



FAQ RIGUARDANTI PROBLEMI SULLA COMUNICAZIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI.

Versione del 22 dicembre 2015

Traduzione di cortesia in lingua italiana

Stato del documento:

Questo documento è parte di una di una serie fornita dai servizi della Commissione a supporto dell'implementazione del Regolamento della Commissione (EU) No. 601/2012 (di seguito il Regolamento) del 21 giugno 2012 sul monitoraggio e sulla comunicazione delle emissioni di gas serra in seguito alla Direttiva 2003/87/EC del Parlamento Europeo e del Consiglio. La guida rappresenta le visioni dei servizi della Commissione al momento della pubblicazione. Quest'ultima non ha carattere vincolante.

Il documento prende in considerazione le discussioni avvenute durante gli incontri del gruppo di lavoro tecnico informale sul Regolamento di monitoraggio e di comunicazione nell'ambito del WGIII del Comitato Cambiamenti Climatici (CCC), così come i commenti scritti ricevuti da parte degli stakeholders e degli esperti appartenenti degli Stati Membri.

Tutti i documenti guida ed i moduli possono essere scaricati sul sito della Commissione al seguente indirizzo:

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/documentation_en.htm.

Per questo documento FAQ il Modello No4. del modulo per la comunicazione annuale delle emissioni per gli impianti stazionari è di particolare rilevanza. Tutte la guida fornita dal documento FAQ serve a supportare la corretta comunicazione in quel modulo. Qualora gli Stati membri utilizzino diversi moduli anche le procedure richieste per la comunicazione possono essere differenti.



EUROPEAN COMMISSION
DIRECTORATE-GENERAL
CLIMATE ACTION
Directorate A – International and Climate Strategy
CLIMA.A.3 - Monitoring, Reporting, Verification



INDICE

1 COMUNICAZIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI RILASCIATE.....	4
1.1 Come sono determinati e riportati, nel modulo per la comunicazione annuale delle emissioni, la concentrazione di gas ad effetto serra, il flusso di gas effluenti, etc. rispetto alla metodologia fondata sulla misurazione (CEMS)?	4
1.2 Come deve essere determinata ed inserita la frazione di biomassa rispetto alla metodologia basata su misure (CEMS) nella comunicazione annuale delle emissioni?	6
1.3 Come devono essere determinati ed inseriti nel modulo della comunicazione annuale delle emissioni i calcoli di convalida per gli approcci basati su misure (CEMS)?	7
1.4 Come i dati sulla rendicontazione delle emissioni derivanti dal cracking catalitico nelle raffinerie devono essere riportati nella comunicazione annuale delle emissioni?	8
1.5 Come distinguere i combustibili utilizzati per la sola combustione e quelli utilizzati come input di processo, nella comunicazione annuale delle emissioni?.....	10
1.6 Come può essere indicato il CO ₂ intrinseco trasferito in un impianto o proveniente da un impianto nel modello della Comunicazione annuale delle emissioni?.....	11
1.7 Come possono essere espressi in “1000 Nm ³ ”, invece di “t”, i dati relativi all’attività per i combustibili gassosi nel foglio “C_SourceStreams” del modulo della comunicazione annuale delle emissioni?	12
1.8 Come viene resa obbligatoria la comunicazione del CRF (Formato comune per la trasmissione delle relazioni), dall’Autorità Competente, nella Comunicazione annuale delle Emissioni?	13
1.9 Come sono riportate le categorie rilevanti CFR (Formato comune per la trasmissione delle relazioni) nella sezione 6 del foglio “B_InstallationDescription” della Comunicazione annuale delle Emissioni?	13
1.10 Sono da monitorare e comunicare anche le emissioni derivanti dal carbonio non derivante da carbonati (as esempio urea) e se sì, come?	14
1.11 Come possono essere considerati i combustibili aggiuntivi come combustibili commerciali standard e come si qualificano in quanto tali?	15



