla", i prodotti intermedi (precursori), in questo esempio il minerale sinterizzato, la ghisa greggia e l'acciaio grezzo, non devono essere monitorati. Inoltre le quantità di energia elettrica e di combustibili utilizzati in più di uno dei processi di produzione non devono essere ripartite per livelli di utilizzo nel processo di produzione.

Data la complessità dell'impianto con i suoi flussi di fonti e flussi di materiali diversi, si utilizza il metodo del bilancio di massa (cfr. sezione 6.5.1.2) per ottenere un bilancio completo della quantità di carbonio in entrata e in uscita dall'impianto. Nell'applicare questo metodo, le quantità di CO₂ pertinenti per ciascun flusso di fonti sono calcolate in base al tenore di carbonio (CC) di ciascun materiale, senza distinzione tra combustibili e materiali di processo. Anche il carbonio non emesso che lascia l'impianto nei prodotti e nei

residui anziché essere rilasciato viene preso in considerazione, definendo flussi di fonti in uscita, che presentano dati di attività negativi, evidenziati in rosso nella Tabella 7-6.

Tabella 7-6: esempio di calcolo per la produzione di acciaio al carbonio, percorso in altoforno – bilancio di massa per le emissioni dirette dell'impianto. AD = dati di attività, CC = tenore di carbonio.

Livelli di consumo	AD (t)	CC	Frazione di biomassa	Emissioni (t CO ₂) ¹³⁵	Osservazioni
Fini di coke	50 000	88,0%		161 216,0	
Minerali di ferro	5 600 000	0,023%		4 719,2	
Coke	2 200 000	88,0%		7 093 504,0	
Rifiuti di plastica	70 000	68,4%	16%	147 270,8	Frazione di biomassa ¹³⁶ = 28 052 t CO ₂
Rottami (esterni)	800 000	0,210%		6 155,5	
Rottami (interni)	200 000	0,180%		1 319,0	
Calce calcinata	280 000	0,273%		2 800,0	
Gas naturale	170 000	75,0%		467 160,0	
Altri materiali in entrata	40 000	10,0%		14 656,0	
Somma				7 898 800,6	
Carbonio nei materiali in uscita	AD (t)	CC		"Emissioni" (negative) (t CO₂)	
Acciaio	- 4 800 000	0,180%		- 31 657,0	
Scorie	- 1 000 000	0,030%		- 1 099,0	
Somma				- 32 756,2	
Emissioni dirette totali dell'impianto				7 866 044,4	

Nella Tabella 7-6, il tenore di carbonio (CC) dei diversi flussi di fonti in entrata e in uscita è convertito in CO₂ equivalente, anche per i rottami provenienti da fonti diverse. Le emissioni da biomassa nei rifiuti di plastica misti (supponendo che siano derivate da rifiuti solidi urbani) sono pari a zero in termini di fattore di emissione (cfr. sezione 6.5.4). Si calcolano quindi le emissioni dirette totali, al netto del carbonio nei materiali in uscita.

Le emissioni indirette totali devono quindi essere calcolate, unitamente a una correzione per i gas di scarico derivanti dalle emissioni dirette utilizzate per produrre energia elettrica. Ai fini di questo esempio sono state formulate le ipotesi illustrate di seguito.

¹³⁵ Fattore 3,664 t CO₂/t C.

¹³⁶ Calcolato sopra come 70 000 x 68,4% x 16% x 3,664 t CO₂/t carbonio = 28 052 t CO₂.

Tabella 7-7: acciaio al carbonio, percorso in altoforno – calcolo delle emissioni indirette dell'impianto.

Emissioni indirette dell'impianto	
Ipotesi:	
–	40 % dei gas di scarico prodotti utilizzati per la produzione di energia elettrica (35 % di efficienza);
–	ciò copre il 75 % del consumo di energia elettrica, mentre il resto proviene dalla rete;
–	il fattore di emissione per i gas di scarico si basa su gas naturale equivalente, ma un'efficienza inferiore rispetto ad altre centrali a gas naturale (EF = 0,576 t CO ₂ /MWh);
–	fattore di emissione della rete = 0,628 t CO ₂ /MWh (miscela 50 % carbone, 30 % gas naturale, resto rinnovabili).
Fattore di emissione ponderato dell'energia elettrica consumata presso l'impianto: 0,589 t CO₂/MWh.	
Consumo totale di energia elettrica dell'impianto: 1 658 844 MWh/anno.	
Emissioni indirette totali dell'impianto: 977 059 t CO₂/anno.	

Per evitare il doppio conteggio delle emissioni per i gas di scarico utilizzati per produrre energia elettrica, è necessario operare una deduzione dalle emissioni dirette. I dati di attività per il gas di scarico sono calcolati a partire dall'energia elettrica prodotta, utilizzando le informazioni sui combustibili in entrata e sull'efficienza di generazione di cui sopra, come segue:

- energia elettrica prodotta da gas di scarico: 1 244 133 MWh (misurata);
- totale del combustibile (gas di scarico) in entrata: $1\,244\,133 / 0,35$ efficienza = 3 554 666 MWh;
- conversione in TJ: $3\,544\,666 * 0,0036 = 12\,800$ TJ.

La quantità da dedurre dalle emissioni dirette per i gas di scarico utilizzati per produrre energia elettrica è calcolata nella Tabella 7-8, utilizzando l'equazione di cui alla sezione 6.2.2.2 per $WG_{corr,exp}$.

Tabella 7-8: esempio di calcolo, acciaio al carbonio, percorso in altoforno – emissioni dirette totali degli impianti corrette per la detrazione dei gas di scarico.

				t CO ₂ /anno	Osservazione
Emissioni dirette totali dell'impianto				7 866 044	Dalla Tabella 7-6
	AD (TJ)	EF (gas naturale)	Fattore di corr.		
Detrazione per i gas di scarico	- 12 800	56,1	0,667	- 478 959	Detrazione per il gas di scarico utilizzato per produrre energia elettrica
Emissioni dirette totali del processo di produzione dei prodotti di acciaio grezzo				7 387 085	Emissioni dirette totali rivedute

Di seguito la Tabella 7-9 fornisce esempi di dati sul livello di attività per le merci prodotte nell'impianto di esempio durante il periodo di riferimento.

Tabella 7-9: esempio di livelli di attività per merci prodotte nel periodo di riferimento.

Prodotti	Livello di attività (AL)	Unità
Precursori		
Ghisa greggia	4 000 000	t/anno
Acciaio grezzo	5 000 000	t/anno
Prodotti di ferro o di acciaio		
Lamiere	3 500 000	t/anno
Barre	800 000	t/anno
Rotaie	500 000	t/anno
Merci totali prodotte	4 800 000	t/anno
Rottami interni	200 000	t/anno

Utilizzando i dati sulle emissioni dirette e indirette totali provenienti dalla Tabella 7-7 e dalla Tabella 7-8 e i dati relativi alla produzione desunti dalla Tabella 7-9, è quindi possibile calcolare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per i prodotti di ferro o di acciaio, come segue (Tabella 7-10).

Tabella 7-10: esempio di calcolo, emissioni incorporate specifiche (SEE) nel quadro dell'approccio semplificato/"a bolla" per prodotti di ferro o di acciaio.

Quantità totale di merci prodotte (prodotti di acciaio)	4 800 000	t/anno
Emissioni dirette totali del processo di produzione per i prodotti di acciaio	7 387 085	t CO ₂ /anno
Emissioni indirette totali dell'impianto	976 919	t CO ₂ /anno
Emissioni incorporate dirette specifiche	1,539	t CO ₂ /t prodotto di acciaio
Emissioni incorporate indirette specifiche	0,204	t CO ₂ /t prodotto di acciaio
Emissioni incorporate specifiche totali	1,743	t CO₂/t prodotto di acciaio

Come ultimo passo, è possibile quindi determinare l'**obbligo di comunicazione CBAM** per questi prodotti di ferro o di acciaio nell'UE. Ad esempio, per l'importazione di 10 000 tonnellate di prodotti in ferro o acciaio, ad esempio rotaie:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**

- emissioni incorporate dirette = 10 000 t x 1,539 t CO₂/t = 15 390 t CO₂
- emissioni incorporate indirette = 10 000 t x 0,204 t CO₂/t = 2 040 t CO₂

Totale: 17 430 t CO₂

7.2.2.2 Esempio 2 – Forno elettrico ad arco (EAF) e conversione in prodotti di ferro o di acciaio

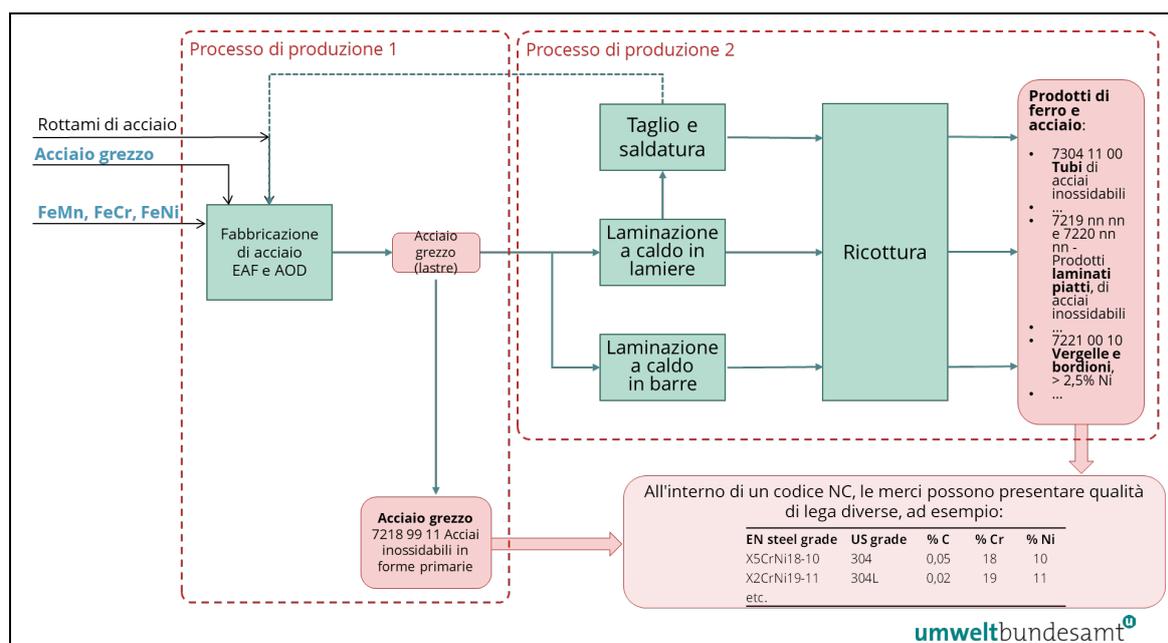
L'esempio che segue illustra le modalità per ricavare le emissioni incorporate specifiche per l'acciaio grezzo e i prodotti di ferro o di acciaio, fabbricati mediante percorso in forno elettrico ad arco (EAF). Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio.

In questo esempio per la produzione di acciaio in forno elettrico ad arco, l'impianto fabbrica prodotti che rientrano in due categorie aggregate di merci, ciascuna delle quali è definita come un unico processo di produzione.

La Figura 7-8 fornisce una panoramica dell'impianto e mostra i limiti del sistema come linea tratteggiata in rosso per ciascun processo di produzione. Le unità fisiche che effettuano ciascun processo di produzione sono state raggruppate in "Fabbricazione di acciaio in EAF e AOD" e nella formatura sotto "Taglio e saldatura", "Laminazione a caldo in lamiere e barre e ricottura"; e sono stati individuati i materiali in entrata e in uscita pertinenti per ciascun processo di produzione.

Si noti che in questo esempio vengono prodotti acciai alto legati; di conseguenza, non soltanto i codici NC, ma anche le diverse qualità di lega definiscono le diverse merci prodotte. Ai fini della comunicazione a norma del CBAM, nel periodo transitorio le norme di monitoraggio presuppongono che tutte le leghe diverse all'interno della stessa categoria aggregata di merci per l'intero periodo di riferimento siano considerate avere le stesse emissioni incorporate, ossia si utilizza una media ponderata delle qualità di lega al fine di mantenere le norme di monitoraggio ragionevolmente semplici. Tuttavia occorre indicare la qualità della lega (il contenuto degli elementi di lega Cr, Mn e Ni, nonché il tenore di carbonio) come informazione supplementare al momento dell'importazione. L'importatore dovrà pertanto comunicare separatamente ciascuna coppia di codice NC/qualità della lega.

Figura 7-8: esempio di impianto che produce acciaio alto legato mediante percorso in forno elettrico ad arco – panoramica.

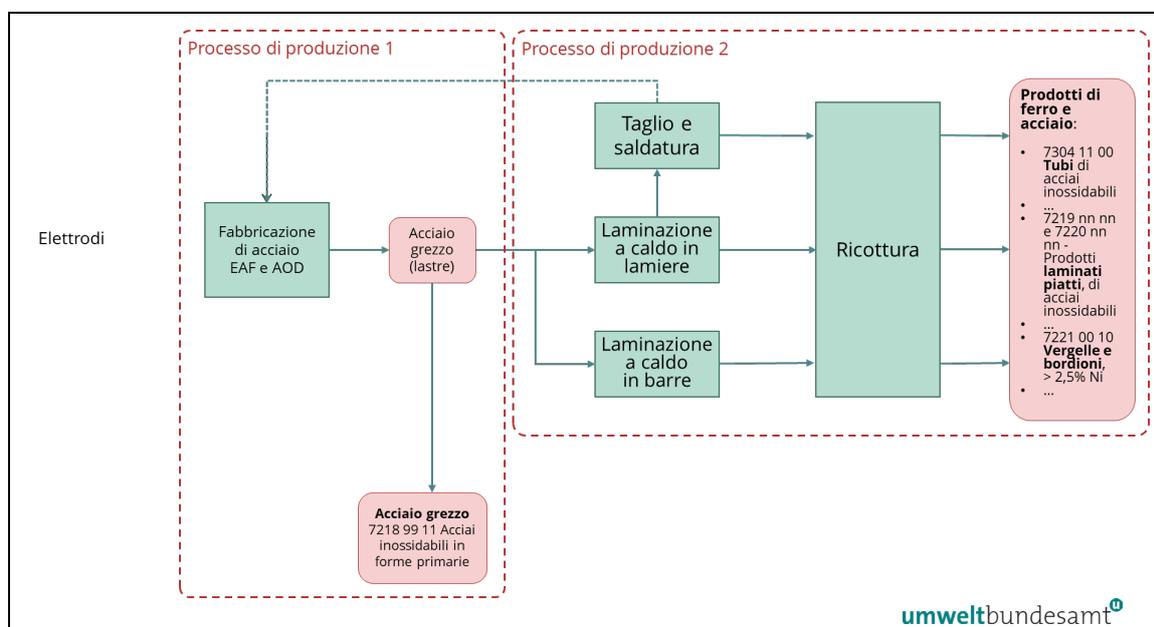


I due processi di produzione pertinenti descritti sopra e ulteriormente esaminati nei diagrammi che seguono sono:

- processo di produzione 1 – acciaio grezzo prodotto dal percorso di fabbricazione dell'acciaio tramite EAF/AOD sotto forma di lastre, di diverse qualità di lega. I limiti del sistema di questo processo di produzione sono stati definiti comprendere i materiali in entrata costituiti da rottami di acciaio provenienti dal processo di produzione 2 (acciaio che viene tagliato via durante la produzione di tubi), l'acciaio grezzo e le leghe che fungono da precursori, i combustibili (gas naturale), gli elettrodi di grafite e altri additivi nonché l'energia elettrica. Il materiale in uscita, l'acciaio grezzo, risultante dal processo viene venduto e funge anche da precursore per il processo di produzione 2. In ragione della vendita del precursore, l'approccio a bolla non è consentito per questo esempio di impianto;
- processo di produzione 2 – prodotti in ferro o acciaio, di diverse qualità di lega, fabbricati mediante processi di formatura diversi che forniscono prodotti di base quali tubi (taglio, laminazione e saldatura), barre (laminazione a caldo e ricottura) e lamiere. I limiti del sistema di questo processo di produzione sono stati definiti come comprendenti i materiali in entrata costituiti da acciaio grezzo (con emissioni incorporate), combustibili (gas naturale) ed energia elettrica. I materiali in uscita dal processo di produzione sono prodotti di ferro o acciaio finiti che vengono venduti.

Il secondo diagramma (Figura 7-9) individua i diversi flussi di fonti come materiali in entrata nei processi di produzione che danno luogo a emissioni dirette.

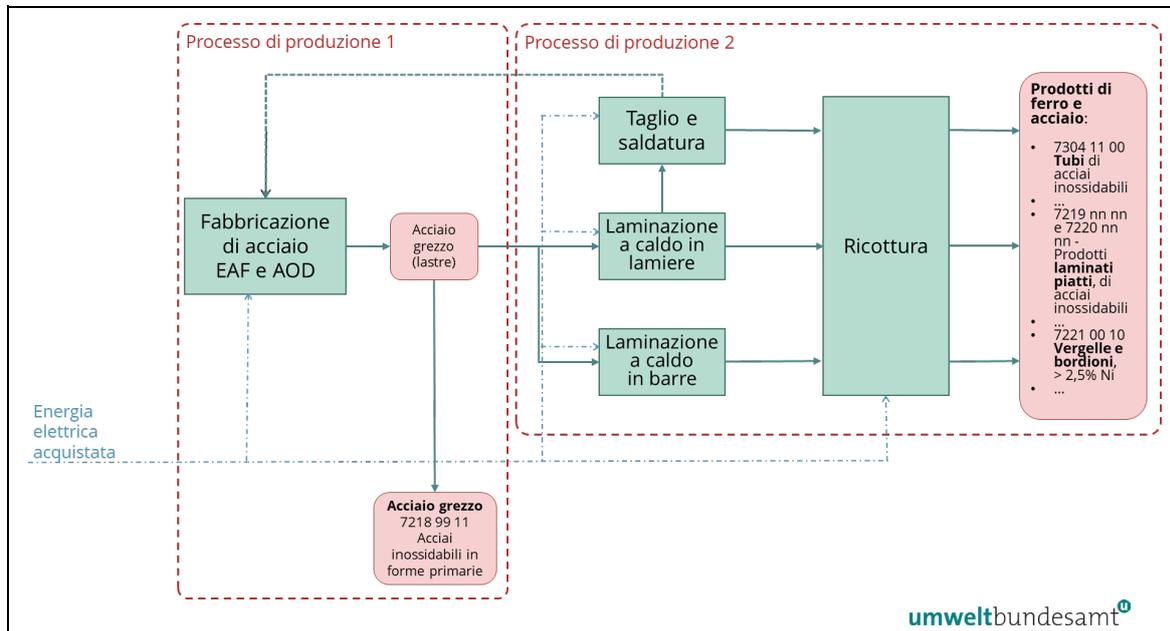
Figura 7-9: esempio di impianto che produce acciaio alto legato tramite percorso in forno elettrico ad arco – flussi di fonti pertinenti per il monitoraggio delle emissioni dirette con un approccio basato su calcoli.



Le emissioni dirette derivano dalla combustione di combustibili (gas naturale) e dalle emissioni di processo degli elettrodi di grafite, di altri additivi e dei rilasci di carbonio contenuto nei diversi materiali di ferro e acciaio.

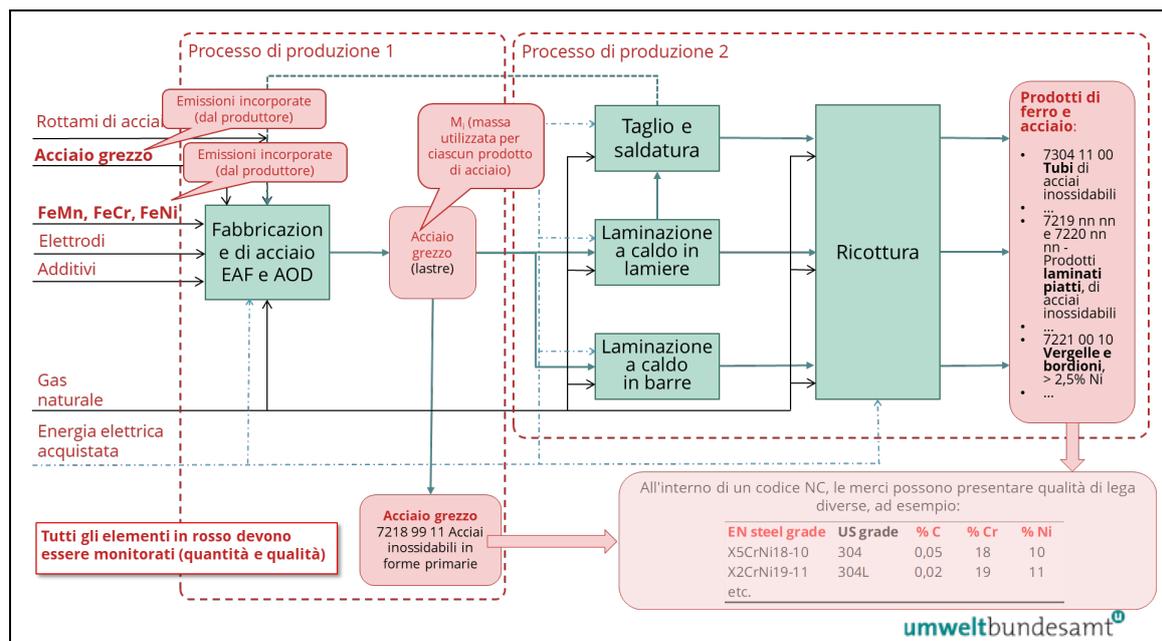
Il terzo diagramma (Figura 7-10) mostra le emissioni indirette derivanti dal consumo di energia elettrica consumata dai processi di produzione 1 e 2.

Figura 7-10: esempio di impianto che produce acciaio alto legato tramite percorso in forno elettrico ad arco – consumo di energia elettrica per il monitoraggio delle emissioni indirette.



Il quarto diagramma (Figura 7-11) esemplifica un approccio di monitoraggio completo per tutti i flussi di fonti, ad esempio l'impianto.

Figura 7-11: esempio di impianto che produce acciaio alto legato attraverso il percorso in forno elettrico ad arco – approccio di monitoraggio completo. Tutte le informazioni in rosso devono essere monitorate.



Nell'esempio 1 (sezione 7.2.2.1) relativo al settore della ghisa, del ferro e dell'acciaio è stato utilizzato un approccio "a bolla", in quanto tutti i precursori prodotti dall'impianto sono interamente utilizzati nella produzione dei prodotti finiti di ferro e acciaio. Tuttavia questo approccio non è disponibile per il gestore in questo esempio, in quanto parte del precursore (acciaio inossidabile grezzo) prodotto mediante il processo di produzione 1 è dirottato ed è venduto prima che giunga al processo di produzione 2. Di conseguenza, per l'impianto in esame, le emissioni incorporate specifiche devono essere ricavate separatamente per ciascun processo di produzione.

I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso nella Tabella 7-11 sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per entrambi i processi di produzione. Il monitoraggio comprende aspetti tanto quantitativi (dati di attività, cfr. sezione 6.5.1.3) quanto qualitativi (fattori di calcolo, cfr. sezione 6.5.1.4). In caso di precursori acquistati, include le emissioni incorporate specifiche, cfr. sezione 6.8.2).

Come nell'esempio 1, data la complessità dell'impianto e i diversi flussi di fonti e flussi di materiali, si utilizza il metodo del bilancio di massa per ottenere un bilancio completo della quantità di carbonio in entrata e in uscita dall'impianto. Nell'applicare questo metodo, le quantità di CO₂ pertinenti per ciascun flusso di fonti sono calcolate in base al tenore di carbonio (CC) di ciascun materiale, senza distinzione tra combustibili e materiali di processo. Anche il carbonio non emesso che lascia l'impianto nei prodotti anziché essere rilasciato viene preso in considerazione, definendo flussi di fonti in uscita, che presentano dati di attività negativi, evidenziati in rosso nella Tabella 7-11.

Tabella 7-11: impianto con forno elettrico ad arco, esempio di livelli di consumo – metodo del bilancio di massa.

Livelli di consumo	AD (t)	CC	EF	NCV (GJ/t)	Emissioni (t CO₂)¹³⁷	Ipotesi/osservazioni
Rottami di acciaio (mercato)	1 345 000	0,08%			3 942,5	Conversione in CO ₂
Gas naturale	163 806		56,1	48	441 096,9	Valori IPCC; EF come t CO ₂ /TJ
Elettrodi di grafite	4 468	81,9%			13 407,6	Valori IPCC
Vari additivi	89 360		0,45		40 212,0	Calcare, altri omessi; EF [t CO ₂ /t]
Acciaio grezzo (acquistato)	80 540	0,15%			442,6	
FeNi (28% Ni)	346 773	1,5%			19 058,6	
FeCr (52% Cr)	331 213	5,2%			63 105,4	
FeMn (31% Mn)	60 595	2,8%			6 216,6	
Somma					587 482,3	
Carbonio nei materiali in uscita	AD	CC			Emissioni (negative)	
Acciaio	- 2 140 000	0,180%			- 14 114	Il livello di attività dell'acciaio è al netto dei rottami ¹³⁸

¹³⁷ Fattore 3,664 t CO₂/t carbonio.

¹³⁸ Ossia al netto dei quantitativi dei rottami.

Scorie	- 107 232	0,030%			- 118	
Somma					- 14 232	
Emissioni dirette totali dell'impianto					573 251	t CO₂/anno
Emissioni indirette	MWh		EF (t CO ₂ /MWh)		Emissioni t CO ₂	
Consumo totale di energia elettrica	1 888 460		0,833		1 573 087	t CO₂/anno

Nella Tabella 7-11, il tenore di carbonio (CC) dei diversi flussi di fonti in entrata e in uscita è convertito in CO₂ equivalente e si calcolano le emissioni dirette totali, al netto del carbonio contenuto nei materiali in uscita (acciaio e scorie del processo).

Anche le emissioni indirette totali sono state calcolate nella stessa tabella.

La Tabella 7-12 riassume innanzitutto i livelli di attività dei due processi di produzione. In secondo luogo, evidenzia come il gas naturale, l'energia elettrica e le emissioni sono attribuiti ai processi 2. I dati sull'energia e sulle emissioni sono calcolati utilizzando i valori SEC (consumo specifico di energia) per barre, lamiere e tubi. Il saldo delle emissioni dirette è quindi attribuito al processo di produzione 1, nella parte inferiore della tabella.

Tabella 7-12: impianto con forno elettrico ad arco, esempio di calcolo delle emissioni incorporate per processo di produzione e prodotto (nota: SEC = consumo specifico di energia).

Livelli di produzione	Tonnellate	Consumo di energia EAF/AOD e laminazione (a caldo)		Osservazione
		Gas naturale GJ/t	Energia elettrica kWh/t	
Lastre	2 234 000	0,31	700	Processo 1 – tonnellate prodotte, forno elettrico ad arco.
Lastre da commercializzare	1 007 000			
Barre da commercializzare	456 000	5,4	180	Processo 2 – Valori SEC utilizzati per attribuire energia ed emissioni.
Lamiere	771 000	4,45	220	Processo 2 – Valori SEC utilizzati per attribuire energia ed emissioni.
Lamiere da commercializzazione	221 000			
Lamiere in tubi	550 000			
Tubi	456 000	2,8	160	Processo 2 – Valori SEC utilizzati per attribuire energia ed emissioni.
Rottami (riciclaggio interno)	94 000			Conversione di rottami da lamiere a tubi (acciaio tagliato).
Ripartizione delle emissioni		Emissioni dirette (t CO₂)	Energia elettrica consumata (MWh)	Emissioni indirette (t CO₂)
Processo 1 (EAF/OD)		171 005	1 563 800	1 302 645
Processo 2 (laminazione, ecc.)		402 245	324 660	270 442
Totale		573 251	1 888 460	1 573 087

Non sono attribuite emissioni incorporate ai rottami di acciaio del processo di produzione 2, che vengono riciclati internamente al processo 1.

Utilizzando i dati sull'attribuzione delle emissioni tra i due processi di produzione, nella Tabella 7-12, le emissioni incorporate specifiche sono quindi calcolate per ciascun prodotto CBAM nelle due tabelle seguenti, tanto per le emissioni dirette quanto per quelle indirette. In questa fase è necessario aggiungere le emissioni incorporate dei precursori (acciaio acquistato e leghe nel processo 1, acciaio grezzo nel processo 2).

La Tabella 7-13 calcola le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per le lastre di acciaio grezzo. I dati utilizzati in questi calcoli sono:

- emissioni presso l'impianto per il processo 1 – determinate sopra;
- emissioni incorporate di precursori consumati nel processo 1 - calcolate di seguito, per i precursori acciaio grezzo e leghe acquistati;
- il livello di attività per le lastre di acciaio grezzo nel periodo di riferimento. Il livello di attività è la somma delle lastre vendute e di quelle utilizzate nel processo 2.

Tabella 7-13: impianto con forno elettrico ad arco, esempio di calcolo delle emissioni incorporate totali – processo 1 (acciaio grezzo/lastre).

Precursori	SEE dir.	MWh/t	SEE indir.	Consumo (t)	Em. dirette (t CO ₂)	MWh	indirette (t CO ₂)	Totale t CO ₂
Acciaio grezzo	1,48	0,245	0,204	80 540	119 199	19 724	16 430	
FeNi (28% Ni)	3,00	3,001	2,5	346 773	1 040 319	1 040 735	866 933	
FeCr (52% Cr)	2,5	2,821	2,35	331 213	828 034	934 396	778 352	
FeMn (31% Mn)	1,3	2,281	1,9	60 595	78 774	138 212	115 131	
Calcolo delle emissioni incorporate totali delle lastre (processo 1)								
Livello di attività per il processo 1 (lastre)				2 234 000				
Emissioni presso l'impianto					171 005	1 563 800	1 302 645	
Emissioni incorporate di precursori consumati (risultanti dai totali di cui sopra)					2 066 325	2 133 067	1 776 845	
Emissioni incorporate totali					2 237 331	3 696 867	3 079 490	5 316 821
Emissioni incorporate specifiche (t CO₂/t lastra) o MWh/t					1,001	1,655	1,378	2,380

Il calcolo per il processo 2 potrebbe essere effettuato in modo analogo a quello per il processo 1. Tuttavia, per fini di orientamento, la Tabella 7-14 presenta il calcolo delle emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per le merci complesse (prodotti di ferro o di acciaio) utilizzando soltanto le emissioni incorporate specifiche e le emissioni attribuite specifiche del secondo processo, ossia omettendo il livello di attività e le emissioni totali del secondo processo di produzione.

Tabella 7-14: impianto con forno elettrico ad arco, esempio di calcolo delle emissioni incorporate di merci complesse. Processo 2 – prodotti di acciaio

Totale tonnellate prodotte:					
Barre da commercializzare	456 000	t			
Lamiere da commercializzazione	221 000	t			
Tubi	456 000	t			
Totale prodotti di acciaio	1 133 000	t			
Consumo di precursore (lastre)	1 227 000	t			
Massa lastre (acciaio grezzo) consumate per ciascuna t:	1,083	t/t			
		Dirette (t CO₂)	MWh	Indirette (t CO₂)	Totale (t CO₂)
Rapporto di massa (M _i) precursore	1,083				
SEE _i del precursore		1,001	1,655	1,378	
Emissioni per tonnellata di prodotto del processo 2		0,355	0,287	0,239	
Emissioni incorporate specifiche (SEE) (t CO₂/t prodotto di acciaio)		1,440	2,079	1,732	3,171

Nel calcolare le emissioni incorporate totali dei prodotti di acciaio finali nel processo 2 di cui sopra, si tiene conto del **rapporto di massa (M_i)** del precursore (cfr. sezione 6.2.2.3 per dettagli in merito all'approccio di calcolo). Si tratta della massa di lastre di acciaio grezzo consumate per tonnellata di prodotti di acciaio fabbricati ed è calcolata come:

- massa delle lastre/massa dei prodotti di acciaio: $1\,227\,000/1\,133\,000 = \mathbf{1,083}$ (come sopra). I valori *SEE_i* dirette e indirette del precursore sono quindi adeguati in base a tale rapporto, ossia:
- per *SEE_i* dirette (precursore): $1,001 \times 1,083 = 1,084$.

Le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette totali del prodotto di acciaio complesso sono quindi calcolate come sopra.

Utilizzando l'approccio di cui sopra, è quindi possibile determinare l'obbligo di comunicazione ai sensi del CBAM per l'importazione nell'UE durante il periodo transitorio di lastre di acciaio grezzo e di altri prodotti di acciaio; ad esempio, per l'importazione di 100 tonnellate di prodotto, ad esempio tubi di acciaio si ha:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**
 - emissioni incorporate dirette = $100 \times 1,440 = 144 \text{ t CO}_2$
 - emissioni incorporate indirette = $100 \times 1,732 = 173,2 \text{ t CO}_2$

Totale: 317,2 t CO₂

7.2.2.3 Esempio 3 – Produzione di viti e dadi a partire da barre di acciaio acquistate

Si tratta di un esempio tipico di numerosi casi di fabbricazione non integrata di prodotti di acciaio che può essere parimenti applicabile in altri settori quali la produzione di alluminio. In questo esempio, l'impianto acquista precursori che contribuiscono alla maggior parte delle emissioni incorporate, mentre il proprio processo contribuisce in misura esigua alle emissioni incorporate totali.

Ad esempio si presume che l'impianto acquisti barre di acciaio di due qualità (entrambe soggette all'applicazione del CBAM):

- barre di acciaio al carbonio con emissioni incorporate determinate nell'esempio 1; e
- barre di acciaio alto legato con emissioni incorporate determinate nell'esempio 2.

Il processo di produzione comporta:

- laminazione a caldo delle barre in fili di diametro diverso;
- taglio e fucinatura dei fili trasformandoli in viti;
- taglio e fucinatura di fili in seguiti da perforazione/lavorazione a macchina per trasformarli in dadi.

Questi processi consumano gas naturale ed energia elettrica, pertanto l'impianto stesso produce emissioni dirette e indirette. Tuttavia la maggior parte delle emissioni incorporate deriva dai precursori. Dato che il processo comporta il taglio e la lavorazione a macchina, vengono prodotte quantità significative di rottami. In linea con le norme di cui al regolamento di esecuzione, ai rottami sono attribuite emissioni incorporate pari a zero. In ragione della produzione di rottami, il peso del precursore utilizzato supera quello dei prodotti finali. Il fattore m_i è > 1 (cfr. formula di cui alla sezione 6.2.2.3).

Nell'impianto dell'esempio viene prodotta una sola categoria aggregata di merci (viti e dadi di diverse qualità di lega). Pertanto il gestore può determinare rispettivamente un solo valore medio per le emissioni dirette e indirette annue. Tuttavia, poiché le percentuali di rottami sono diverse per i due principali gruppi di prodotti e poiché le quantità prodotte sono diverse, il gestore decide di calcolare volontariamente le emissioni incorporate separatamente per l'acciaio al carbonio e i prodotti alto legati.

La Tabella 7-15 riporta i dati che il gestore deve monitorare (quantità in entrata e in uscita, consumo di energia, consumo di precursori, emissioni incorporate specifiche dei precursori ottenute dai loro produttori).

La Tabella 7-16 presenta il calcolo delle emissioni incorporate specifiche dei due gruppi di prodotti, separatamente per le emissioni dirette e indirette, in cui le emissioni specifiche dell'impianto sono aggiunte alle emissioni incorporate dei precursori.

La Tabella 7-17 riepiloga infine il calcolo delle emissioni incorporate totali per tonnellata dei due gruppi di prodotti.

Tabella 7-15: esempio di impianto n. 3, materiali in entrata e in uscita principali.

Precursori:	SEE dirette (t CO ₂ /t)	SEE indirette (t CO ₂ /t)		
Acciaio al carbonio (cfr. esempio 1)	1,539	0,204		
Acciaio alto legato (cfr. esempio 2)	1,440	1,732		
Prodotti:	Livello di attività (t prodotto/anno)	quantità consumata (t di acciaio/anno)	rottami prodotti (t/anno)	<i>m_i</i> (t precursore/ t prodotto)
Viti e dadi di acciaio al carbonio	17 000,00	20 000,00	3 000,00	1,176
Viti e dadi di acciaio alto legato	8 200,00	10 000,00	1 800,00	1,220
Energia consumata (media per entrambi i prodotti)		Fattore di emissione		
Gas naturale (riscaldamento, fucinataura,...)	3,5	GJ/t prodotto	56,1	t CO ₂ /TJ
Energia elettrica	200	kWh/t prodotto	0,833	t CO ₂ /MWh

Tabella 7-16: esempio di impianto n. 3, calcolo delle emissioni incorporate specifiche (SEE).

Emissioni specifiche dirette	SEE (t CO ₂ /t)	<i>m_i</i> (t/t)	SEE (t CO ₂ /t prodotto)
Precursore: acciaio al carbonio	1,539	1,176	1,810
Emissioni dirette (gas naturale)			0,196
SEE totali (viti e dadi in acciaio al carbonio)			2,006
Precursore: acciaio alto legato	1,440	1,220	1,757
Emissioni dirette (gas naturale)			0,196
SEE totali (viti e dadi di acciaio alto legato)			1,953
Emissioni specifiche indirette	SEE (t CO ₂ /t)	<i>m_i</i> (t/t)	SEE (t CO ₂ /t prodotto)
Precursore: acciaio al carbonio	0,204	1,176	0,240
Emissioni indirette (energia elettrica)			0,167
SEE totali (viti e dadi in acciaio al carbonio)			0,407
Precursore: acciaio alto legato	1,732	1,220	2,113
Emissioni indirette (energia elettrica)			0,167
SEE totali (viti e dadi di acciaio alto legato)			2,280

Tabella 7-17: esempio di impianto n. 3, calcolo delle emissioni incorporate specifiche (SEE).

Totali:	SEE dirette t CO ₂ /t	SEE indirette t CO ₂ /t	SEE totali t CO ₂ /t
Viti e dadi di acciaio al carbonio	2,006	0,407	2,413
Viti e dadi di acciaio alto legato	1,953	2,280	4,233

7.3 Settore dei concimi

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 3 – Disposizioni speciali e obblighi di monitoraggio delle emissioni per percorso produttivo. sottosezioni da 3.7 a 3.10 (categorie aggregate di merci del settore dei concimi);
 - **allegato IV**, sezione 2 – Parametri settoriali per le merci CBAM che i produttori di merci dovrebbero comunicare agli importatori nella comunicazione sui dati sulle emissioni;
 - **allegato III**: sezione **B.6** "Prescrizioni riguardanti la metodologia fondata su misure per CO₂ e N₂O". Sezione **B.8** "Prescrizioni riguardanti i trasferimenti di CO₂ tra impianti". Sezione **B.9.3** "Norme supplementari per le emissioni derivanti dalla produzione di acido nitrico", concernenti: **B.9.3.1** "Norme generali per la misurazione di N₂O"; **B.9.3.2** "Determinazione della portata dei gas effluenti"; **B.9.3.3** "Concentrazione di ossigeno".
-

7.3.1 Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione

Le emissioni incorporate dirette e indirette dovrebbero essere monitorate in linea con la metodologia stabilita nel regolamento di esecuzione e descritta nella sezione 6 del presente documento di orientamento.

7.3.1.1 Monitoraggio delle emissioni

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate e comunicate per il settore dei concimi sono:

- emissioni di biossido di carbonio (dirette) derivanti dal processo di combustione di combustibili esclusivamente da sistemi fissi (escluse le emissioni provenienti da sistemi mobili quali i veicoli);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio e protossido di azoto (N₂O) derivanti dal processo, in particolare:
 - emissioni di N₂O derivanti dall'ossidazione catalitica dell'ammoniaca e/o dalle unità di abbattimento degli NO_x/N₂O (ma non derivanti dalla combustione); e
 - a determinate condizioni, CO₂ trasferito dal processo di produzione dell'ammoniaca ad altri impianti (cfr. sezione 6.5.6.2);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dalla produzione di calore misurabile (ad esempio vapore) e raffreddamento consumati entro i limiti del sistema del processo di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del calore (ossia dalla produzione in loco o da importazioni dall'esterno del sito);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal controllo delle emissioni (ad esempio da materie prime carbonatate quali il carbonato di sodio utilizzato per la depurazione acida dei gas effluenti). Questo aspetto è considerato per tutte le merci, se del caso.

Le emissioni dirette provenienti dai diversi flussi di fonti di cui sopra non sono comunicate separatamente, ma vengono sommate tra loro per ottenere il totale delle emissioni dirette dell'impianto o del processo di produzione.

Le emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata devono essere comunicate separatamente dalle emissioni dirette.

Si noti che altre emissioni di N₂O derivanti dalla combustione di combustibili sono escluse dai limiti di sistema.

7.3.1.2 Norme supplementari

Attribuzione delle emissioni per le miscele di concimi

Per gli impianti che producono formule diverse di miscele di concimi, le emissioni dirette e indirette sono attribuite separatamente dalle emissioni incorporate consumate dal processo di produzione come segue:

- emissioni dirette e indirette:
 - sono calcolate per l'intero periodo di riferimento;
 - sono attribuite a ciascuna formula di concime su base proporzionale per ciascuna tonnellata di prodotto finale fabbricata;
- determinazione delle emissioni incorporate:
 - sono calcolati separatamente per ciascuna formula di concime, tenendo conto della massa pertinente di ciascun precursore utilizzato nella fabbricazione di ciascuna formula;
 - per ciascun precursore, le emissioni incorporate sono la media per il precursore in questione nel periodo di riferimento.

Semplificato!

Tuttavia, data la complessità del processo di produzione nel settore dei concimi, **durante il periodo transitorio**, gli impianti che producono miscele di concimi possono semplificare il monitoraggio del rispettivo processo di produzione determinando un valore uniforme delle emissioni incorporate per tonnellata di azoto contenuto nelle miscele di concimi, indipendentemente dalla forma chimica dell'azoto (ammonio, nitrato o urea)¹³⁹.

Calore misurabile prodotto da processi chimici esotermici

Se un impianto consuma calore misurabile prodotto/recuperato da processi chimici esotermici diversi dalla combustione, come ad esempio nella produzione di ammoniaca o acido nitrico, la quantità di calore recuperato è determinata separatamente da altro calore misurabile e a tale quantità sono assegnate emissioni di CO₂e pari a zero.

Produzione di energia elettrica

¹³⁹ Nella produzione di miscele di concimi, la legislazione europea in materia di concimi impone che il contenuto di N (nelle sue diverse forme, quali l'ammonio (NH₄⁺) o il nitrato (NO₃⁻), l'urea o altre forme (organiche)) sia chiaramente indicato sulla confezione o nei documenti di vendita che accompagnano il prodotto in caso di consegne di prodotto sfuso. Tali valori di contenuto possono essere utilizzati per stabilire le emissioni incorporate di qualsiasi miscela di concimi.

Se l'energia elettrica è prodotta nel contesto del processo di produzione, occorre correggere le emissioni attribuite (cfr. sezione 6.2.2.2). Se l'energia elettrica deriva da processi che non prevedono combustione (ad esempio turbine ad espansione nella produzione di ammoniaca), il fattore di emissione di tale energia elettrica è considerato essere pari a zero.

Trasferimenti di CO₂ tra processi di produzione

Se il CO₂ derivante dalla produzione di ammoniaca è catturato e trasferito a un sito di stoccaggio geologico di CO₂, le relative emissioni potrebbero essere detratte, a condizione che l'impianto destinatario effettui un monitoraggio a norma del CBAM o di un sistema MRV equivalente (cfr. sezione 6.5.6.2). Fatte salve le future modifiche del quadro legislativo dell'EU ETS, di cui si tiene conto ai fini del CBAM, anche il CO₂ utilizzato come materia prima (materiale in entrata al processo) nella produzione di prodotti, nei quali il CO₂ è legato chimicamente in modo permanente, può essere contabilizzato in sottrazione nelle emissioni incorporate dirette di ammoniaca. Tuttavia, ai sensi della legislazione vigente, l'urea non può essere considerata un tale prodotto, in quanto si presume che il CO₂ sia emesso durante il suo utilizzo come concime. Dettagli in merito figurano alla sezione 6.5.6.2.

Approccio fondato su misure per il monitoraggio delle emissioni di N₂O

In caso di emissioni di N₂O derivanti dal processo (non dalla combustione) nel settore dei concimi, il gestore deve monitorarle utilizzando un sistema di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS) installato in un punto di misura adeguato¹⁴⁰. Orientamenti dettagliati sulle prescrizioni di cui al regolamento di esecuzione in materia di CEMS sono riportati nella sezione 6.5.2 del presente documento. Le emissioni di N₂O sono considerate pertinenti ai fini del monitoraggio soltanto nella produzione di acido nitrico. Tuttavia se l'acido nitrico o i nitrati risultanti (miscele di concimi) sono utilizzati come precursori, le relative emissioni di N₂O per una parte integrante delle emissioni incorporate, espresse come t CO₂e:

$$CO_{2(e)} [t] = N_2O_{annual}[t] \times GWP_{N_2O} \quad (\text{Equazione 18})$$

dove:

N₂O_{annual} ... emissioni totali annue di N₂O, calcolate come da sezione 6.5.2;

GWP_{N₂O} ... Potenziale di riscaldamento globale di N₂O (t CO₂e/t N₂O). Cfr. allegato VIII del regolamento di esecuzione per i valori GWP pertinenti (riportati anche nell'Allegato D del presente documento di orientamento).