1 COMUNICAZIONE ANNUALE DELLE EMISSIONI RILASCIATE

IMPORTANTE: l’Autorità Nazionale ha pubblicato una nuova versione del modulo per la comunicazione annuale delle emissioni che, oltre alle modifiche descritte nelle domande seguenti, riporta anche una variazione delle unità di misura indicate nel foglio “*H_AdditionalInformation*”. **Si raccomanda vivamente di porre la massima attenzione sull’unità di misura indicata dal modulo.**

Si raccomanda, inoltre, di usare la nuova versione del modulo per la comunicazione delle emissioni relative all’anno 2015.

1.1 Come sono determinati e riportati, nel modulo per la comunicazione annuale delle emissioni, la concentrazione di gas ad effetto serra, il flusso di gas effluenti, etc. rispetto alla metodologia fondata sulla misurazione (CEMS)?

Le emissioni annuali di gas ad effetto serra sono calcolate mediante l’equazione 1 di cui all’Allegato VIII, Sezione 3, del Regolamento:

Equazione 1: calcolo delle emissioni annue

$$GHG_{\text{tot ann}} [t] = \sum_{i=1}^{\text{ore di esercizio p.a.}} GHG_{\text{conc oraria } i} \times \text{flusso gas effl.}_i \times 10^{-6} [t/g]$$

dove:

$GHG_{\text{conc oraria}}$ = concentrazioni orarie di emissioni in g/Nm^3 nel flusso del gas effluente misurate durante il funzionamento;

Flusso gas effl. = flusso del gas effluente calcolato in Nm^3/h .

Per la comunicazione annuale delle emissioni, l’ Allegato X , clausola 1 (9), del Regolamento richiede di riportare nel modulo per la comunicazione delle emissioni: “*le concentrazioni di gas serra misurate e il flusso di gas di effluenti espressi sotto forma di emissioni orarie medie annue e come valore annuo totale*”.

Dunque, il modulo richiede l’inserimento di questi valori e calcola l’ammontare annuale di gas ad effetto serra emessi in base alla seguente formula:

$$Emissions_{\text{annual}} [t] = GHG_{\text{conc annual hourly average}} [mg / Nm^3] \cdot flue\ gas\ flow_{\text{annual hourly average}} [Nm^3 / h] \cdot hours_{\text{operation}} [h] \cdot 10^{-9}$$

$Emission_{\text{annual}}$ = Emissioni annuali di gas serra espresse in tonnellate;

$GHG_{\text{conc hourly average}}$ = Concentrazione media oraria di gas serra espressa in mg/Nm^3 ;

$flue\ gas\ flow_{\text{annual hourly average}}$ = Media oraria annua di flusso di gas effluente in Nm^3/h ;

$hours_{\text{operation}}$ = Ore di attività.



Al fine di ottenere gli stessi risultati da entrambe le equazioni sopracitate, le medie devono essere calcolate su una base ponderata (ciascuna media oraria ponderata rispetto al flusso di gas orario corrispondente, prima di raggiungere la media complessiva per l'intero anno).

L'esempio seguente contribuisce ad illustrare come determinare ed inserire i dati.

Esempio :

Un impianto produce soltanto emissioni di N₂O e sono determinate mediante CEMS.

Per ragioni di semplicità si assume che l'impianto sia funzionante per 4 ore durante l'anno della comunicazione con i seguenti valori della concentrazione ed del flusso del gas effluente per ciascuna ora:

hour	N ₂ O conc. mg/Nm ³	Flusso kNm ³ /h	Emissioni di N ₂ O risultanti Kg
1	60	250	15.00
2	100	280	28.00
3	45	270	12.15
4	50	260	13.00
Somma (= totale di N₂O emesso)			68.15

I dati nella Comunicazione annuali delle Emissioni devono essere riportati come segue:

Flusso del gas effluente [media oraria annuale, kNm³/h]

$$flue\ gas\ flow_{annual\ hourly\ average} = \frac{\sum_i flow_{hour\ i}}{hours_{operation}} = \frac{1,060}{4} = 265,00\ kNm^3/h$$

Flue gas flow_{annual hourly average}: Flusso del gas effluente;

ΣFlow_{hour i} = Sommatoria del flusso orario;

hours_{operation} = Ore di attività.