Ai fini della determinazione della portata del gas effluente, il regolamento di esecuzione stabilisce che il metodo del bilancio di massa di cui alla sezione 6.5.2 è preferibile alle misurazioni della portata.

¹⁴⁰ Se esistono più punti di emissione che non possono essere monitorati presso un'unica ubicazione, le emissioni provenienti da tali diversi punti dovrebbero essere monitorate separatamente e i risultati combinati ai fini della comunicazione.

7.3.1.3 Prescrizioni supplementari in materia di comunicazione

La Tabella 7-18 elenca le informazioni supplementari che il gestore dovrebbe fornire agli importatori nella comunicazione dei dati sulle emissioni fornita a questi ultimi.

Tabella 7-18: parametri supplementari del settore dei concimi richiesti nella relazione CBAM.

Categoria aggregata di merci		Obbligo di comunicazione nella relazione trimestrale	
Ammoniaca ¹⁴¹		–	Concentrazione, se soluzione acquosa.
Acido nitrico ¹⁴²		–	Concentrazione (massa %).
Urea		-	Purezza (massa % urea contenuta, % N contenuto).
Miscela di concimi ^{143,144}	di		Contenuto di diverse forme di azoto nelle miscele di concimi: <ul style="list-style-type: none">- contenuto di N come ammonio (NH₄⁺);- contenuto di N come nitrato (NO₃⁻);- contenuto di N come urea;- contenuto di N in altre forme (organiche).

Il gestore deve assicurarsi di raccogliere tutti i parametri necessari per le proprie merci CBAM e comunicarli agli importatori delle proprie merci. L'importatore dovrà comunicare i parametri supplementari quando le merci sono importate nell'UE nell'ambito del CBAM.

7.3.2 Esempio pratico per il settore dei concimi

L'esempio pratico che segue illustra le modalità per ricavare le emissioni incorporate specifiche per una particolare formula di miscela di concimi, NPK 15-15-15, fabbricata mediante miscelazione e granulazione.

Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio.

La Figura 7-12 fornisce una panoramica dell'impianto e mostra i limiti del sistema tramite una linea tratteggiata per il singolo processo di produzione. Le unità fisiche che svolgono il processo di produzione sono state raggruppate sotto la voce "Granulazione con reattore

¹⁴¹ Sia l'ammoniaca idrata che quella anidra sono riportate congiuntamente come ammoniaca al 100%.

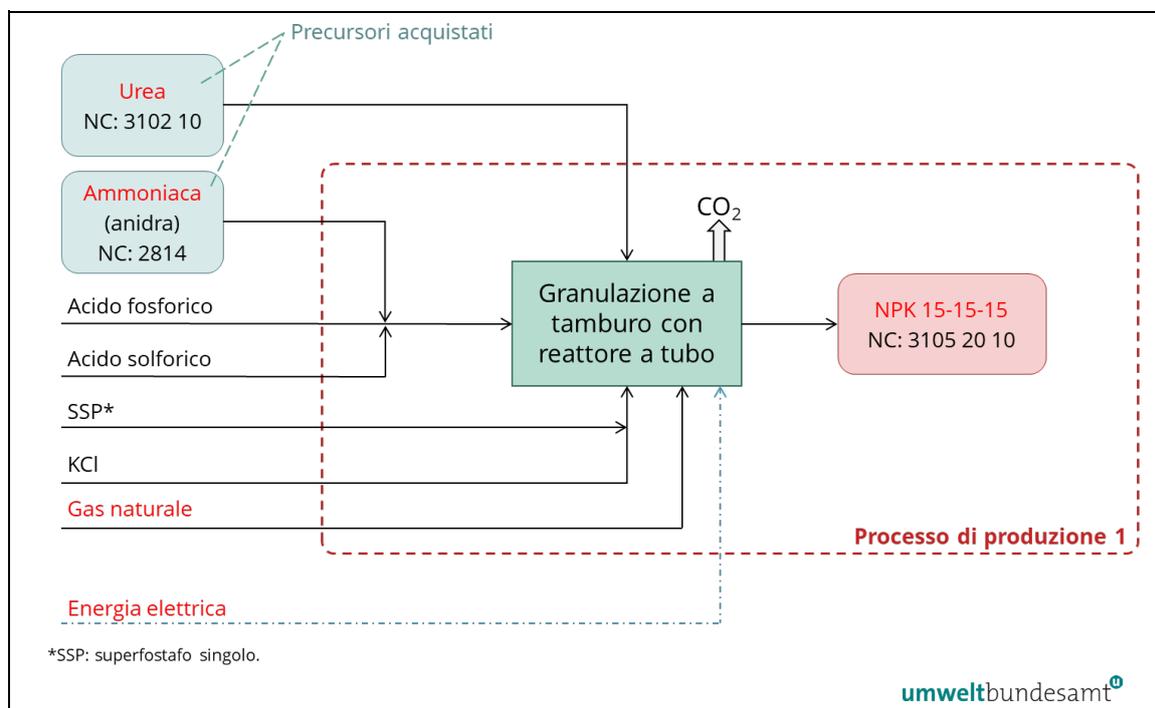
¹⁴² Le quantità di acido nitrico prodotte devono essere monitorate e comunicate come acido nitrico al 100%.

¹⁴³ Le quantità dei diversi composti azotati contenuti nel prodotto finale dovrebbero essere registrate in conformità del regolamento (UE) 2019/1009 che stabilisce norme relative alla messa a disposizione sul mercato di prodotti fertilizzanti dell'UE.

¹⁴⁴ Regolamento (UE) 2019/1009 del Parlamento europeo e del Consiglio che stabilisce norme relative alla messa a disposizione sul mercato di prodotti fertilizzanti dell'UE.
Cfr.: <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/1009/2023-03-16>.

a tubo" (compreso un essiccatoio che si presume impieghi gas naturale) e sono stati individuati i materiali in entrata e in uscita così come le fonti di emissione.

Figura 7-12: esempio per i concimi – panoramica e approccio di monitoraggio completo per la produzione di una formula di miscela di concimi.



I materiali in entrata nel processo di produzione sono le materie prime, le merci che fungono da precursori (urea e ammoniaca (anidra)) e l'energia elettrica. I materiali in uscita sono il prodotto "miscele di concimi".

I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso di cui sopra sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per entrambi i processi di produzione.

Le emissioni dirette e indirette monitorate in questo esempio derivano da:

- emissioni dirette derivanti da gas naturale utilizzato nell'essiccatoio;
- emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata dal processo di produzione.

Occorre monitorare anche i materiali in entrata dei precursori (con emissioni incorporate) e il livello di attività delle merci prodotte costituite da miscele di concimi.

Si noti che un singolo processo di produzione di miscele di concimi può produrre un'ampia serie di formule (o formulazioni) diverse di concimi utilizzando quantità diverse di precursori. Di conseguenza occorre determinare le emissioni incorporate specifiche per ciascuna formula di concime separatamente dalle altre formule che possono essere prodotte anche nello stesso impianto nel corso dello stesso periodo di riferimento.

Tale obiettivo è conseguito utilizzando:

- la massa pertinente di ciascun precursore impiegato in ciascuna formula di miscela di concimi; e
- le emissioni incorporate specifiche dei precursori utilizzati per fabbricare una determinata formula di miscela di concimi;
- supponendo che il processo di granulazione ed essiccazione sia simile per tutte le formule di concimi prodotte, le emissioni dirette e indirette del processo di produzione possono essere monitorate per l'intero periodo di riferimento e poi divise per il livello di attività totale del processo, ossia la quantità totale di tutti i concimi prodotti nel periodo di riferimento. Si ottiene così un valore dell'energia per ciascuna tonnellata di concime utilizzato nel calcolo di cui alla Tabella 7-19.

La Tabella 7-19 stabilisce il processo mediante il quale sono determinate le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette totali per il prodotto "miscela di concimi" NPK 15-15-15.

Tabella 7-19: esempio di calcolo delle emissioni incorporate specifiche dirette e indirette totali per la miscela di concimi NPK.

Materiali in entrata	Massa dei materiali in entrata	Emissioni incorporate dei precursori (t CO ₂ /t)		Emissioni incorporate (t CO ₂ /t)	
		dirette	indirette	dirette	indirette
	(kg/t)				
KCl	251,3	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
SSP ¹⁴⁵ 17% P ₂ O ₅	200,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Acido fosforico (40% P ₂ O ₅)	300,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Acido solforico (96% in peso)	116,0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
NH ₃	93,0	1,900	0,208	0,177	0,019
Urea	160,0	0,719	0,178	0,115	0,028
Energia necessaria per la granulazione (media del periodo di riferimento)				0,018	0,006
Totale SEE per il prodotto "miscela di concimi" NPK 15-15-15				0,310	0,054

Il totale delle emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per il prodotto "miscela di concimi" è calcolato combinando i valori delle SEE per i precursori e per l'energia necessaria per la granulazione, per tonnellata di prodotto, come sopra (cfr. sezione 6.2.2.3 per i dettagli dell'approccio di calcolo).

Le merci che fungono da precursori di cui sopra sono NH₃ e urea. Al fine di determinare le emissioni incorporate totali del prodotto "miscela di concimi", si tiene conto della quantità (kg) di ciascun precursore utilizzato per tonnellata di tale prodotto, ad esempio per l'urea la massa totale in entrata del precursore per tonnellata di prodotto è pari a 160 kg:

¹⁴⁵ Superfostafo singolo.

- emissioni incorporate dirette di urea: $0,160 \text{ t/t} \times 0,719 \text{ t CO}_2/\text{t} = \mathbf{0,115 \text{ t CO}_2/\text{t}}$ prodotto "miscela di concimi";
- emissioni incorporate indirette di urea: $0,160 \text{ t/t} \times 0,178 \text{ t CO}_2/\text{t} = \mathbf{0,028 \text{ t CO}_2/\text{t}}$ prodotto "miscela di concimi".

Devono essere incluse anche le emissioni dirette e indirette derivanti dal processo di produzione di miscelazione e granulazione, come da Tabella 7-19 per ciascuna tonnellata di prodotto.

Altri materiali in entrata costituiti da materie prime chimiche (KCl, SSP, acidi fosforici e solforici) non presentano emissioni incorporate e non devono essere presi in considerazione.

Utilizzando l'approccio di cui sopra, è quindi possibile determinare l'obbligo di comunicazione ai sensi del CBAM necessario per l'importazione nell'UE durante il periodo transitorio del prodotto "miscela di concimi"; ad esempio, per l'importazione di 100 tonnellate di prodotto NPK 15-15-15 si ha:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**
 - emissioni incorporate dirette = $100 \text{ t} \times 0,310 \text{ t CO}_2/\text{t} = 31 \text{ t CO}_2$
 - emissioni incorporate indirette = $100 \text{ t} \times 0,054 \text{ t CO}_2/\text{t} = 5,4 \text{ t CO}_2$

Totale: 36,4 t CO₂

7.4 Settore dell'alluminio

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 3 – Disposizioni speciali e obblighi di monitoraggio delle emissioni per percorso produttivo. Sottosezioni da 3.17 a 3.18 (categorie aggregate di merci del settore dell'alluminio);
 - **allegato III**, sezione A – "Principi", sottosezione A.4 Approccio alla suddivisione degli impianti in processi di produzione, lettera d);
 - **allegato III**, sezione B – "Monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto", sottosezione B.7 "Prescrizioni per determinare le emissioni di perfluorocarburi", concernente: **B.7.1** "Metodo di calcolo A – Metodo 'slope'"; **B.7.2** "Metodo di calcolo B – Metodo 'overvoltage'"; **B.7.3** Regola per il calcolo delle emissioni di CO_{2e} dalle emissioni di PFC utilizzando i valori GWP;
 - **allegato IV**, sezione 2 – Parametri settoriali per le merci CBAM che i produttori di merci dovrebbero comunicare agli importatori nella comunicazione sui dati sulle emissioni;
 - **allegato VIII**, sezione 3 – Tabella relativa al GWP per i perfluorocarburi.
-

7.4.1 Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione

Le emissioni incorporate dirette e indirette dovrebbero essere monitorate in linea con la metodologia stabilita nel regolamento di esecuzione e descritta nella sezione 6 del presente documento di orientamento.

7.4.1.1 Monitoraggio delle emissioni

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate e comunicate per il settore dell'alluminio sono:

- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal consumo di anodi di carbonio precotti o di pasta anodica verde durante l'elettrolisi – le emissioni derivano dalla reazione dell'elettrodo di carbonio con l'ossigeno proveniente dall'allumina o da altre fonti di ossigeno quali l'aria¹⁴⁶. Nel processo di Söderberg vi sono anche emissioni associate all'autocottura di pasta anodica verde in situ;
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio provenienti dai forni (ad esempio di attesa, preriscaldamento, rifusione e ricottura), se riscaldate mediante combustione di combustibili utilizzati per i forni, soltanto da impianti fissi (escluse le emissioni da unità mobili quali i veicoli);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dalla produzione di calore misurabile (ad esempio vapore) e raffreddamento consumati entro i limiti del sistema del processo di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del riscaldamento e del raffreddamento (ossia dalla produzione in loco o da importazioni dall'esterno del sito);
- emissioni (dirette) di PFC solo per CF₄ e C₂F₆, formate durante brevi condizioni di alterazione note come "effetto anodico", quando i livelli di allumina scendono su valori troppo bassi e il bagno elettrolitico stesso subisce l'elettrolisi;
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal controllo delle emissioni (ad esempio da materie prime carbonatate quali il carbonato di sodio utilizzato per la depurazione acida dei gas effluenti).

Si noti che le emissioni relative alla produzione di anodi di carbonio precotti (anche se prodotti nello stesso sito) e di allumina sono escluse dai limiti del sistema.

Le emissioni dirette provenienti dai diversi flussi di fonti di cui sopra non sono comunicate separatamente, ma vengono sommate tra loro per ottenere il totale delle emissioni dirette dell'impianto o del processo di produzione.

Le emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata devono essere comunicate separatamente dalle emissioni dirette. Si noti che per questo settore le emissioni indirette sono comunicate soltanto durante il periodo transitorio (e non durante il periodo definitivo).

¹⁴⁶ Si presume che tutto il monossido di carbonio (CO) formato sia convertito in CO₂.

Attribuzione di emissioni

Semplificato!

Data la complessità dei processi di produzione nel settore dell'alluminio, **durante il periodo transitorio** gli impianti che producono due o più merci appartenenti alle categorie aggregate di merci "alluminio greggio" o "prodotti di alluminio" possono essere monitorati e comunicati definendo un unico processo di produzione comune per tutti i prodotti appartenenti a tali gruppi, a condizione che nessun prodotto intermedio (ossia precursore di uno dei processi) sia venduto o altrimenti trasferito al di fuori dell'impianto.

Determinazione delle emissioni di processo

Norme supplementari si applicano anche alla determinazione delle emissioni di PFC (solo CF₄ e C₂F₆) derivanti dalla produzione di alluminio primario. Tuttavia se l'alluminio primario è utilizzato come precursore, le relative emissioni di PFC costituiscono parte delle emissioni incorporate del prodotto finale.

Sono disponibili due diversi metodi basati su calcoli in conformità all'allegato III, sezione B.7, del regolamento di esecuzione. Entrambi i metodi sono considerati equivalenti, ma poiché ciascuno richiede dati diversi, occorre scegliere il metodo più adatto per l'apparecchiatura di controllo del processo dell'impianto in questione:

- **metodo "slope" (metodo A)** – nel contesto del quale si registra la durata dell'effetto anodico in minuti (*anode effect minutes* - AEM) per cella-giorno. 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);
- **metodo "overvoltage" (metodo B)** – nel contesto del quale si registra la sovratensione dell'effetto anodico (*anode effect overvoltage* - AEO) per cella [mV]. Il valore AEO è definito come l'integrale di (tempo × tensione al di sopra della tensione di obiettivo) divisa per il tempo (durata) della raccolta dei dati.

Metodo di calcolo A – Metodo "slope"

Per determinare le emissioni di PFC nel contesto del metodo A si utilizzano le equazioni seguenti:

$$\text{emissioni di CF}_4 [t] = AEM \times (SEF_{CF_4}/1\ 000) \times Pr_{Al} \quad (\text{Equazione 21})$$

$$\text{emissioni di C}_2\text{F}_6 [t] = \text{emissioni di CF}_4 \times F_{C_2F_6} \quad (\text{Equazione 22})$$

dove:

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

SEF_{CF₄} è il fattore di emissione "slope" espresso in [(kg CF₄/t Al prodotto)/(minuti effetto anodico/cella-giorno)]. Se si utilizzano diversi tipi di cella, possono essere applicati diversi *SEF*;

Pr_{Al} è la produzione di alluminio primario [t] nel periodo di riferimento; e

F_{C₂F₆} è la frazione di peso di C₂F₆ [t C₂F₆/t CF₄].

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):

$$AEM = \text{frequenza} \times \text{durata media} \text{ (Equazione 23)}$$

Fattore di emissione: il fattore di emissione per il CF₄ (fattore di emissione slope SEF_{CF4}) esprime la quantità [kg] di CF₄ emessi per tonnellata di alluminio prodotta per minuto di effetto anodico/cella-giorno. Il fattore di emissione (frazione di peso F_{C2F6}) di C₂F₆ esprime la quantità [kg] di C₂F₆ emesso in proporzione alla quantità [kg] di CF₄ emesso.

Tabella 7-20: Fattori di emissione specifici alla tecnologia per i dati di attività riferiti al metodo "slope".

Tecnologia	Fattore di emissione per CF ₄ (SEF _{CF4}) [(kg CF ₄ /t Al)/(AE-min. effetto anodico/cella-giorno)]	Fattore di emissione per C ₂ F ₆ (F _{C2F6}) [t C ₂ F ₆ /t CF ₄]
Celle prebake ad alimentazione puntuale - Legacy (PFPB L)	0,122	0,097
Celle prebake ad alimentazione puntuale - Modern (PFPB M)	0,104	0,057
Celle prebake ad alimentazione puntuale - Modern senza strategie di intervento per l'effetto anodico completamente automatizzate per le emissioni di PFC (PFPB MW)	– (*)	– (*)
Celle prebake con alimentazione centrale (CWPB)	0,143	0,121
Celle prebake con alimentazione laterale (SWPB)	0,233	0,280
Celle Söderberg verticali (VSS)	0,058	0,086
Celle Söderberg orizzontali (HSS)	0,165	0,077

(*) L'impianto deve determinare il fattore mediante misurazioni proprie. Se ciò non è tecnicamente realizzabile o comporterebbe costi sproporzionatamente elevati, si utilizzano i valori per la metodologia CWPB.

Metodo di calcolo B – Metodo "overvoltage"

Per il metodo "overvoltage", si utilizzano le equazioni seguenti:

$$\text{emissioni di CF}_4 [t] = OVC \times (AEO/CE) \times Pr_{Al} \times 0,001 \text{ (Equazione 24)}$$

$$\text{emissioni di C}_2\text{F}_6 [t] = \text{emissioni di CF}_4 \times F_{C2F6} \text{ (Equazione 25)}$$

dove:

OVC è il coefficiente di sovratensione ("fattore di emissione") espresso in kg di CF₄ per tonnellata di alluminio prodotta per mV di sovratensione;

AEO è la 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 è il rendimento medio della corrente nella produzione di alluminio [%];

Pr_{Al} è la produzione annua di alluminio primario [t]; e

F_{C2F6} è la frazione di peso di C₂F₆ [t C₂F₆/t CF₄].

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 [%].

Tabella 7-21: fattori di emissione specifici per la tecnologia per i dati di attività relativi alla sovratensione.

Tecnologia	Fattore di emissione per CF ₄ [(kg CF ₄ /t Al) / mV]	Fattore di emissione per C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ /t CF ₄]
Celle prebake con alimentazione centrale (CWPB)	1,16	0,121
Celle prebake con alimentazione laterale (SWPB)	3,65	0,252

- **Prescrizione minima** per entrambi i metodi: si utilizzano i fattori di emissione specifici per tecnologia che figurano nell'allegato III, sezione B.7, del regolamento di esecuzione.
- **Miglioramento raccomandato:** I fattori di emissione specifici per l'impianto per CF₄ e C₂F₆ sono stabiliti mediante misurazioni in campo continue o intermittenti almeno ogni 3 anni o dopo modifiche significative dell'impianto, tenendo conto degli orientamenti in materia di migliori pratiche del settore¹⁴⁷.



Calcolo delle emissioni di CO₂(e) da emissioni di PFC

La formula seguente (equazione 26) può essere utilizzata per calcolare il valore di CO₂(e) dalle emissioni di CF₄ e C₂F₆, utilizzando il potenziale di riscaldamento globale (GWP) per tali gas:

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

Cfr. allegato VIII del regolamento di esecuzione per i valori GWP pertinenti (riportati anche nell'Allegato D del presente documento di orientamento).

Inoltre le emissioni fuggitive di PFC sono prese in considerazione calcolate in base alle emissioni misurabili in un condotto o in un camino ("emissioni da sorgenti puntiformi"), determinate sulla base dell'efficacia di raccolta del condotto:

¹⁴⁷ Ad esempio, gli orientamenti sulle migliori pratiche dell'International Aluminium Institute.

$emissioni\ di\ PFC\ (totali) = emissioni\ di\ PFC\ (condotto)/efficienza\ di\ raccolta$
(Equazione 20)

L'efficienza di raccolta è misurata quando si determinano i fattori di emissione specifici per impianto.

7.4.1.3 *Prescrizioni supplementari in materia di comunicazione*

La Tabella 7-22 elenca le informazioni supplementari che il gestore dovrebbe fornire agli importatori nella comunicazione dei dati sulle emissioni fornita a questi ultimi.

Tabella 7-22: parametri supplementari del settore dell'alluminio richiesti nella relazione CBAM.

Categoria aggregata di merci	Obbligo di comunicazione nella relazione trimestrale
Alluminio greggio	<ul style="list-style-type: none">– Tonnellate di rottami utilizzati per produrre una tonnellata di prodotto di alluminio greggio;– % di rottami che sono rottami preconsumo;– contenuto di leghe in alluminio: se il contenuto totale di elementi diversi dall'alluminio supera l'1 %, la percentuale totale di tali elementi.
Prodotti di alluminio	<ul style="list-style-type: none">– Tonnellate di rottami utilizzati per produrre una tonnellata di prodotto di alluminio greggio;– % di rottami che sono rottami preconsumo;– contenuto di leghe in alluminio: se il contenuto totale di elementi diversi dall'alluminio supera l'1 %, la percentuale totale di tali elementi.

Questi parametri dipendono dalle merci prodotte. Gli elementi di lega svolgono un ruolo minore e non si riflettono nella classificazione NC dei prodotti di alluminio. Tuttavia, se il prodotto contiene **più del 5 % di elementi di lega**, il gestore dovrebbe calcolare le emissioni incorporate del prodotto come se la massa degli elementi di lega fosse **alluminio greggio da fusione primaria**.

Il gestore deve assicurarsi di raccogliere tutti i parametri necessari per le proprie merci CBAM e comunicarli agli importatori delle proprie merci. L'importatore dovrà comunicare i parametri supplementari quando le merci sono importate nell'UE nell'ambito del CBAM.

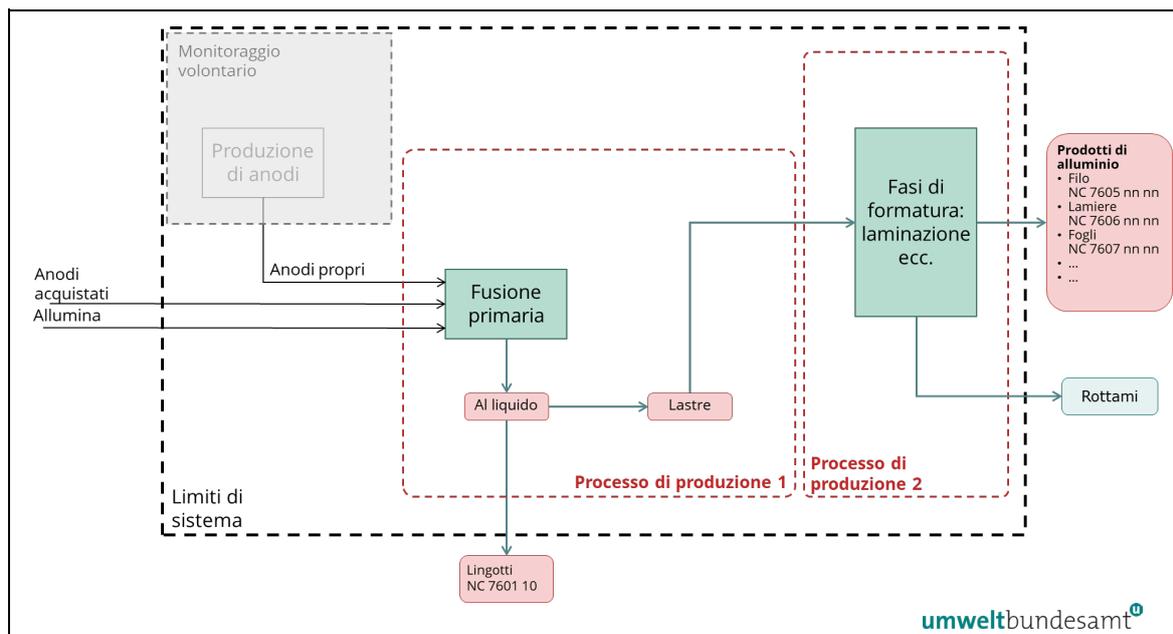
7.4.2 *Esempio pratico per il settore dell'alluminio*

Il seguente esempio pratico mostra come si ricavano le emissioni incorporate specifiche per merci del settore dell'alluminio. Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio. In questo esempio l'impianto fabbrica prodotti appartenenti a due

categorie aggregate di merci, alluminio greggio e prodotti di alluminio, ciascuna delle quali è definita come un unico processo di produzione, in quanto il prodotto intermedio è venduto. Di conseguenza non è possibile adottare un "approccio a bolla".

La Figura 7-13 fornisce una panoramica dell'impianto ed evidenzia i limiti del sistema tramite una linea tratteggiata per ciascun processo di produzione. Le unità fisiche che effettuano ciascun processo di produzione sono state raggruppate sotto le voci "Fusione primaria" e "Fasi di formatura" e sono stati individuati materiali in entrata, materiali in uscita e fonti di emissioni diversi/e per ciascun processo di produzione.

Figura 7-13: esempio per l'alluminio – panoramica.

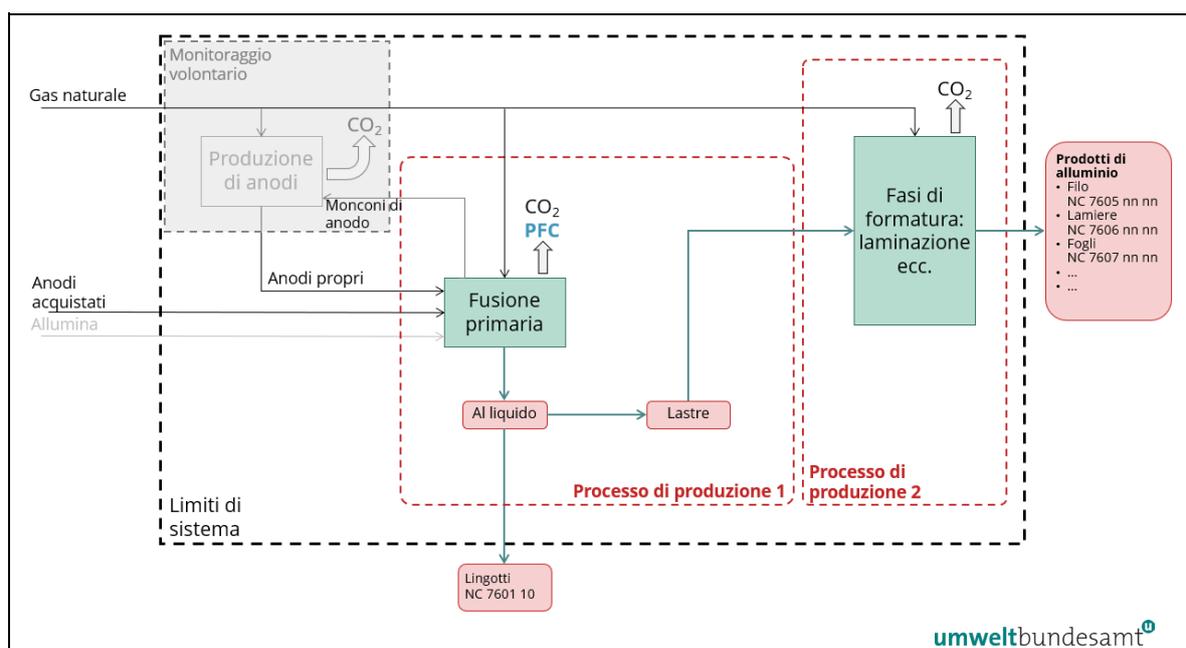


I due processi di produzione sopra definiti sono:

- processo di produzione 1 – percorso del processo di fusione primaria che produce alluminio greggio sotto forma di lingotti (che possono essere venduti) e lastre, che sono trasferite al processo di produzione 2. I materiali in entrata costituiti da materie prime sono gli anodi, tanto fabbricati in loco quanto acquistati altrove, e allumina;
- processo di produzione 2 – diversi processi di formatura che producono una serie di prodotti di alluminio, quali fili, lamiere e fogli. I materiali in entrata costituiti da materie prime sono lastre di alluminio greggio trasferite dal processo di produzione 1. Vi sono anche rottami generati da questo processo che vengono inviati all'esterno del sito per essere riciclati.

Il secondo diagramma (Figura 7-14) individua le fonti delle emissioni dirette generate a livello di impianto.

Figura 7-14: esempio per l'alluminio – individuazione dei flussi di fonti per il monitoraggio delle emissioni dirette.



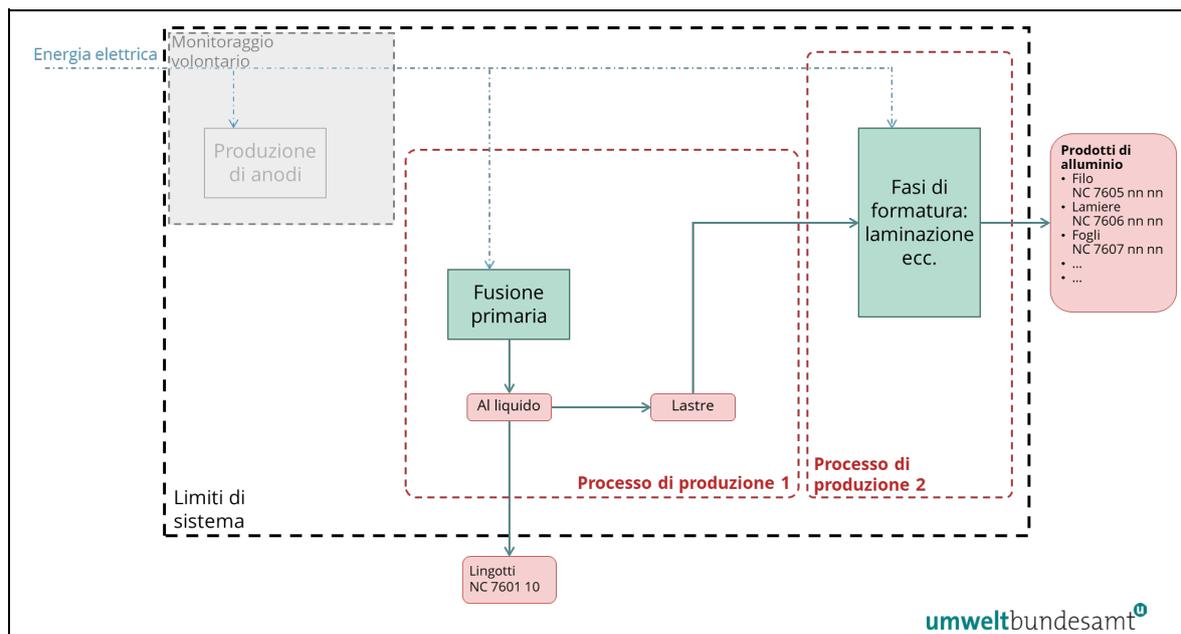
Le emissioni dirette di cui sopra derivano dalla combustione di combustibili in entrambi i processi di produzione e dal processo di fusione primaria, ossia dal consumo di anodi di carbonio e dalla formazione di PFC.

Si noti che la produzione di anodi in loco è ignorata, in quanto gli anodi sono materie prime e si ritiene pertanto che abbiano emissioni incorporate pari a zero. Ai fini del monitoraggio del consumo di anodi, la differenza tra gli anodi in entrata e i monconi di anodi riciclati dà luogo ai dati di attività relativi al consumo di anodi.

Tuttavia, per fini di completezza, il gestore potrebbe voler monitorare pienamente, su base volontaria, tutte le fonti delle emissioni dirette e indirette, che in questo caso comprenderebbero un bilancio di massa completo delle materie prime e dei combustibili aggiuntivi consumati nella produzione di anodi. Il consumo di allumina non necessita di monitoraggio, in quanto non contribuisce né alle emissioni dirette né a quelle incorporate.

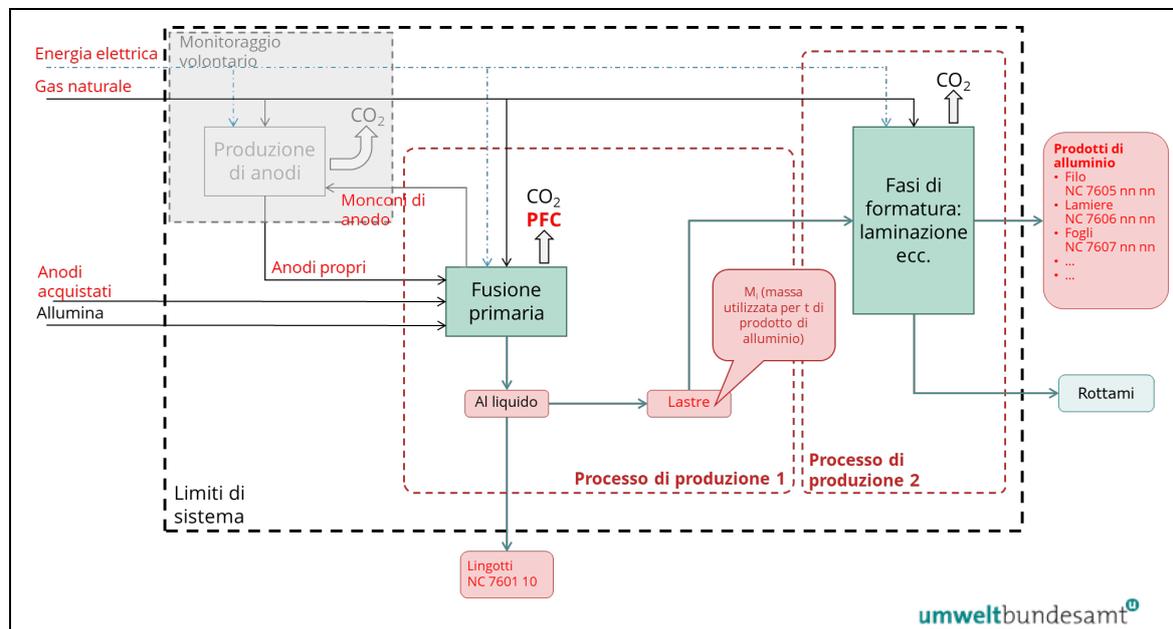
Il terzo diagramma (Figura 7-15) mostra le emissioni indirette derivanti dal consumo di energia elettrica consumata dai processi di produzione 1 e 2.

Figura 7-15: esempio per l'alluminio - monitoraggio delle emissioni indirette (consumo di energia elettrica).



Il quarto diagramma (Figura 7-16) fornisce un approccio di monitoraggio completo per tutti i flussi di fonti, ad esempio l'impianto.

Figura 7-16: esempio per l'alluminio – approccio di monitoraggio completo.



I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso nella Figura 7-16 sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per entrambi i processi di produzione.

Le emissioni dirette e indirette monitorate in questo esempio derivano da:

- emissioni dirette di CO₂ derivanti dalla combustione di combustibili (gas naturale) e di processo derivanti dal consumo di anodi di carbonio;
- emissioni dirette di PFC formati durante il processo di elettrolisi;
- emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata dal processo di produzione;
- nel caso del processo di produzione 2, le emissioni incorporate nei precursori (le lastre prodotte nel processo 1).

Occorre monitorare anche i materiali in entrata dei precursori (con emissioni incorporate) e il livello di attività delle merci di alluminio prodotte da ciascun processo di produzione.

La Tabella 7-23 riassume i materiali in entrata e in uscita dei due processi di produzione monitorati ai fini della determinazione delle emissioni incorporate specifiche dirette e indirette totali.

Tabella 7-23: materiali in entrata e livelli di produzione dell'esempio per l'alluminio.

Produzione	Lingotti e alluminio liquido, totale	200 000 t
	Lingotti (vendita):	80 000 t
	Alluminio primario nel processo 2 (lastre)	120 000 t
	Prodotti di alluminio (processo 2)	
	Filo (NC 7605)	45 000 t
	Lamiere (NC 7606)	60 000 t
	Fogli (NC 7607)	8 000 t
	Totale prodotti di alluminio (processo 2)	113 000 t
	Rottami ¹⁴⁸ venduti	7 000 t
Materiali in entrata	Allumina	380 000 t
	Elettrodi (somma autoprodotti e acquistati, meno monconi)	69 000 t
	Gas naturale (12 219 t per il processo 1, 1 962 t per il processo 2)	14 181 t

Mentre parte dell'alluminio greggio viene venduta fuori sito sotto forma di lingotti (80 000 tonnellate), 120 000 tonnellate sono utilizzate come precursore nel processo di produzione 2 e alla fine vi sono rottami per 7 000 tonnellate. Non sono attribuite emissioni ai rottami di alluminio, che in quanto rottami presentano emissioni incorporate pari a zero.

La Tabella 7-24 riassume il calcolo delle emissioni dirette e la loro attribuzione a ciascun processo di produzione. La Tabella 7-25 fornisce il calcolo corrispondente per le emissioni indirette.

¹⁴⁸ Non sono una merce CBAM.

Tabella 7-24: esempio per l'alluminio – emissioni dirette totali dell'impianto.

Emissioni dirette di CO ₂ e	Emissioni	Unità
Da elettrodi (utilizzando un fattore pari a 3,664 t CO ₂ /t C):	252 816	t CO ₂
Da gas naturale (NCV = 48 GJ/t, EF=56,1 t CO ₂ /TJ):	32 902	t CO ₂
Da PFC (utilizzando un metodo descritto nella sezione 7.4.1.2)	25 282	t CO ₂ e
Totale processo 1 (alluminio primario)	311 000	t CO₂e
Totale processo 2 (prodotti finali di alluminio), emissioni derivanti da gas naturale	5 283	t CO ₂
Emissioni dirette totali dell'impianto	316 283	t CO₂

Tabella 7-25: esempio per l'alluminio – emissioni indirette totali dell'impianto.

Emissioni indirette	Energia elettrica consumata (MWh)	EF (t CO ₂ /MWh)	Emissioni (t CO ₂)
Processo 1 (primario)	3 000 000	0,410 ⁽¹⁴⁹⁾	1 230 000
Processo 2 (prodotti finali)	105 000	0,410	43 050
Emissioni indirette totali			1 273 050

Utilizzando i dati delle tabelle di cui sopra, le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette sono quindi calcolate separatamente per ciascuna categoria aggregata di merci come indicato nella Tabella 7-26.

Tabella 7-26: esempio di calcolo delle emissioni incorporate specifiche di merci complesse finali di alluminio.

	Livelli di produzione (t)	Emissioni totali del processo (t CO ₂ e)		Rapporto di massa (M _i) del precursore (t/t)	SEE dir. (t CO ₂ e/t)	SEE indir. (t CO ₂ e/t)
Processo 1 (alluminio greggio – lingotti e lastre)						
	Prodotto		Dirette	Indirette	Dirette	Indirette
	Lingotti	80 000				
	Lastre	120 000				
	Totale	200 000	311 000	1 230 000	1,555	6,150
Processo 2 (prodotti finali di alluminio)						
Precursore	Lastre	120 000			1,062	1,651
Prodotti di alluminio		113 000	5 283	43 050	0,047	0,381
Emissioni incorporate totali dei prodotti finali di alluminio					1,698	6,912

¹⁴⁹ Il fattore di emissione si basa su una rete dell'energia elettrica di un paese fittizio, con il 40% di energia elettrica proveniente da centrali a carbone relativamente datate e il 60% è costituito da energia idroelettrica. Si noti che l'energia idroelettrica può essere presa in considerazione soltanto se esiste un accordo di acquisto di energia elettrica tra l'impianto e il produttore dell'energia elettrica. Altrimenti si sarebbe dovuto utilizzare il valore predefinito fornito dalla Commissione.

Nel calcolare le emissioni incorporate totali dei prodotti finali di alluminio di cui sopra, si tiene conto del **rapporto di massa (M_i)** del precursore (per le norme concernenti il calcolo cfr. sezione 6.2.2.3). Si tratta della massa di lastre di alluminio greggio consumate per ciascuna tonnellata di prodotti di alluminio ed è calcolata come segue:

- massa lastre/massa prodotti di alluminio: $120\,000\text{ t}/113\,000\text{ t} = \mathbf{1,062\text{ t/t}}$ (come sopra).

I valori SEE_i dirette e indirette del precursore sono quindi adeguati in base a tale rapporto, ossia:

- per SEE_i dirette (precursore): $1,555\text{ t CO}_2/\text{t} \times 1,062\text{ t/t} = 1,651\text{ t CO}_2/\text{t}$.

Le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette totali del prodotto finale complesso di alluminio sono calcolate **sommando** i valori SEE del precursore (adeguati in base al valore di M_i) alle emissioni del processo di produzione dei prodotti di alluminio, come sopra.

Utilizzando l'approccio di cui sopra, è quindi possibile determinare l'obbligo di comunicazione ai sensi del CBAM necessario per l'importazione nell'UE durante il periodo transitorio del prodotto finale di alluminio; ad esempio, per l'importazione di 100 tonnellate di prodotti di alluminio di base, ad esempio lamiere, si ha:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**
 - emissioni incorporate dirette = $100\text{ t} \times 1,698\text{ t CO}_2/\text{t} = 169,8\text{ t CO}_2$
 - emissioni incorporate indirette = $100\text{ t} \times 6,912\text{ t CO}_2/\text{t} = 691,2\text{ t CO}_2$
- Totale: 861,0 t CO₂**

7.5 Sostanze chimiche – Settore dell'idrogeno

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 3 – Disposizioni speciali e obblighi di monitoraggio delle emissioni per percorso produttivo. Sottosezione 3.6 (Idrogeno);
 - **allegato IV**, sezione 2 – Parametri settoriali per le merci CBAM che i produttori di merci dovrebbero comunicare agli importatori nella comunicazione sui dati sulle emissioni.
-



7.5.1 Prescrizioni specifiche per settore in materia di monitoraggio e comunicazione

Le emissioni incorporate dirette e indirette dovrebbero essere monitorate in linea con la metodologia stabilita nel regolamento di esecuzione e descritta nella sezione 6 del presente documento di orientamento.

7.5.1.1 Monitoraggio delle emissioni

Le emissioni pertinenti che dovrebbero essere monitorate e comunicate per il settore dell'idrogeno sono:

- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal processo di combustione dei combustibili nel processo di produzione dell'idrogeno o del gas di sintesi, dal reforming a vapore primario e secondario del gas naturale o dall'ossidazione parziale di altri idrocarburi; generate solo dagli impianti fissi (escluse le emissioni derivanti da unità mobili quali i veicoli);
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dalla produzione di calore misurabile (ai fini della produzione di acqua calda o vapore) e raffreddamento consumati entro i limiti del sistema del processo di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del calore (ossia dalla produzione in loco o da importazioni dall'esterno del sito);
- le emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dall'elettrolisi sono minime e, pertanto, quando tali emissioni sono significative, possono derivare da impianti ausiliari;
- emissioni (dirette) di biossido di carbonio derivanti dal controllo delle emissioni (ad esempio da materie prime carbonatate quali il carbonato di sodio utilizzato per la depurazione acida dei gas effluenti).

Le emissioni dirette provenienti dai diversi flussi di fonti di cui sopra non sono comunicate separatamente, ma vengono sommate tra loro per ottenere il totale delle emissioni dirette dell'impianto o del processo di produzione.

Le emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata devono essere comunicate separatamente dalle emissioni dirette. Si noti che per questo settore le emissioni indirette sono comunicate soltanto durante il periodo transitorio (e non durante il periodo definitivo).

7.5.1.2 Norme supplementari

Attribuzione delle emissioni in caso di produzione simultanea di prodotti diversi

Norme supplementari si applicano per l'attribuzione delle emissioni dirette (e, se del caso, indirette) ai diversi prodotti dei seguenti processi di produzione, laddove tali prodotti siano fabbricati simultaneamente:

- elettrolisi dell'acqua – laddove l'ossigeno sia rilasciato nell'atmosfera, tutte le emissioni derivanti dal processo di produzione sono attribuite al prodotto "idrogeno". Tuttavia se l'ossigeno è raccolto e utilizzato in altri processi di

produzione o viene venduto, si utilizzano proporzioni molari per attribuire le emissioni, utilizzando l'equazione riportata di seguito;

- elettrolisi dei cloruri alcalini e produzione di clorati – proporzioni molari sono utilizzate per attribuire le emissioni all'idrogeno prodotto, utilizzando le equazioni riportate di seguito.

Le emissioni incorporate indirette derivanti dal consumo di energia elettrica devono essere comunicate separatamente durante il periodo transitorio. Un fattore di emissione pari a zero per l'energia elettrica può essere utilizzato se l'energia elettrica è certificata¹⁵⁰ come prodotta da fonti rinnovabili. Tale certificazione è necessaria ai fini dell'importazione di "idrogeno verde" nel contesto del quadro dell'UE in materia di energie rinnovabili.

Elettrolisi dell'acqua

Se l'ossigeno coprodotto è raccolto e/o se le emissioni dirette o indirette non sono pari a zero, le emissioni del processo in questione sono attribuite all'idrogeno in base a proporzioni molari calcolate utilizzando l'equazione seguente:

$$Em_{H_2} = Em_{total} \left(1 - \frac{\frac{m_{O_2,sold}}{M_{O_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{O_2,prod}}{M_{O_2}}} \right) \text{ (Equazione 1)}$$

dove:

Em_{H_2} ... sono le emissioni dirette o indirette attribuite all'idrogeno prodotto nel periodo di riferimento, espresse in tonnellate di CO₂;

Em_{total} ... sono le emissioni dirette o indirette dell'intero processo di produzione nel periodo di riferimento, espresse in tonnellate di CO₂;

$m_{O_2,sold}$... è la massa di ossigeno venduto o utilizzato nell'impianto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate;

$m_{O_2,prod}$... è la massa di ossigeno prodotto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate;

$m_{H_2,prod}$... è la massa di idrogeno prodotto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate;

M_{O_2} ... è la massa molare di O₂ (31,998 kg/kmol);

M_{H_2} ... è la massa molare di H₂ (2,016 kg/kmol).

¹⁵⁰ Conformemente al regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione che integra la direttiva (UE) 2018/2001 [...] definendo una metodologia dell'Unione che stabilisce norme dettagliate per la produzione di carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto. Cfr. http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj.

Elettrolisi dei cloruri alcalini e produzione di clorati

Se le emissioni dirette o indirette non sono pari a zero, le emissioni sono attribuite alla frazione di idrogeno in base a proporzioni molari calcolate utilizzando le equazioni seguenti:

Elettrolisi dei cloruri alcalini:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{Cl_2,prod}}{M_{Cl_2}} + \frac{m_{NaOH,prod}}{M_{NaOH}}} \right) \text{ (Equazione 2)}$$

Produzione di clorato di sodio:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{NaClO_3,prod}}{M_{NaClO_3}}} \right) \text{ (Equazione 3)}$$

dove:

$Em_{H_2,sold}$... sono le emissioni dirette o indirette attribuite all'idrogeno prodotto nel periodo di riferimento, espresse in tonnellate di CO₂;

Em_{total} ... sono le emissioni dirette o indirette dell'intero processo di produzione nel periodo di riferimento, espresse in tonnellate di CO₂;

$m_{H_2,sold}$... è la massa di idrogeno venduto o utilizzato come precursore nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate;

$m_{H_2,prod}$... è la massa di idrogeno prodotto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate;

$m_{Cl_2,prod}$... è la massa di cloro prodotto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate;

$m_{NaOH,prod}$... è la massa di idrato di sodio (soda caustica) prodotto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate, calcolata come NaOH al 100 %;

$m_{NaClO_3,prod}$... è la massa di clorato di sodio prodotto nel periodo di riferimento, espressa in tonnellate, calcolata come NaClO₃ al 100 %;

M_{H_2} ... è la massa molare di H₂ (2,016 kg/kmol);

M_{Cl_2} ... è la massa molare di Cl₂ (70,902 kg/kmol);

M_{NaOH} ... è la massa molare di NaOH (39,997 kg/kmol);

M_{NaClO_3} ... è la massa molare di NaClO₃ (106,438 kg/kmol).

Esclusioni

Il gestore dovrebbe rilevare che vanno prese in considerazione solo la produzione di idrogeno puro o di miscele di idrogeno e azoto utilizzabili nella produzione di ammoniaca. Non è contemplata la produzione di gas di sintesi o di idrogeno all'interno di raffinerie o di impianti chimici organici, se l'idrogeno è utilizzato esclusivamente all'interno di tali impianti e non per la produzione delle merci di cui al regolamento CBAM.

7.5.1.3 Prescrizioni supplementari in materia di comunicazione

La Tabella 7-27 elenca le informazioni supplementari che il gestore dovrebbe fornire agli importatori nella comunicazione dei dati sulle emissioni fornita a questi ultimi.

Tabella 7-27: parametri supplementari del settore chimico richiesti nella relazione CBAM.

Categoria aggregata di merci	Obbligo di comunicazione nella relazione trimestrale
Idrogeno	– Nessuno.

Questi parametri dipendono dalle merci prodotte. Non sono necessarie comunicazioni supplementari per l'idrogeno.

7.5.2 Esempi pratici per il settore dell'idrogeno

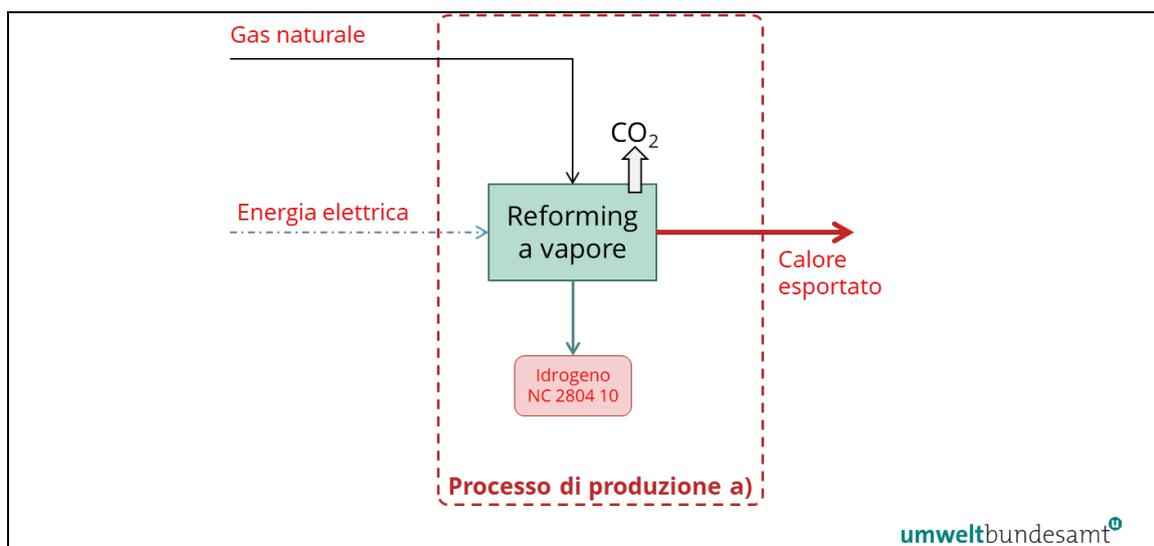
7.5.2.1 Esempio 1 – reforming a vapore di metano

Il seguente esempio pratico mostra come si ricavano le emissioni incorporate specifiche per l'idrogeno prodotto mediante il percorso produttivo del reforming a vapore.

Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio.

Il diagramma che segue fornisce una panoramica dell'impianto e mostra i limiti del sistema tramite una linea tratteggiata per il singolo processo di produzione. Le unità fisiche che svolgono il processo di produzione sono state raggruppate sotto la voce "Reforming a vapore" e sono stati individuati i materiali in entrata e in uscita così come le fonti di emissione.

Figura 7-17: esempio n. 1 per l'idrogeno – panoramica e approccio di monitoraggio completo per l'idrogeno.



Per il reforming a vapore è definito un unico processo di produzione. I materiali in entrata sono il gas naturale (tanto come materia prima/materia prima per il processo quanto come combustibile) e l'energia elettrica. I materiali in uscita sono l'idrogeno prodotto e il calore esportato verso altre parti dell'impianto o verso una rete di teleriscaldamento.

I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso nella Tabella 7-28 sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per il processo di produzione.

Le emissioni dirette e indirette monitorate in questo esempio derivano da:

- emissioni dirette derivanti dalla combustione di combustibili e dal processo di reforming a vapore¹⁵¹;
- ai fini del calcolo delle emissioni attribuite del processo, occorre determinare un equivalente delle emissioni associate all'esportazione di calore e sottrarle dalle emissioni attribuite. Cfr. la sezione 6.2.2.2 per l'approccio di calcolo e la sezione 6.7.2 per le prescrizioni in materia di monitoraggio;
- emissioni indirette derivanti dall'energia elettrica consumata dal processo di produzione.

Si dovrebbe monitorare anche il livello di attività per le diverse merci prodotte.

La Tabella 7-28 riepiloga i materiali in entrata e in uscita del processo monitorati ai fini della determinazione delle emissioni incorporate specifiche dirette e indirette totali.

Tabella 7-28: esempio di calcolo delle emissioni dirette totali attribuite all'idrogeno al netto delle emissioni per un'esportazione di calore.

Emissioni dirette	AD (t)	NCV (GJ/t)	Energia (TJ)	EF (t CO₂/TJ)	Emissioni (t CO₂)
Gas naturale in entrata	190 000	48	9 120	56,1	511 632
Calore esportato			- 800	56,1	- 44 800
Emissioni dirette totali dell'impianto					466 832

Le emissioni dirette totali dell'impianto derivano da un unico flusso di fonti (gas naturale). A tal fine non è necessario distinguere tra combustione ed emissioni di processo. In questo esempio, tali emissioni sono interamente attribuite al prodotto "idrogeno", al netto delle emissioni attribuite all'esportazione di calore. Se il CO₂ pressoché puro prodotto mediante questo processo fosse catturato e trasferito a un sito di stoccaggio geologico di CO₂, le relative emissioni potrebbero essere detratte, a condizione che l'impianto destinatario effettui un monitoraggio a norma del CBAM o di un sistema MRV equivalente (cfr. sezione 6.5.6.2).

¹⁵¹ Le emissioni di monossido di carbonio (CO) nell'atmosfera generate dal processo non sono conteggiate come flusso di fonti in uscita nel bilancio di massa, ma sono considerate come la quantità molare equivalente di emissioni di CO₂.

Tabella 7-29: emissioni indirette totali attribuite all'idrogeno.

Emissioni indirette	AD (MWh)	EF (t CO ₂ /MWh)	Emissioni (t CO ₂)
Consumo di energia elettrica	33 000	0,367 ¹⁵²	12 096
Emissioni indirette totali dell'impianto			12 096

Il fattore di emissione (EF) per l'energia elettrica utilizzato nella Tabella 7-29 si basa sul fattore di emissione per il gas naturale, utilizzando l'efficienza di una centrale elettrica a ciclo combinato. Le emissioni indirette totali dell'impianto attribuite al prodotto "idrogeno" sono pari a 12 096 t CO₂. Utilizzando i dati di cui alle tabelle che precedono, la Tabella 7-29 calcola le emissioni incorporate specifiche per l'idrogeno utilizzando le emissioni dirette e indirette e il livello di produzione dell'idrogeno nel periodo di riferimento.

Tabella 7-30: calcolo delle emissioni incorporate del prodotto "idrogeno" (esempio).

Produzione	Livello di attività (t)	Emissioni di processo totali (t CO ₂)		SEE (t CO ₂ /t H ₂)	
		Dirette	Indirette	Dirette	Indirette
Idrogeno	55 000	466 832	12 096	8,488	0,220

Utilizzando l'approccio di cui sopra, è quindi possibile determinare l'obbligo di comunicazione per l'importazione nell'UE durante il periodo transitorio del prodotto "idrogeno"; ad esempio, per l'importazione di 100 tonnellate di prodotto "idrogeno" risultante dal reforming a vapore di metano si ha:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**

- emissioni incorporate dirette = 100 t x 8,488 t/t CO₂ = 848,8 t CO₂
- emissioni incorporate indirette = 100 t x 0,220 t/t CO₂ = 22,0 t CO₂

Totale: 870,8 t CO₂

7.5.2.2 Esempio 2 – Elettrolisi dei cloruri alcalini

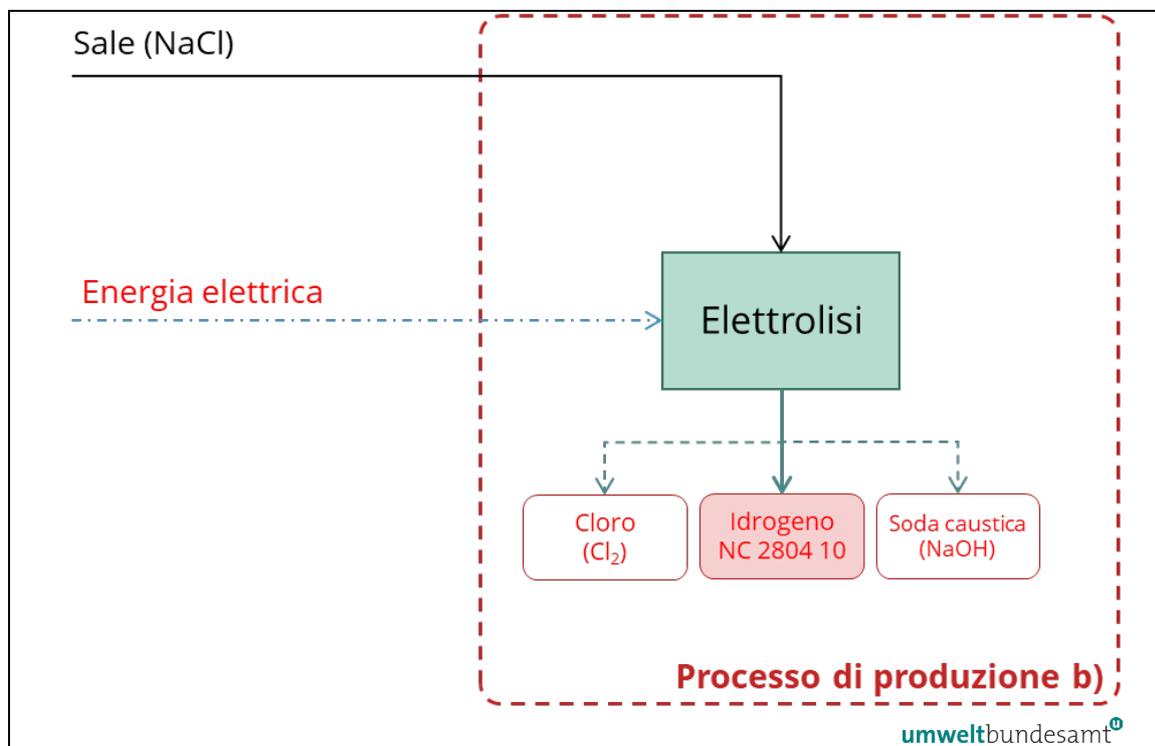
Il seguente esempio pratico mostra come si ricavano le emissioni incorporate specifiche il prodotto "idrogeno", fabbricato mediante il percorso produttivo dei cloruri alcalini.

Le conseguenti emissioni incorporate delle importazioni nell'UE sono quindi calcolate alla fine dell'esempio per la comunicazione nel periodo transitorio.

¹⁵² La fonte dell'EF è l'allegato VIII, tabella 1 – l'EF per il gas naturale è pari a 56,1 t CO₂/TJ moltiplicato per 0,0036 per convertire tale valore in un valore equivalente di 0,202 t CO₂/MWh. Si ipotizza quindi un'efficienza del 55% per una centrale elettrica a gas a ciclo combinato.

Il diagramma che segue fornisce una panoramica dell'impianto e mostra i limiti del sistema tramite una linea tratteggiata per il singolo processo di produzione. Le unità fisiche che svolgono il processo di produzione sono state raggruppate sotto la voce "Elettrolisi" e sono stati individuati i materiali in entrata e in uscita così come le fonti di emissione.

Figura 7-18: esempio n. 2 per l'idrogeno – panoramica e approccio di monitoraggio completo per l'idrogeno.



Per l'elettrolisi dei cloruri alcalini è definito un unico processo di produzione. I materiali in entrata sono il sale come materia prima e l'energia elettrica per l'elettrolisi. I materiali in uscita sono i coprodotti cloro, soda caustica e prodotto "idrogeno". Non vi sono emissioni dirette e non vi sono flussi di fonti da monitorare.

I materiali in entrata e quelli in uscita evidenziati in rosso di cui sopra sono i parametri che dovrebbero essere monitorati dal gestore al fine di attribuire le emissioni e determinare le emissioni incorporate specifiche dirette e indirette per il processo di produzione.

In questo esempio non vi sono emissioni dirette. Le emissioni indirette monitorate in questo esempio derivano da:

- energia elettrica consumata dal processo di produzione.

È necessario monitorare i livelli di attività del cloro e della soda caustica, **nonché** quelli della merce "idrogeno" prodotta, al fine di effettuare la necessaria ripartizione delle emissioni per prodotto. Ad esempio si presume che soltanto una parte dell'idrogeno prodotto sia venduta.

La Tabella 7-31 riepiloga i materiali in entrata e in uscita del processo di produzione monitorati ai fini della determinazione delle emissioni incorporate specifiche totali.

Tabella 7-31: esempi di livelli di produzione per il periodo di riferimento e calcolo delle proporzioni molari.

Prodotto	AD (t)	Massa molare (kg/kmol)	Proporzione molare AD/massa molare (t kmol/kg)
Idrogeno (H ₂) prodotto	5 687	2,016	2 820,8
Idrogeno (H ₂) venduto	1 200		595,2
Cloro (Cl ₂) prodotto	200 000	70,902	2 820,8
Soda caustica (NaOH) prodotta	225 647	39,997	5 641,6

Poiché il prodotto "idrogeno" è fabbricato contemporaneamente al cloro e alla soda caustica, la sua quota di emissioni derivanti dal processo di produzione gli è attribuita utilizzando l'equazione dell'elettrolisi dei cloruri alcalini di cui sopra (sezione 7.5.1.2). Il fattore di attribuzione per la frazione di idrogeno venduta in tale equazione è calcolata utilizzando le proporzioni molari di cui alla Tabella 7-31:

- fattore di attribuzione per l'idrogeno = $595,2 / (2\ 820,8 + 2\ 820,8 + 5\ 641,6) = 0,0528$

Tabella 7-32: emissioni indirette totali del processo di elettrolisi dei cloruri alcalini.

Emissioni indirette	MWh	EF (t CO ₂ /MWh)	Emissioni (t CO ₂)
Consumo di energia elettrica	520 000	0,367	190 604
Emissioni indirette totali dell'impianto			190 604

Il fattore di attribuzione pari a 0,0528 calcolato in precedenza è utilizzato per attribuire le emissioni indirette alla frazione di idrogeno, come segue:

- emissioni incorporate indirette attribuite al prodotto "idrogeno" = $0,0528 \times 190\ 604\ \text{t CO}_2 = \mathbf{10\ 064\ \text{t CO}_2}$;
- dividendo per il livello di produzione dell'idrogeno si ottengono le emissioni incorporate indirette specifiche: $10\ 064\ \text{t CO}_2 / 1\ 200\ \text{t H}_2 = \mathbf{8,387\ \text{t CO}_2/\text{t H}_2}$.

Utilizzando l'approccio di cui sopra, è quindi possibile determinare l'obbligo di comunicazione imposto per l'importazione nell'UE durante il periodo transitorio di idrogeno; ad esempio, per l'importazione di 100 tonnellate di idrogeno prodotto mediante elettrolisi dei cloruri alcalini si ha:

- **Periodo transitorio (solo comunicazione):**

- emissioni incorporate dirette = 0 t CO₂
- emissioni incorporate indirette = $100\ \text{t} \times 8,387\ \text{t CO}_2/\text{t} = 838,7\ \text{t CO}_2$

Totale: 837,9 t CO₂

7.6 L'energia elettrica "come merce" (ossia importata nell'UE)

Il testo riquadrato che segue segnala le sezioni specifiche per settore del regolamento di esecuzione, pertinenti per il periodo transitorio del regolamento CBAM.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- **allegato II**, sezione 3 – Disposizioni speciali e obblighi di monitoraggio delle emissioni per percorso produttivo. Sottosezione 3.19 (Energia elettrica);
 - **allegato III**, sezione D – Monitoraggio dell'energia elettrica, sottosezioni da D.1 a D.2.
-



Se l'energia elettrica è importata nell'UE come merce di per sé, ossia non inclusa nelle emissioni indirette di una merce (tangibile), si applicano norme specifiche. Innanzitutto esistono soltanto emissioni dirette. In secondo luogo, costituisce l'eccezione alla regola secondo cui le emissioni effettive sono monitorate anziché utilizzare un fattore predefinito per le emissioni incorporate. Per il calcolo di tali emissioni si utilizza la formula di cui alla sezione 6.6. Per il fattore di emissione dell'energia elettrica devono essere applicate le norme di cui all'allegato III, sezione D.2, del regolamento di esecuzione, illustrate di seguito.

Ai fini della determinazione del fattore di emissione dell'energia elettrica si applicano le seguenti opzioni:

- (a) come caso predefinito, si utilizza il valore predefinito specifico per un paese terzo, un gruppo di paesi terzi o una regione all'interno di un paese terzo. Tale valore è determinato dalla Commissione sulla base dei migliori dati disponibili. Tali **fattori di emissione di CO₂**¹⁵³ si basano sui dati dell'Agenzia internazionale per l'Energia (AIE) e sono forniti dalla Commissione nel registro transitorio CBAM;
- (b) se non è disponibile un valore predefinito specifico ai sensi della lettera a), si utilizza il fattore di emissione di CO₂ nell'UE, come stabilito al punto D.2.2 del presente allegato, Anch'esso si basa su dati dell'AIE e forniti tramite il registro transitorio CBAM;
- (c) se il dichiarante presenta prove sufficienti, basate su informazioni ufficiali e pubbliche, atte a dimostrare che il **fattore di emissione di CO₂ applicabile è inferiore** ai valori di cui alle lettere a) e b), e se le condizioni di cui alla sezione 7.6.1 sono soddisfatte, il dichiarante può determinare il fattore di emissione di CO₂ sulla base del metodo descritto in tale sezione;
- (d) i **dati sulle emissioni effettive** di uno specifico impianto di produzione di energia elettrica possono essere utilizzati, se sono soddisfatti i criteri di cui alla sezione 7.6.2, e il calcolo si basa su dati determinati conformemente all'allegato III del regolamento di esecuzione, come spiegato nella sezione 7.6.2.

¹⁵³ Il regolamento CBAM stabilisce questa definizione: "fattore di emissione CO₂": *la media ponderata dell'intensità di CO₂ dell'energia elettrica prodotta da combustibili fossili all'interno di una zona geografica; il fattore di emissione di CO₂ si ottiene dividendo i dati sulle emissioni di CO₂ prodotte dal settore dell'energia elettrica per la produzione lorda di elettricità proveniente da combustibili fossili nella zona geografica interessata; è espresso in tonnellate di CO₂ per megawatt ora*".

7.6.1 Fattore di emissione di CO₂ basato sui dati del dichiarante

Ai fini della lettera c) di cui sopra, il dichiarante deve fornire gli insiemi di dati provenienti da **fonti ufficiali** alternative, comprese le statistiche nazionali **per il quinquennio conclusosi due anni prima della presentazione della relazione**. Tale calendario è stato scelto per rispecchiare l'impatto delle politiche di decarbonizzazione (ad esempio aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili) e delle condizioni climatiche (ad esempio anni freddi) sull'approvvigionamento annuo di energia elettrica nei paesi interessati.

A tal fine il dichiarante deve calcolare i fattori di emissione di CO₂ annui per tecnologia a combustibili fossili e la rispettiva produzione lorda di energia elettrica nel paese che esporta energia elettrica nell'UE, in base all'equazione seguente:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{Equazione 45})$$

dove:

$Em_{el,y}$ è il fattore di emissione di CO₂ annuo per tutte le tecnologie a combustibili fossili in un determinato anno nel paese terzo in grado di esportare energia elettrica nell'UE;

$E_{el,y}$ è la produzione lorda totale di energia elettrica da tutte le tecnologie a combustibili fossili in quell'anno; EF_i è il fattore di emissione di CO₂ per ogni tecnologia a combustibili fossili "i";

$E_{el,i,y}$ è la produzione lorda annua di energia elettrica per ogni tecnologia a combustibili fossili "i".

Quindi il fattore di emissione di CO₂ è calcolato come media mobile di tali anni:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{Equazione 46})$$

dove:

Em_{el} è il fattore di emissione di CO₂ risultante dalla media mobile dei fattori di emissione della CO₂ dei 5 anni precedenti, a partire dall'anno corrente, meno due anni, fino all'anno corrente, meno 6 anni;

$Em_{el,y}$ è il fattore di emissione di CO₂ per ogni anno "i";

i è l'indice variabile per gli anni da considerare; e

y è l'anno corrente.

7.6.2 Fattore di emissione di CO₂ basato sulle emissioni effettive di CO₂ dell'impianto

Al fine di consentire a un importatore di energia elettrica di utilizzare i dati sulle emissioni effettive di uno specifico impianto di produzione di energia elettrica, devono essere soddisfatti tutti i criteri di cui all'allegato IV, sezione 5, lettere da a) a d), del regolamento CBAM, ossia:

- (a) il quantitativo di energia elettrica per il quale si richiede l'uso delle emissioni incorporate effettive è contemplato da un **accordo di acquisto di energia elettrica** tra il dichiarante CBAM autorizzato e un produttore di energia elettrica situato in un paese terzo;
- (b) l'impianto di produzione di energia elettrica è collegato **direttamente al sistema di trasmissione dell'Unione** o può essere dimostrato che, al momento dell'esportazione, non vi era **alcuna congestione fisica della rete** in alcun punto della rete tra l'impianto e il sistema di trasmissione dell'Unione;
- (c) l'impianto di produzione di energia elettrica **non emette più di 550 grammi di CO₂** di origine fossile **per chilowattora** di elettricità prodotto;
- (d) il quantitativo di energia elettrica per la quale si richiede l'uso delle emissioni incorporate effettive è stato **definitivamente assegnato alla capacità di interconnessione assegnata** da tutti i gestori dei sistemi di trasmissione responsabili nel paese di origine, nel paese di destinazione e, se del caso, in ciascun paese di transito, e la capacità designata e la produzione di energia elettrica da parte dell'impianto si riferiscono allo stesso periodo, che non può essere superiore a un'ora.

Inoltre tale impianto deve determinare il fattore di emissione dell'energia elettrica in linea con l'allegato III del regolamento di esecuzione, ossia come illustrato nella sezione 6.7.3 o nella sezione 6.7.4 in caso di cogenerazione. Le emissioni dirette dell'impianto devono essere determinate come discusso nella sezione 6.5.

8 ESENZIONI DAL CBAM

Durante il periodo transitorio si applicano alcune esenzioni generali, elencate di seguito.

Riferimenti del regolamento di esecuzione:

- Il regolamento (UE) 2023/956 (regolamento CBAM), sezione I, articolo 2 (Ambito di applicazione), paragrafi 3, 4 e 7; allegato III "Paesi terzi e territori che non rientrano nel campo di applicazione del presente regolamento ai fini dell'articolo 2".
-

Esenzione *de minimis*

Piccole quantità (*de minimis*) di merci importate che rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM possono essere automaticamente considerate esenti dalle disposizioni della legislazione CBAM, a condizione che il valore di tali merci sia trascurabile, ossia non superi un ammontare di 150 EUR per spedizione¹⁵⁴. Tale esenzione si applica anche durante la fase di transizione.

Esenzione per uso militare¹⁵⁵

Un'esenzione si applica a tutte le merci importate al fine di essere utilizzate dalle autorità militari degli Stati membri o in virtù di un accordo con quelle di un paese terzo, nel contesto della politica di sicurezza e di difesa comune dell'UE o nell'ambito della NATO.

Esenzione EFTA

I paesi che applicano l'EU ETS (Norvegia, Islanda, Liechtenstein) o che hanno un ETS pienamente collegato all'EU ETS (Svizzera) sono esentati dal CBAM.

I paesi esentati per tutte le merci CBAM sono elencati nell'allegato III, sezione 1, del regolamento CBAM; i paesi esentati per l'energia elettrica verrebbero aggiunti alla sezione 2 di tale allegato, che è attualmente vuota.

Esenzione limitata per le importazioni di energia elettrica

Le importazioni di energia elettrica da paesi terzi rientrano nell'ambito di applicazione del CBAM, salvo il caso in cui il paese terzo sia così strettamente integrato nel mercato interno dell'energia elettrica dell'UE da rendere impossibile trovare una soluzione tecnica per applicare il CBAM a tali importazioni; questa esenzione si applica soltanto in circostanze limitate ed è soggetta alle condizioni di cui all'articolo 2 del regolamento CBAM.

¹⁵⁴ Articolo 23 del regolamento (CE) n. 1186/2009 del Consiglio. Cfr.: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:324:0023:0057:IT:PDF>.

¹⁵⁵ Regolamento delegato (UE) 2015/2446 della Commissione, del 28 luglio 2015, che integra il regolamento (UE) n. 952/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio in relazione alle modalità che specificano alcune disposizioni del codice doganale dell'Unione.

Annex A

Elenco delle abbreviazioni

Abbreviazione	Termine esteso
AD	Dati di attività (<i>Activity Data</i>)
AEM	Minuti dell'effetto anodico (<i>Anode Effect Minutes</i>)
AEO	Sovratensione dell'effetto anodico (<i>Anode Effect Overvoltage</i>)
AL	Livello di attività (<i>Activity Level</i>)
AOD	Decarburazione con ossigeno e argon (<i>Argon Oxygen Decarburisation</i>)
BAT	Migliori tecniche disponibili (<i>Best Available Techniques</i>)
BF	Frazione di biomassa (<i>Biomass Fraction</i>)
BFG	Gas di altoforno (<i>Blast Furnace Gas</i>)
BOF	Forno a ossigeno basico (<i>Basic Oxygen Furnace</i>)
BOFG	Gas di forno a ossigeno basico (<i>Basic Oxygen Furnace Gas</i>)
BREF	Documenti di riferimento sulle migliori tecniche disponibili
AC	Autorità competente
CBAM	Meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (<i>Carbon Border Adjustment Mechanism</i>)
CCR	Rapporto tra clinker e cemento (<i>Clinker to Cement Ratio</i>)
CCS	Cattura e stoccaggio del carbonio (<i>Carbon Capture and Storage</i>)
CCU	Cattura e utilizzo del carbonio (<i>Carbon Capture and Utilisation</i>)
CCUS	Cattura, stoccaggio e utilizzo del carbonio (<i>Carbon Capture, Utilisation and Storage</i>)
CEMS	Sistemi di misurazione in continuo delle emissioni (<i>Continuous Emissions Measurement Systems</i>)
CF	Fattore di conversione
CFP	Impronta di carbonio dei prodotti (<i>Carbon footprint of products</i>)
CHP	Produzione combinata di calore ed energia elettrica (<i>Combined Heat and Power</i>)
CKD	Polvere captata dai depolveratori dei forni da cemento (polvere CKD) (<i>Cement Kiln Dust</i>)
NC	Nomenclatura combinata
COG	Gas di cokeria
DRI	Ferro ridotto diretto (<i>Direct Reduction Iron</i>)
EAF	Forno elettrico ad arco (<i>Electric Arc Furnace</i>)
EF	Fattore di emissione
EFTA	Associazione europea di libero scambio (<i>European Free Trade Association</i>)

Abbreviazione	Termine esteso
EORI	Registrazione e identificazione degli operatori economici (<i>Economic Operator Registration and Identification</i>)
ETS	Sistema di scambio di quote di emissioni (<i>Emissions Trading System</i>)
EU ETS	Sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE
EUA	Quote dell'UE (utilizzate nell'EU ETS)
EUR	Euro (valuta)
FAR	Norme relative all'assegnazione gratuita (regolamento (UE) 2019/331) ¹⁵⁶
GES	Gas a effetto serra
GWP	Potenziale di riscaldamento globale (<i>Global Warming Potential</i>)
HBI	Ferro agglomerato a caldo (<i>Hot Briquetted Iron</i>)
SA	Sistema armonizzato (per il commercio internazionale)
AIE	Agenzia internazionale per l'energia
ISO	Organizzazione internazionale per la standardizzazione
LULUCF	Uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura (criteri)
MMD	Documentazione della metodologia di monitoraggio (<i>Monitoring Methodology Documentation</i>)
MRR	Regolamento sul monitoraggio e la comunicazione (<i>Monitoring and Reporting Regulation</i>) (regolamento (UE) 2018/2066) ¹⁵⁷
MRV	Monitoraggio, comunicazione e verifica
SM	Stato membro o Stati membri
MWh	Megawatt ora
NCV	Potere calorifico netto (<i>Net Calorific Value</i>)
NPI	Ghisa greggia al nickel (<i>Nickel pig iron</i>)
OF	Fattore di ossidazione
PCI	Iniezione di carbone fossile polverizzato
PEMS	Sistema predittivo del monitoraggio delle emissioni (<i>Predictive emissions monitoring system</i>)
PFC	Perfluorocarburo
PoS	Prove della sostenibilità (<i>Proofs of Sustainability</i>)

¹⁵⁶ Norme relative all'assegnazione gratuita (regolamento delegato (UE) 2019/331 della Commissione, del 19 dicembre 2018, che stabilisce norme transitorie per l'insieme dell'Unione ai fini dell'armonizzazione delle procedure di assegnazione gratuita delle quote di emissioni ai sensi dell'articolo 10 bis della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio).

¹⁵⁷ Regolamento sul monitoraggio e la comunicazione (Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 della Commissione, del 19 dicembre 2018, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio e che modifica il regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione).

Abbreviazione	Termine esteso
RED II	Direttiva sulle energie rinnovabili (rifusione) (<i>Renewable Energy Directive</i>)
SEE	Emissioni incorporate specifiche (<i>Specific embedded emissions</i>)
TARIC	Banca dati relativa alla tariffa integrata dell'Unione europea
TJ	Terajoule
TSO	Gestore del sistema di trasmissione (<i>Transmission System Operator</i>)
CDU	Codice doganale dell'Unione
UN/LOCODE	Codice ONU per il commercio e i siti di trasporto

Termine	Definizione
"Accuratezza"	Il grado di concordanza tra il risultato di una misura e il valore effettivo della quantità specifica da misurare o un valore di riferimento determinato in maniera empirica avvalendosi di materiali di taratura e di metodi standard accettati a livello internazionale e tracciabili, tenuto conto dei fattori casuali e sistematici.
"Dati di attività"	Il quantitativo di combustibili o di materiali consumati o prodotti da un processo rilevante per la metodologia basata sui calcoli, espresso in terajoule (TJ), in tonnellate per la massa o, per i gas, come volume in metri cubi normali, a seconda dei casi.
"Emissioni effettive"	Le emissioni calcolate sulla base dei dati primari derivanti dai processi di produzione delle merci e dalla produzione di energia elettrica consumata durante tali processi, determinate secondo i metodi di cui all'allegato IV [del regolamento di esecuzione].
"Livello di attività"	La quantità di merci prodotte (espressa in MWh per l'energia elettrica o in tonnellate per altre merci) nei limiti del processo di produzione.
"Residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura"	Residui che sono generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e che non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione.
"Dichiarante CBAM autorizzato"	Una persona autorizzata da un'autorità competente in conformità dell'articolo 17 del regolamento (UE) 2023/956 (regolamento CBAM).
"Lotto"	La quantità di combustibile o materiale sottoposta a campionamento e caratterizzazione in modo che sia rappresentativa, e trasferita in un'unica spedizione o in continuo nell'arco di un periodo di tempo specifico.
"Biomassa"	La frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la frazione biodegradabile dei rifiuti, compresi i rifiuti industriali e urbani di origine biologica.
"Frazione di biomassa"	La parte di carbonio proveniente dalla biomassa nel tenore totale di carbonio di un combustibile o di un materiale, espressa sotto forma di frazione.
"Fattori di calcolo"	Il potere calorifico netto, il fattore di emissione, il fattore di emissione preliminare, il fattore di ossidazione, il fattore di conversione, il tenore di carbonio o la frazione di biomassa.

Termine	Definizione
"Taratura"	L'insieme delle operazioni che istituiscono, in determinate condizioni, le relazioni tra i valori indicati da uno strumento o da un sistema di misura, o i valori rappresentati da una misura materiale o da un materiale di riferimento, e i corrispondenti valori di una quantità ottenuti in base a una norma di riferimento.
"Prezzo del carbonio"	L'importo monetario dovuto in un paese terzo, nell'ambito di un regime di riduzione delle emissioni di carbonio, sotto forma di tassa, prelievo o imposta o di quote di emissioni nell'ambito di un sistema di scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra, calcolato sui gas a effetto serra oggetto di tale misura e rilasciati durante la produzione delle merci.
"Certificato CBAM"	Un certificato in formato elettronico corrispondente a una tonnellata di emissioni di CO ₂ e incorporate nelle merci.
"Fattore di emissione di CO₂"	La media ponderata dell'intensità di CO ₂ dell'energia elettrica prodotta da combustibili fossili all'interno di una zona geografica; il fattore di emissione di CO ₂ si ottiene dividendo i dati sulle emissioni di CO ₂ prodotte dal settore dell'energia elettrica per la produzione lorda di elettricità proveniente da combustibili fossili nella zona geografica interessata; è espresso in tonnellate di CO ₂ per megawatt ora.
"Nomenclatura combinata" (NC)	<p>la classificazione delle merci, concepita per soddisfare le esigenze: i) della tariffa doganale comune, che fissa i dazi all'importazione per i prodotti importati nell'Unione europea (UE), nonché la tariffa integrata delle Comunità europee (TARIC), che comprende tutte le misure dell'UE e commerciali applicate alle merci importate nell'UE ed esportate dall'UE; ii) delle statistiche in materia di commercio internazionale dell'UE.</p> <p>La nomenclatura combinata fornisce i mezzi per raccogliere, scambiare e pubblicare dati sulle statistiche in materia di commercio internazionale dell'UE. È utilizzata anche per la raccolta e la pubblicazione di statistiche in materia di commercio internazionale negli scambi intra-UE¹⁵⁸.</p>
"Emissioni di combustione"	Le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante la reazione esotermica di un combustibile con l'ossigeno.
"Autorità competente"	L'autorità designata da ciascuno Stato membro a norma dell'articolo 11 del regolamento (UE) 2023/956 (regolamento CBAM).

¹⁵⁸ Per una definizione in inglese cfr.: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Combined_nomenclature_\(CN\)](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Combined_nomenclature_(CN)).

Termine	Definizione
"Misurazione in continuo delle emissioni"	La serie di operazioni finalizzate a determinare il valore di una quantità mediante misurazioni periodiche, effettuando misure a livello del camino o procedure di estrazione posizionando lo strumento di misura in prossimità del camino; non sono comprese le metodologie di misurazione basate sulla raccolta di singoli campioni dal camino.
"Merci complesse"	Merci diverse dalle merci semplici.
"Prudenziale"	Riferito a una serie di ipotesi che garantiscono che le emissioni comunicate non siano sottostimate o che la produzione di calore, energia elettrica o merci non sia sovrastimata.
"Fattore di conversione"	Il rapporto tra il carbonio emesso come CO ₂ e il carbonio totale contenuto nel flusso di fonti prima che si verifichi il processo di emissione, espresso sotto forma di frazione, considerando il monossido di carbonio (CO) emesso nell'atmosfera come il quantitativo molare equivalente di CO ₂ .
"Dichiarante doganale"	Il dichiarante, quale definito all'articolo 5, punto 15, del regolamento (UE) n. 952/2013, che presenta una dichiarazione in dogana per l'immissione in libera pratica di merci a suo nome o la persona a nome della quale è presentata tale dichiarazione.
"Sistema CCUS"	Un gruppo di operatori economici aventi impianti e attrezzature di trasporto tecnicamente connessi per la cattura, il trasporto, l'utilizzo nella produzione di merci o lo stoccaggio geologico di CO ₂ ;
"Attività di gestione del flusso dei dati"	Le attività relative all'acquisizione, al trattamento e alla gestione dei dati che sono necessarie per redigere una comunicazione delle emissioni a partire da dati provenienti da una fonte primaria.
"Set di dati"	Uno qualsiasi dei tipi di dati, a livello di impianto o di processo di produzione, a seconda dei casi, tra i seguenti: <ul style="list-style-type: none"> a) la quantità di combustibili o materiali consumati o prodotti da un processo di produzione a seconda della loro pertinenza per la metodologia basata sui calcoli, espressa in terajoule, in massa in tonnellate o, per i gas, in volume in metri cubi normali, a seconda dei casi, compresi i gas di scarico; b) un fattore di calcolo; c) la quantità netta di calore misurabile, e i parametri necessari per determinarla, in particolare: i) il flusso di massa del mezzo di scambio termico; e ii) l'entalpia del mezzo di scambio termico trasmesso e reintrodotta, come specificato dalla composizione, temperatura, pressione e saturazione;

Termine	Definizione
	<p>d) le quantità di calore non misurabile, specificate dalle pertinenti quantità di combustibili utilizzati per la produzione di calore, e il potere calorifico netto (NCV) del mix di combustibili;</p> <p>e) le quantità di energia elettrica;</p> <p>f) le quantità di CO₂ trasferite tra gli impianti;</p> <p>g) le quantità di precursori ricevuti dall'esterno dell'impianto e i parametri pertinenti, come il paese di origine, il percorso produttivo utilizzato, le emissioni specifiche dirette e indirette, il prezzo dovuto del carbonio;</p> <p>h) i parametri pertinenti per il prezzo dovuto del carbonio.</p>
"Valore predefinito"	Un valore, calcolato o ricavato da dati secondari, che rappresenta le emissioni incorporate nelle merci.
"Emissioni dirette"	Le emissioni derivanti dai processi di produzione di una merce, comprese le emissioni derivanti dalla produzione di riscaldamento e raffreddamento consumata durante i processi di produzione, indipendentemente dal luogo di produzione del riscaldamento e raffreddamento.
"Sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica ammissibile" (sistema MRV ammissibile)	Sistema di monitoraggio, comunicazione e verifica (MRV) nel luogo in cui è sito ¹⁵⁹ l'impianto ai fini della "fissazione del prezzo del carbonio", oppure sistema di monitoraggio obbligatorio delle emissioni, oppure sistema di monitoraggio delle emissioni presso l'impianto che può comprendere la verifica da parte di un verificatore accreditato, conformemente all'articolo 4, paragrafo 2, del regolamento di esecuzione del CBAM.
"Emissioni incorporate"	Le emissioni dirette rilasciate durante la produzione di merci e le emissioni indirette derivanti dalla produzione di energia elettrica consumata durante i processi di produzione, calcolate secondo i metodi di cui all'allegato IV e ulteriormente specificate nei regolamenti di esecuzione adottati a norma dell'articolo 7, paragrafo 7.
"Emissioni"	Il rilascio nell'atmosfera di gas a effetto serra derivanti dalla produzione di merci.
"Fattore di emissione"	Il tasso di emissione medio di un gas a effetto serra riferito ai dati di attività di un flusso di fonti, nell'ipotesi di un'ossidazione completa nel caso della combustione e di una conversione completa per tutte le altre reazioni chimiche.
"Fattore di emissione" per l'energia elettrica	Il valore predefinito, espresso in CO ₂ e, che rappresenta l'intensità delle emissioni dell'energia elettrica consumata nella produzione delle merci.

¹⁵⁹ Si riferisce alla giurisdizione in cui è situato l'impianto.

Termine	Definizione
"Fonte di emissione"	La parte individualmente identificabile di un impianto o un processo che si svolge in un impianto, da cui sono emessi i gas a effetto serra in questione.
EU ETS	Il sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione per le attività elencate nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE diverse dalle attività di trasporto aereo.
"Carbonio fossile"	Il carbonio inorganico e organico diverso dalla biomassa.
"Frazione fossile"	La parte di carbonio fossile nel tenore totale di carbonio di un combustibile o di un materiale, espressa sotto forma di frazione.
"Emissioni fuggitive"	Emissioni irregolari o non intenzionali da fonti che non sono localizzate, sono troppo diverse o sono di dimensioni troppo ridotte per essere monitorate individualmente.
"Merci"	Le merci che figurano nell'allegato I del regolamento (UE) 2023/956 (regolamento CBAM) [e nell'allegato II dei regolamenti di esecuzione].
"Gas a effetto serra"	I gas a effetto serra di cui all'allegato I del regolamento (UE) 2023/956 (regolamento CBAM) [e all'allegato II degli allegati del regolamento di esecuzione] in relazione a ciascuna delle merci che figurano in tale allegato.
"Importatore"	La persona che presenta una dichiarazione in dogana di immissione in libera pratica di merci a proprio nome e per proprio conto o, se la dichiarazione in dogana è presentata da un rappresentante doganale indiretto in conformità dell'articolo 18 del regolamento (UE) n. 952/2013, la persona per conto della quale tale dichiarazione è presentata.
"Importazione"	L'immissione in libera pratica di cui all'articolo 201 del regolamento (UE) n. 952/2013.
"Emissioni indirette"	Le emissioni derivanti dalla produzione di energia elettrica consumata durante i processi di produzione delle merci, indipendentemente dal luogo di produzione dell'energia elettrica consumata.
"CO₂ intrinseco"	Il CO ₂ presente in un flusso di fonti.
"Impianto"	Un'unità tecnica permanente in cui si svolge un processo di produzione.
"Calore misurabile"	Flusso termico netto trasportato lungo tubature o condotte individuabili utilizzando un mezzo di scambio termico quale vapore, aria calda, acqua, olio, metalli liquidi e sali, per i quali un contatore di calore è stato o può essere installato.

Termine	Definizione
"Punto di misura"	La fonte di emissione per la quale sono utilizzati sistemi di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS) per misurare le emissioni, o la sezione trasversale di un sistema di condutture per la quale il flusso di CO ₂ è determinato mediante sistemi di misurazione in continuo.
"Sistema di misura"	La serie completa di strumenti di misura e altre apparecchiature, come le apparecchiature di campionamento e trattamento dei dati, impiegata per determinare variabili come i dati di attività, il tenore di carbonio, il potere calorifico o il fattore di emissione delle emissioni di gas a effetto serra.
"Prescrizioni minime"	I metodi di monitoraggio che usano il minimo sforzo consentito per determinare i dati, al fine di ottenere dati delle emissioni accettabili ai fini del regolamento (UE) 2023/956.
"Combustibile misto"	Combustibile che contiene sia biomassa sia carbonio fossile.
"Materiale misto"	Materiale che contiene sia biomassa sia carbonio fossile.
"Potere calorifico netto" (NCV)	Il quantitativo specifico di energia rilasciato sotto forma di calore quando un combustibile o un materiale subisce una combustione completa con ossigeno in condizioni standard, previa sottrazione del calore di vaporizzazione dell'acqua eventualmente formatasi.
"Calore non misurabile"	Tutto il calore diverso dal calore misurabile.
"Gestore"	Qualsiasi persona che gestisce o controlla un impianto in un paese terzo (ossia non appartenente all'UE).
"Fattore di ossidazione"	Il rapporto tra il carbonio ossidato in CO ₂ , in seguito alla combustione, e il carbonio totale contenuto nel combustibile, espresso sotto forma di frazione, considerando il monossido di carbonio (CO) emesso nell'atmosfera come il quantitativo molare equivalente di CO ₂ .
"Fattore di emissione preliminare"	Il fattore di emissione totale presunto di un combustibile o di un materiale, calcolato in base al tenore di carbonio della sua frazione di biomassa e della sua frazione fossile, prima di moltiplicarlo per la frazione fossile per ottenere il fattore di emissione.
"Accordo di acquisto di energia elettrica"	Un contratto in base al quale una persona si impegna ad acquistare energia elettrica direttamente da un produttore di energia elettrica.

Termine	Definizione
"Processo di produzione".	Le parti di un impianto in cui vengono svolti processi chimici o fisici per la produzione di merci nell'ambito di una categoria aggregata di merci di cui all'allegato II, sezione 2, tabella 1, e la specifica dei limiti di sistema riguardanti i materiali in entrata, quelli in uscita e le emissioni corrispondenti.
"Percorso produttivo"¹⁶⁰	La tecnologia specifica utilizzata nel processo di produzione per produrre le merci di una categoria aggregata di merci.
"Emissioni di processo"	Emissioni di gas a effetto serra diverse dalle emissioni di combustione, risultanti da reazioni volute e non volute tra sostanze o dalla loro trasformazione, per una finalità primaria diversa dalla generazione di calore, compreso dai seguenti processi: a) la riduzione chimica, elettrolitica o pirometallurgica di composti metallici presenti nei minerali, concentrati e materiali secondari; b) l'eliminazione di impurità da metalli e composti metallici; c) la decomposizione di carbonati, compresi quelli utilizzati per la depurazione dei gas effluenti; d) le sintesi chimiche di prodotti e prodotti intermedi nelle quali il materiale contenente carbonio partecipa alla reazione; e) l'impiego di additivi o materie prime contenenti carbonio; f) la riduzione chimica o elettrolitica di ossidi metallici od ossidi non metallici come gli ossidi di silicio e i fosfati.
"Dati surrogati"	I valori annui corroborati per via empirica o ottenuti da fonti accettate che il gestore utilizza per sostituire un set di dati ¹⁶¹ allo scopo di garantire una comunicazione completa quando non è possibile generare tutti i dati o tutti i fattori richiesti nella metodologia di monitoraggio applicabile.
"Riduzione"	Qualsiasi importo che riduca l'importo dovuto o pagato da una persona tenuta al pagamento del prezzo del carbonio, prima o dopo il pagamento, in forma monetaria o in qualsiasi altra forma.
"Miglioramenti raccomandati"	I metodi di monitoraggio, di comprovata efficacia, intesi a garantire che i dati siano più accurati o meno soggetti a errori rispetto alla mera applicazione delle prescrizioni minime, e che possono essere scelti su base volontaria.
"Dichiarante"	Una delle persone seguenti: a) l'importatore che presenta una dichiarazione in dogana di immissione in libera pratica di merci a proprio nome e per proprio conto;

¹⁶⁰ Si noti che percorsi produttivi diversi possono rientrare nel medesimo processo di produzione.

¹⁶¹ Si riferisce ai dati di attività o ai fattori di calcolo.

Termine	Definizione
	<p>b) l'importatore autorizzato a presentare una dichiarazione in dogana di cui all'articolo 182, paragrafo 1, del regolamento (UE) n. 952/2013, che dichiara l'importazione di merci;</p> <p>c) il rappresentante doganale indiretto, se la dichiarazione in dogana è presentata dal rappresentante doganale indiretto nominato a norma dell'articolo 18 del regolamento (UE) n. 952/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, qualora l'importatore sia stabilito al di fuori dell'Unione oppure qualora il rappresentante doganale indiretto abbia accettato gli obblighi di comunicazione a norma dell'articolo 32 del regolamento (UE) 2023/956.</p>
"Periodo di riferimento"	Il periodo che il gestore dell'impianto ha scelto di utilizzare come riferimento per la determinazione delle emissioni incorporate.
"Residuo"	Sostanza diversa dal prodotto o dai prodotti finali cui mira direttamente un processo di produzione; non costituisce un obiettivo primario del processo di produzione, il quale non è stato deliberatamente modificato per ottenerlo.
"Merci semplici"	Merci prodotte in un processo di produzione che richiede esclusivamente materiali in entrata e combustibili a zero emissioni incorporate.
"Flusso di fonti"	Alternativamente: a) un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto il cui consumo o produzione dà origine a emissioni di gas a effetto serra a partire da una o più fonti di emissione, oppure b) un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto contenente carbonio di cui si tiene conto nel calcolo delle emissioni di gas a effetto serra mediante il metodo del bilancio di massa.
"Emissioni incorporate specifiche"	Le emissioni incorporate di una tonnellata di merci, espresse in tonnellate di emissioni di CO ₂ e per tonnellata di merci.
"Condizioni standard"	Le condizioni di temperatura di 273,15 K e pressione di 101 325 Pa che definiscono i metri cubi normali (Nm ³);
"Paese terzo"	Un paese o territorio al di fuori del territorio doganale dell'Unione.
"Tonnellata di CO₂(e)"	Una tonnellata metrica di biossido di carbonio ("CO ₂ ") o un quantitativo di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nell'allegato I del regolamento CBAM con un potenziale di riscaldamento globale equivalente ("CO ₂ e").

Termine	Definizione
"Gestore del sistema di trasmissione"	Un gestore quale definito all'articolo 2, punto 35), della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio ¹⁶² .
"Incertezza"	Il parametro, associato al risultato della determinazione di una quantità, che caratterizza la dispersione dei valori ragionevolmente attribuibili a quella particolare quantità, compresi gli effetti dei fattori sistematici e casuali, espresso in percentuale; descrive inoltre un intervallo di confidenza situato attorno al valore medio comprendente il 95 % dei valori stimati, tenuto conto di eventuali asimmetrie nella distribuzione dei valori.
"Rifiuto"	Qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsi, ad esclusione delle sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione.
"Gas di scarico"	Il gas contenente carbonio non completamente ossidato allo stato gassoso alle condizioni standard a seguito di uno dei processi di cui alla definizione di "emissioni di processo".

¹⁶² Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125).

Allegato C – Ulteriori informazioni sulla biomassa

Come spiegato nella sezione 6.5.4, le emissioni da biomassa possono avere un "fattore di emissione pari a zero" soltanto se sono rispettati alcuni **criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra** (sintetizzati come "**criteri RED II**"). Tali criteri sono definiti nella direttiva "RED II" (rifusione della direttiva sulle energie rinnovabili¹⁶³). Il presente allegato fornisce ulteriori consigli pratici sull'applicazione pratica di tali criteri.

La seguente breve introduzione ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra si basa sul documento di orientamento n. 3 della Commissione "Biomass issues in the EU ETS".

https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-10/gd3_biomass_issues_en.pdf.

1. Definizioni

Per una migliore comprensione del testo che segue, saranno utili le seguenti definizioni:

- "biocarburanti": carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;
- "bioliquidi": combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento, prodotti a partire dalla biomassa;
- "combustibili da biomassa": combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;
- "biogas": combustibile gassoso prodotto dalle biomasse;
- "rifiuto": qualsiasi sostanza od oggetto di cui il detentore si disfi o abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsi, ad esclusione delle sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;
- "residuo": sostanza diversa dal prodotto o dai prodotti finali cui mira direttamente il processo di produzione; non costituisce l'obiettivo primario del processo di produzione e il processo non è stato deliberatamente modificato per ottenerlo;
- "residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura": residui che sono generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;
- "rifiuti urbani": a) rifiuti domestici indifferenziati e da raccolta differenziata, ivi compresi: carta e cartone, vetro, metalli, plastica, rifiuti organici, legno, tessuti, imballaggi, rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche, rifiuti di pile e accumulatori, e rifiuti ingombranti, ivi compresi materassi e mobili; b) rifiuti indifferenziati e da raccolta differenziata provenienti da altre fonti e che sono simili per natura e composizione ai rifiuti domestici. I rifiuti urbani non includono i rifiuti della produzione, dell'agricoltura, della silvicoltura, della pesca, delle fosse settiche, delle reti fognarie e degli impianti di trattamento delle acque reflue, ivi compresi i fanghi di depurazione, i veicoli fuori uso o i rifiuti da costruzione e demolizione.

¹⁶³ Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione). Cfr.: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2022-06-07>.

2. Quali criteri si applicano?

La Figura 8-1 presenta un "albero decisionale" al quale un gestore può aderire per determinare quali procedure scritte devono essere incluse nella documentazione della metodologia di monitoraggio e per determinare il fattore di emissione della biomassa. Le fasi numerate di questa immagine sono le seguenti:

1. la prima fase consiste nel determinare se il flusso di fonti è costituito esclusivamente da biomassa o se è miscelato con una frazione fossile. In quest'ultimo caso sono necessarie le analisi pertinenti della frazione di biomassa o l'applicazione di un valore predefinito ragionevole (cfr. l'ultimo sottotitolo della sezione 6.5.1.4). La possibilità di applicare un fattore di emissione pari a zero si applica soltanto alla frazione di biomassa del flusso di fonti.

La frazione di biomassa potrebbe anche essere determinata sulla base di prove di sostenibilità derivanti da un sistema di certificazione.

Se soltanto una parte del flusso di fonti è costituita da biomassa, le fasi seguenti si applicano solo a tale frazione di biomassa. Tuttavia, se le prove necessarie per soddisfare i criteri della direttiva RED II sono disponibili soltanto per una parte di tale frazione di biomassa, vi sono tre frazioni (una fossile, una parte della biomassa trattata come fossile e una parte della biomassa con un fattore di emissione pari a zero in quanto soddisfa i criteri della direttiva RED II);

2. determinare se il flusso di fonti è utilizzato (principalmente) per fini energetici. Soltanto in tal caso, è necessario applicare le fasi successive;
3. se il flusso di fonti è costituito da rifiuti solidi urbani, non è necessario prendere in considerazione ulteriori criteri. La frazione di biomassa può avere un fattore di emissione pari a zero;
4. determinare se il flusso di fonti è un qualsiasi tipo di biomassa forestale o agricola o (prodotto da) "residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura", in quanto per tali flussi di fonti si applicano i criteri di sostenibilità "legati al suolo"¹⁶⁴. Per altri residui o rifiuti (compresi tutti i tipi di rifiuti industriali, se contenenti biomassa), devono essere rispettati soltanto i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra¹⁶⁵.

Si noti tuttavia che per la biomassa derivante da residui di animali, acquacoltura e pesca, la direttiva RED II non elenca criteri di sostenibilità specifici relativi al suolo.

¹⁶⁴ Articolo 29, paragrafi da 2 a 7, RED II.

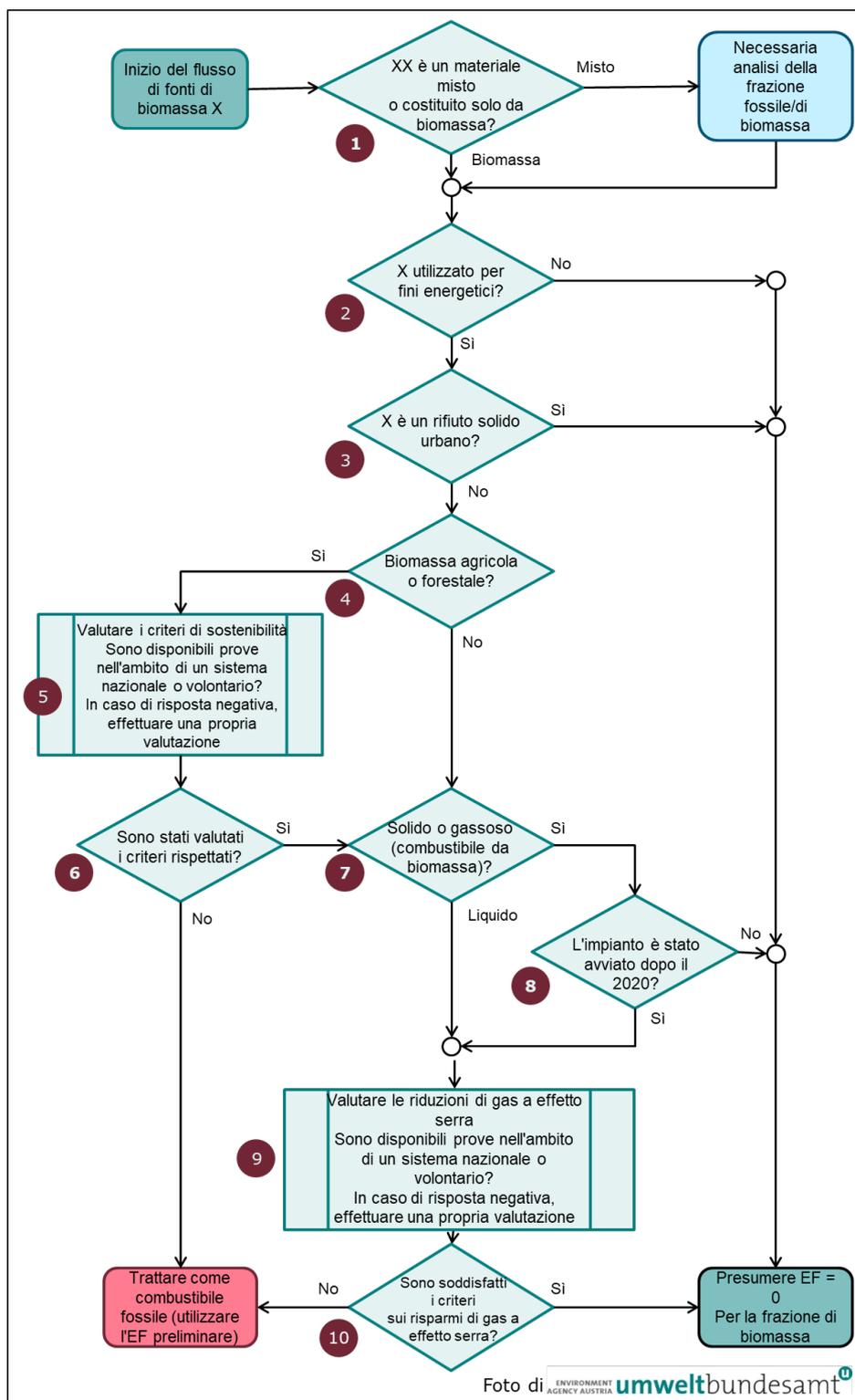
¹⁶⁵ In linea con la metodologia di cui agli allegati della direttiva RED II, "nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui" [al primo punto di raccolta] nel calcolo delle emissioni durante il ciclo di vita e delle riduzioni di gas a effetto serra. Ciò significa effettivamente che, per i rifiuti di origine biologica generati direttamente presso l'impianto [CBAM], i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra saranno generalmente soddisfatti e ciò sarà facilmente dimostrato.

Il punto delicato qui è stabilire se un materiale sia effettivamente un rifiuto o se si tratti di un prodotto, di un sottoprodotto o di un residuo di un processo di produzione. A tal fine si dovrebbe applicare la definizione di "rifiuto" di cui all'inizio del presente allegato. Essa esclude esplicitamente "le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione". Può essere necessaria una valutazione caso per caso. Alcuni sistemi di certificazione RED II possono fornire sostegno confermando se un materiale deve essere considerato rifiuto.

Per tali materiali i gestori dovranno determinare soltanto le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra. Di conseguenza occorre passare alla fase 7;

5. a seconda della fase 4, devono essere valutati i criteri di sostenibilità (relativi al suolo) per la produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa. In sintesi, il gestore può fare affidamento sulla certificazione del materiale/combustibile utilizzato nell'ambito di un sistema volontario (internazionale) riconosciuto dalla Commissione.

Figura 8-1: albero decisionale per l'applicazione dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui alla direttiva RED II al monitoraggio dei flussi di fonti dell'EU ETS.



Se non dispone di alcuna prova di sostenibilità nell'ambito di un sistema di certificazione, il gestore dovrebbe effettuare egli stesso la valutazione dei criteri pertinenti. Maggiori dettagli sulle fasi 4 e 5 sono riportati nelle sezioni 3.1 e 3.2 del presente allegato;

6. se la fase precedente porta a dimostrare che i pertinenti criteri di sostenibilità non sono rispettati, il gestore deve trattare il materiale come se fosse fossile, ossia il fattore di emissione preliminare diventa il fattore di emissione;
7. se il flusso di fonti è liquido, la valutazione della riduzione dei gas a effetto serra è obbligatoria. Passare alla fase 9;
8. poiché la prescrizione aggiuntiva per i "combustibili da biomassa", ossia la biomassa solida o gassosa, si applica soltanto agli impianti in funzione a partire dal 1° gennaio 2021, gli impianti più datati (più esattamente: gli impianti che utilizzavano biomassa già prima del 2021) non devono effettuare ulteriori valutazioni;
9. le riduzioni dei gas a effetto serra richieste¹⁶⁶ devono essere calcolate conformemente alla descrizione di cui alla sezione 3.2 del presente allegato;
10. se le riduzioni dei gas a effetto serra superano la soglia applicabile, la biomassa può avere un fattore di emissione pari a zero, altrimenti deve essere trattata come se fosse fossile. Con questa fase si conclude la valutazione.

3. Come fornire elementi di prova in relazione ai criteri di cui alla RED II

La presente sezione spiega come viene verificato il rispetto dei criteri di cui alla RED II. Sebbene tali verifiche siano solitamente effettuate nel contesto di un sistema di certificazione, le stesse considerazioni sono pertinenti per i gestori che desiderano dimostrare il rispetto dei criteri di cui alla RED II senza ricorrere a un sistema di certificazione.

A seconda delle esigenze individuate utilizzando l'"albero decisionale" (sezione 2 del presente allegato), si applicano i criteri di sostenibilità, i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, entrambi i criteri o nessuno di essi. Di conseguenza è possibile discutere separatamente i criteri di sostenibilità (sezione 3.1 del presente allegato) e i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (sezione 3.2 del presente allegato). Inoltre il gestore dovrà garantire la completezza delle informazioni utilizzando un "equilibrio di massa" (bilancio di massa) come previsto dall'articolo 30, paragrafo 1, RED II, che è necessario per garantire che tutti i criteri siano tracciati senza lacune o doppi conteggi lungo l'intera catena di custodia dal primo punto di raccolta (raccolta di biomassa) fino all'uso nell'impianto.

Per maggiori dettagli si rimanda al testo giuridico della RED II. Le sezioni che seguono mirano soltanto a fornire una breve panoramica dell'orientamento di cui alla RED II. Inoltre un atto di esecuzione recante *norme per verificare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e i criteri che definiscono il basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni* fornisce orientamenti dettagliati¹⁶⁷. Tale atto di esecuzione fornisce inoltre il quadro al quale i sistemi volontari di certificazione devono conformarsi.

¹⁶⁶ L'articolo 29, paragrafo 10, della direttiva RED II stabilisce che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra deve essere calcolata in conformità dell'articolo 31, paragrafo 1, RED II.

¹⁶⁷ Regolamento di esecuzione (UE) 2022/996 recante norme per verificare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e i criteri [...], http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2022/996/oj.



3.1 Criteri di sostenibilità

I criteri di sostenibilità sono definiti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7, RED II. Possono essere sintetizzati come segue:

- i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da residui provenienti da **terreni agricoli** (non dalla silvicoltura) devono soddisfare le condizioni di cui all'articolo 29, paragrafo 2, RED II:
"gli operatori o le autorità nazionali [devono] dispo[rre] di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo";
- i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da biomassa agricola (che comprende il principale prodotto di tali terreni, nonché i residui) devono essere conformi a tutti i seguenti paragrafi dell'articolo 29 RED II:
 - l'articolo 29, paragrafo 3, esclude le materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, o successivamente, possedevano uno status specificato, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato detto status. Gli status pertinenti elencati sono: a) foreste primarie e analoghi; b) foreste a elevata biodiversità e analoghi; c) aree soggette a protezione dalla natura; e d) terreni erbosi ad elevata biodiversità. Per la lettera d), ulteriori criteri sono indicati in un atto di esecuzione¹⁶⁸;
 - l'articolo 29, paragrafo 4, impedisce l'uso di terreni convertiti da terreni che presentano elevate scorte di carbonio, ossia terreni che nel gennaio 2008 o dopo tale data possedevano uno status specifico e che nel frattempo lo hanno perso, in particolare le zone umide e le zone boschive continue;
 - l'articolo 29, paragrafo 5, esclude la biomassa proveniente da ex torbiere, a meno che non siano fornite prove del fatto che le attività in questione non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato;
- i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti a partire da **biomassa forestale** (compresi i residui della silvicoltura) devono soddisfare determinati criteri per ridurre al minimo il rischio di utilizzare biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile (articolo 29, paragrafo 6, RED II) e devono soddisfare determinati criteri relativi all'uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura (*land-use, land-use change and forestry* - LULUCF) di cui all'articolo 29, paragrafo 7. Un atto di esecuzione¹⁶⁹ fornisce ulteriori orientamenti;
- per altre biomasse (ad esempio rifiuti o sottoprodotti di origine animale; prodotti, rifiuti o residui dell'acquacoltura e della pesca; biomassa da microrganismi, ad

¹⁶⁸ Regolamento (UE) n. 1307/2014 della Commissione relativo alla definizione dei criteri e dei limiti geografici dei terreni erbosi ad elevata biodiversità. Cfr. <http://data.europa.eu/eli/reg/2014/1307/oj>.

¹⁶⁹ Regolamento di esecuzione (UE) 2022/2448 che stabilisce orientamenti operativi concernenti i metodi di dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità per la biomassa forestale: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2022/2448/oj.

esempio da fermentazione industriale, ecc.), nella RED II non sono definiti criteri di sostenibilità. Pertanto non sono pertinenti ulteriori valutazioni per questi tipi di biomassa. Tuttavia, sarà utile che un gestore disponga di prove del fatto che il flusso di fonti in discussione rientra effettivamente in questa categoria, ossia che si tratta di un rifiuto e non di un materiale intenzionalmente modificato o contaminato affinché diventasse un rifiuto. Alcuni sistemi di certificazione potrebbero fornire la classificazione come parte dei loro servizi, ma ciò dovrebbe essere necessario soltanto per i casi limite.

3.2 Riduzione di gas a effetto serra

Quando la RED II impone di dimostrare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, ciò significa che l'energia prodotta a partire dalla biomassa deve portare a una riduzione delle **emissioni durante il ciclo di vita** rispetto all'uso di combustibili fossili comparabili. La metodologia per il calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie ai biocarburanti e ai bioliquidi è riportata nell'allegato V, sezione C, RED II. Per i combustibili da biomassa (biogas e biomassa solida), la metodologia è indicata nell'allegato VI, sezione B, RED II. Una breve sintesi della metodologia è riportata qui di seguito.

Fase 1: calcolare le emissioni E derivanti dall'uso della biomassa utilizzando la formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

e_{ec} = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime¹⁷⁰;

e_l = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

e_p = le emissioni derivanti dalla lavorazione;

e_{td} = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione;

e_u = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso¹⁷¹;

e_{sca} = la riduzione delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

e_{ccs} = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO₂;

e_{ccr} = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO₂.

¹⁷⁰ I fattori di emissione predefiniti a livello regionale (NUTS2) sono disponibili sul sito web della Commissione https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biofuels_en?prefLang=it e https://energy.ec.europa.eu/system/files/2018-07/pre-iluc_directive_nuts2_report_values_mj_kg_july_2018_0.pdf.

¹⁷¹ Gli allegati V e VI, RED II, chiariscono: "Le emissioni del carburante al momento dell'uso, e_u , sono considerate pari a zero per i **biocarburanti e i bioliquidi**. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (N₂O e CH₄) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u per i bioliquidi. Le emissioni di CO₂ derivanti dal combustibile al momento dell'uso, e_u , sono considerate pari a zero per i **combustibili da biomassa**. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (CH₄ e N₂O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u ".

Per e_{ec} , e_p ed e_{td} , gli allegati V e VI forniscono valori tipici e predefiniti per numerosi tipi di materie prime e processi per la produzione di biocarburanti e combustibili da biomassa. Nel caso della biomassa solida, le emissioni dei trasporti dipendono dalla distanza di trasporto.

Gli impianti spesso consumano diversi tipi di rifiuti o residui per i quali non si possono trovare valori predefiniti nella RED II. Per fini di semplificazione si presume che le emissioni durante il ciclo di vita dei rifiuti nel luogo e nel momento in cui il materiale inizia a soddisfare la definizione di rifiuto possono essere considerate pari a zero, se le emissioni derivanti dall'approvvigionamento (coltivazione, trasporto fino alla trasformazione a monte e tale trasformazione stessa) possono essere ragionevolmente attribuite ai prodotti principali anziché ai rifiuti. Di conseguenza, per tali rifiuti, ai fini della determinazione delle emissioni prodotte durante il ciclo di vita dovrebbero essere prese in considerazione soltanto le emissioni prodotte dal trasporto fino all'impianto (se del caso) e le potenziali emissioni derivanti dalla trasformazione prima della combustione (se presenti) presso l'impianto.

Per quanto riguarda e_u , la metodologia di cui alla RED II fornisce altresì istruzioni su come gestire la produzione di calore ed energia elettrica qualora siano prodotte separatamente o mediante cogenerazione¹⁷². Si noti che l'approccio per tenere conto della cogenerazione è diverso da quello utilizzato nel CBAM¹⁷³.

Il valore e_{sca} può essere preso in considerazione soltanto se sono fornite prove affidabili e verificabili. I valori e_{ccs} ed e_{ccr} sono pertinenti soltanto se sono applicate le tecnologie CCS/CCU.

I gas a effetto serra di cui tenere conto e i loro valori GWP¹⁷⁴ sono CO₂, N₂O (GWP=298), CH₄ (GWP=25).

Se una prova della sostenibilità di un sistema di certificazione è disponibile almeno per alcune parti della catena del valore, i valori e pertinenti per la formula di cui sopra dovrebbero essere disponibili a partire da tale prova. Dovrebbero essere indicate anche le riduzioni di gas a effetto serra calcolate di seguito.

Fase 2: calcolare le riduzioni di gas a effetto serra come segue:

- per l'uso di biocarburanti (per i trasporti):

$$RIDUZIONE = (E_{F(i)} - E_{B(i)})/E_{F(i)}$$

dove:

E_B = totale delle emissioni derivanti dal biocarburante;

¹⁷² Produzione combinata di calore ed energia elettrica (cogenerazione).

¹⁷³ Sezione 6.7.4 del presente documento di orientamento.

¹⁷⁴ Per GWP si intende il potenziale di riscaldamento globale. Purtroppo, i valori GWP di cui alla RED II non sono ancora stati aggiornati rispetto a quelli della quinta relazione di valutazione dell'IPCC, che sono utilizzati dal regolamento sul monitoraggio e la comunicazione. Tuttavia la Commissione ha la possibilità di aggiornare tali valori in una fase successiva.

E_F = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento;

- per la produzione di riscaldamento (e raffreddamento) ed energia elettrica:

$$RIDUZIONE = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)}) / EC_{F(h\&c,el)}$$

dove:

$EC_{B(h\&c,el)}$ = totale delle emissioni derivanti da combustibile da biomassa o bioliquido;

$EC_{F(h\&c,el)}$ = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per riscaldamento, raffreddamento o energia elettrica, a seconda dei casi.

L'efficienza della produzione η per il riscaldamento, il raffreddamento o l'energia elettrica deve essere presa in considerazione come segue:

$$EC = E/\eta$$

Si applicano i seguenti combustibili fossili di riferimento¹⁷⁵:

Finalità	Valore del combustibile fossile di riferimento
Carburanti per i trasporti (liquidi): $E_{F(l)}$	94 g CO _{2e} /MJ
Produzione di energia elettrica: $EC_{F(el)}$	183 g CO _{2e} /MJ
Produzione di calore utile e riscaldamento e/o raffreddamento: $EC_{F(h\&c)}$	80 g CO _{2e} /MJ

Negli impianti, per "calore utile" si intende il calore misurabile e non misurabile. Quando viene generato calore misurabile, è nota un'efficienza per la produzione di calore a partire dal combustibile (o può essere almeno determinata in linea di principio). Il combustibile fossile di riferimento tiene conto di tale efficienza. Per il calore non misurabile, tuttavia, è necessario applicare un'efficienza fittizia di produzione di calore pari a $\eta = 90\%$ per rendere compatibile con il termine di riferimento la quantità di combustibile utilizzata.

In secondo luogo, se tanto il calore quanto l'energia elettrica sono prodotti nell'impianto, le rispettive quantità di combustibile devono essere verificate separatamente rispetto ai corrispondenti combustibili fossili di riferimento. Se si fa ricorso a sistema di certificazione, l'operatore economico (che può essere il gestore dell'impianto) che effettua il calcolo deve tenere adeguatamente conto delle informazioni sull'efficienza della produzione di calore e di energia elettrica.

¹⁷⁵ Per i carburanti liquidi per i trasporti, il termine di riferimento si riferisce al contenuto energetico del combustibile (NCV), mentre per la produzione di calore ed energia elettrica il termine di riferimento si riferisce alla quantità di calore/energia elettrica prodotto/a (tenendo conto del calcolo della cogenerazione, se del caso).

Fase 3: confrontare le riduzioni di gas a effetto serra con i criteri di cui all'articolo 29, paragrafo 10, RED II:

- per i **biocarburanti, i biogas consumati nel settore dei trasporti e i bioliquidi**, i risparmi devono essere pari ad almeno il 50 % se prodotti¹⁷⁶ in impianti in funzione prima del 5 ottobre 2015, pari ad almeno il 60 % per gli impianti in funzione fino al 31 dicembre 2020 e pari ad almeno il 65 % per gli impianti in funzione a partire dal 1° gennaio 2021. Tuttavia questo calcolo è solitamente effettuato dal produttore del biocarburante, non dagli impianti che consumano tale bioliquido o biogas. Se un impianto utilizza anche rifiuti di biomassa liquida o biogas diversi¹⁷⁶, il gestore può comunque considerarsi il produttore del bioliquido o del biogas. In tal caso, il calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra può essere effettuato dal gestore dell'impianto o da un sistema di certificazione per suo conto;
- per i **combustibili da biomassa (ossia biomassa solida e gassosa)** consumati negli impianti, la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra deve essere:
 - pari ad almeno il 70 % negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025;
 - pari all'80 % per gli impianti in funzione a partire dal 1° gennaio 2026.

¹⁷⁶ Questo criterio è pertinente se l'impianto produce tali combustibili e li fornisce ad altri utenti che devono dimostrare la conformità rispetto alla RED II, ma anche se l'impianto utilizza direttamente tali combustibili. Per quanto riguarda il biogas, la finalità "per il trasporto" non sarebbe quindi indicata. Si applicherebbe invece il criterio per i combustibili da biomassa di cui al punto successivo.

Allegato D – Valori standard per i calcoli delle emissioni

Regolamento di esecuzione: allegato VIII

Fattori standard utilizzati nel monitoraggio delle emissioni dirette a livello di impianto

Fattori di emissione per i combustibili correlati al potere calorifico netto (NCV)

Tabella 8-1: fattori di emissione per i combustibili correlati al potere calorifico netto e ai poteri calorifici netti per massa di combustibile.

Descrizione del tipo di combustibile	Fattore di emissione (t CO ₂ /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
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.d.	Linee guida IPCC 2006
Oli usati	73,3	40,2	Linee guida IPCC 2006
Torba	106,0	9,76	Linee guida IPCC 2006

Descrizione del tipo di combustibile	Fattore di emissione (t CO ₂ /TJ)	Potere calorifico netto (TJ/Gg)	Fonte
Pneumatici usati	85,0 ⁽¹⁷⁷⁾	n.d.	World Business Council for Sustainable Development - Cement Sustainability Initiative (WBCSD CSI)
Monossido di carbonio	155,2 ⁽¹⁷⁸⁾	10,1	J. Falbe e M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Metano	54,9 ⁽¹⁷⁹⁾	50,0	J. Falbe e M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

Tabella 8-2: fattori di emissione per i combustibili correlati al potere calorifico netto e ai poteri calorifici netti per massa di biomassa.

Biomassa	Fattore di emissione preliminare [t CO ₂ /TJ]	NCV [GJ/t]	Fonte
Legno/rifiuti del legno (essiccato all'aria ⁽¹⁸⁰⁾)	112	15,6	Linee guida IPCC 2006
Lignosolfito (liquor nero)	95,3	11,8	Linee guida IPCC 2006
Altre biomasse solide primarie	100	11,6	Linee guida IPCC 2006
Carbone di legna	112	29,5	Linee guida IPCC 2006
Biobenzina	70,8	27,0	Linee guida IPCC 2006
Biodiesel	70,8	37,0	Linee guida IPCC 2006 ⁽¹⁸¹⁾
Altri biocombustibili liquidi	79,6	27,4	Linee guida IPCC 2006
Gas di discarica ⁽¹⁸²⁾	54,6	50,4	Linee guida IPCC 2006
Gas di fanghi ⁽¹⁰⁾	54,6	50,4	Linee guida IPCC 2006
Altri biogas ⁽¹⁰⁾	54,6	50,4	Linee guida IPCC 2006
Rifiuti urbani (frazione di biomassa) ⁽¹⁸³⁾	100	11,6	Linee guida IPCC 2006

Fattori di emissione correlati alle emissioni di processo

⁽¹⁷⁷⁾ Questo valore costituisce il fattore di emissione preliminare, ossia prima dell'applicazione della frazione di biomassa, se del caso.

⁽¹⁷⁸⁾ In base a un NCV di 10,12 TJ/t.

⁽¹⁷⁹⁾ In base a un NCV di 50,01 TJ/t.

⁽¹⁸⁰⁾ Il fattore di emissione indicato presuppone un tenore di umidità del legno pari a circa il 15%. Il tenore di umidità del legno fresco può arrivare fino al 50%. Per determinare il potere calorifico netto del legno completamente asciutto, si utilizza l'equazione seguente:

$$NCV = NCV_{dry} \cdot (1 - w) - \Delta H_v \cdot w$$

dove NCV_{dry} è il potere calorifico netto del materiale essiccato totalmente, w è il tenore di umidità (frazione di massa) e $\Delta H_v = 2,4 \text{ GJ/t } H_2O$ è l'entalpia di evaporazione dell'acqua. Utilizzando la stessa equazione, è possibile ricalcolare il potere calorifico netto per un determinato tenore di umidità a partire dal potere calorifico netto del materiale essiccato.

⁽¹⁸¹⁾ Il valore NCV è tratto dall'allegato III della direttiva (UE) 2018/2001.

⁽¹⁸²⁾ Per il gas di discarica, il gas di fanghi e altri biogas: i valori standard si riferiscono al biometano puro. Per ottenere i valori standard corretti, è necessaria una correzione per il tenore di metano del gas.

⁽¹⁸³⁾ Le linee guida IPCC forniscono anche valori per la frazione fossile dei rifiuti urbani: EF = 91,7 t CO₂/TJ; NCV = 10 GJ/t.

Tabella 8-3: *fattore di emissione stechiometrico per le emissioni di processo derivanti dalla decomposizione dei carbonati (metodo A).*

Carbonato	Fattore di emissione [t CO ₂ /t carbonato]
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380
Generale	<p>Fattore di emissione = $\frac{M(\text{CO}_2)}{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})]}$</p> <p>X = metallo M(x) = peso molecolare di X in [g/mol] M(CO₂) = peso molecolare di CO₂ in [g/mol] M(CO₃²⁻) = peso molecolare di CO₃²⁻ in [g/mol] Y = numero stechiometrico di X Z = numero stechiometrico di CO₃²⁻</p>

Tabella 8-4: *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 ₂ /t ossido]
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
generale: X _Y O _Z	<p>Fattore di emissione = $\frac{M(\text{CO}_2)}{Y * [M(x)] + Z * [M(\text{O})]}$</p> <p>X = metalli alcalino-terrosi o metalli alcalini M(x) = peso molecolare di X in [g/mol] M(CO₂) = peso molecolare di CO₂ in [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</p>

Tabella 8-5: fattori di emissione stechiometrici per le emissioni di processo da altri materiali (produzione di ferro o acciaio e lavorazione di metalli ferrosi)⁽¹⁸⁴⁾.

Materiale in entrata o in uscita	Tenore di carbonio (t C/t)	Fattore di emissione (t CO ₂ /t)
Ferro ridotto diretto (DRI)	0,0191	0,07
Elettrodi di carbonio per forni elettrici ad arco	0,8188	3,00
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 greggia	0,0409	0,15
Ferro/rottami di ferro	0,0409	0,15
Acciaio/rottami di acciaio	0,0109	0,04

Potenziali di riscaldamento globale per gas a effetto serra diversi dal CO₂

Tabella 8-6: potenziali di riscaldamento globale.

Gas	Potenziale di riscaldamento globale
N ₂ O	265 t CO ₂ e/t N ₂ O
CF ₄	6 630 t CO ₂ e/t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t CO ₂ e/t C ₂ F ₆

⁽¹⁸⁴⁾ Linee guida IPCC del 2006 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra.

ALLEGATO IX – Valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore

I valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di energia elettrica e di calore riportati nella tabella sottostante sono basati sul potere calorifico netto e sulle condizioni ISO atmosferiche standard (temperatura ambiente di 15 °C, pressione di 1,013 bar, umidità relativa del 60 %).

Tabella 8-7: fattori di rendimento di riferimento per la produzione di energia elettrica.

Categoria	Tipo di combustibile	Anno di costruzione			
		Antecedente al 2012	2012-2015	Dal 2016	
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	41,8	41,8	41,8
	S3	Torba, mattonelle di torba	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomassa secca tra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	33,0	33,0	37,0
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone	25,0	25,0	30,0
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	25,0	25,0	25,0
Liquidi	L7	Olio combustibile pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi	44,2	44,2	44,2
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	44,2	44,2	44,2
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	25,0	25,0	29,0
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	52,5	52,5	53,0
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di scarico	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	35,0	35,0	35,0
Altro	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)			30,0

Tabella 8-8: fattori di rendimento di riferimento per la produzione di calore.

Categoria		Tipo di combustibile	Anno di costruzione					
			Antecedente al 2016			Dal 2016		
			Acqua calda	Vapore ⁽¹⁸⁵⁾	Utilizzo diretto dei gas di scarico ⁽¹⁸⁶⁾	Acqua calda	Vapore ⁽¹⁸⁵⁾	Utilizzo diretto dei gas di scarico ⁽¹⁸⁶⁾
Solidi	S1	Carbon fossile compresa antracite, carbone bituminoso, carbone sub-bituminoso, coke, semicoke, coke di petrolio	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignite, mattonelle di lignite, olio di scisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Torba, mattonelle di torba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomassa secca tra cui legna e altri tipi di biomassa solida compresi pellet e mattonelle di legno, trucioli di legno essiccati, scarti in legno puliti e asciutti, gusci e noccioli d'oliva e altri noccioli	86	81	78	86	81	78
	S5	Altri tipi di biomassa solida compresi tutti i tipi di legno non inclusi in S4 e liquame nero e marrone	80	75	72	80	75	72
	S6	Rifiuti urbani e industriali (non rinnovabili) e rifiuti rinnovabili/biodegradabili	80	75	72	80	75	72
Liquidi	L7	Olio combustibile	89	84	81	85	80	77

⁽¹⁸⁵⁾ Se tali impianti non tengono conto del riflusso della condensa nel calcolo del rendimento della produzione di calore per cogenerazione (produzione combinata di energia elettrica e calore), i rendimenti per il vapore di cui alla tabella soprastante sono aumentati di 5 punti percentuali.

⁽¹⁸⁶⁾ Si utilizzano i valori relativi all'utilizzo diretto dei gas di scarico se la temperatura è pari o superiore a 250 °C.

Categoria		Tipo di combustibile	Anno di costruzione					
			Antecedente al 2016			Dal 2016		
			Acqua calda	Vapore(¹⁸⁵)	Utilizzo diretto dei gas di scarico(¹⁸⁶)	Acqua calda	Vapore(¹⁸⁵)	Utilizzo diretto dei gas di scarico(¹⁸⁶)
		pesante, gasolio, altri prodotti petroliferi						
	L8	Bioliquidi compresi biometanolo, bioetanolo, biobutanolo, biodiesel e altri bioliquidi	89	84	81	85	80	77
	L9	Liquidi residui, compresi rifiuti biodegradabili e non rinnovabili (inclusi sego, grasso e trebbie)	80	75	72	75	70	67
Gassosi	G10	Gas naturale, GPL, GNL e biometano	90	85	82	92	87	84
	G11	Gas di raffineria, idrogeno e gas di sintesi	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogas da digestione anaerobica, gas da impianti di trattamento di acque reflue e gas di scarica	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas di cokeria, gas di altoforno, gas da estrazioni minerarie e altri gas di recupero (escluso il gas di raffineria)	80	75	72	80	75	72
Altro	O14	Calore di scarto (compresi i gas di scarico ad alta temperatura e i prodotti da reazioni chimiche esotermiche)	—	—	—	92	87	—