La media oraria annuale della concentrazione [mg/Nm³] deve poi essere determinata come la media ponderata rispetto al flusso di gas effluente¹

¹ Si consideri che, là dove le concentrazioni e i flussi di gas sono disponibili per un periodo di riferimento più breve (mezz'ora, minuti, ecc...), deve essere predisposta una ponderazione appropriata per ottenere medie orarie.



$$GHG\ conc_{annual\ hourly\ average} = \frac{\sum_i conc_i \cdot flow_i}{\sum_i flow_i} = \frac{68,150 \cdot 10^3 [mg / year]}{1,060 \cdot 10^3 [Nm^3 / year]} = 64.29\ mg / Nm^3$$

$GHG\ conc_{hourly\ average}$ = Concentrazione media oraria di gas serra espressa in mg/Nm^3 ;

$\sum conc_i \cdot flow_i$ = Sommatoria della concentrazione del flusso

$\sum Flow_{hour\ i}$ = sommatoria del flusso orario

Ore di operazione: 4h

Le emissioni annuali, espresse in tonnellate di N_2O sono calcolate mediante la seguente equazione per ottenere gli stessi risultati come così come riportato nella tabella precedente:

$$Emissioni = 64.29 \cdot 10^{-9} \cdot 265 \cdot 10^3 \cdot 4 = 0.06815\ t\ N_2O (=68.15\ kg)$$

1.2 Come deve essere determinata ed inserita la frazione di biomassa rispetto alla metodologia basata su misure (CEMS) nella comunicazione annuale delle emissioni?

L'articolo 43(4) del Regolamento afferma che *“se del caso, il gestore determina separatamente eventuali quantitativi di CO_2 provenienti da biomassa tramite metodi di monitoraggio fondati su calcoli, sottraendo tali quantitativi dalle emissioni di CO_2 totali rilevate”*.

Quindi, per i flussi di fonte di biomassa le emissioni della frazione organica sono determinate da:

$$Emissioni_{bio} = FQ \cdot NCV \cdot EF_{pre} \cdot OF \cdot (1-FF)$$

FQ = Quantità di combustibile espresso in tonnellate [t];

NCV = Potere calorifico netto [TJ/t];

EF = Fattore di emissione preliminare [$t\ CO_2/TJ$]²;

OF = Fattore di Ossidazione;

FF = Frazione Fossile.

Gli stessi livelli sono richiesti per i flussi di biomassa in base alla specifica categoria dell'impianto (A; B o C) e per la categoria di flusso di fonti (de minimis, minore o maggiore). Si consideri che solo per la biomassa il flusso di fonte può essere considerato sempre “de minimis” a patto che non sia emesso carbone fossile.

L'Allegato X, sezione 1 (9) (a) del Regolamento non richiede che l'operatore fornisca tutti i fattori di calcolo sopraelencati, ma solo i dettagli (fattori inclusi) in relazione alle emissioni annuali di CO_2 da fonti fossili e alle emissioni di CO_2 annuali derivanti dall'uso di biomassa. Inoltre, il modulo per la comunicazione annuale delle emissioni richiede l'inserimento di una frazione di biomassa. Questa frazione sarà semplicemente

² Il fattore di emissione preliminare rappresenta il fattore di emissione se il carbonio da biomassa non è stato calcolato come zero.



calcolata come il rapporto tra “emissioni totali di CO₂ derivanti dall’uso di biomassa (determinate secondo la formula sopra menzionata)” ed “emissioni totali di CO₂ (sommatoria delle emissioni di CO₂ di origine fossile e di quelle derivanti da biomassa)”. Questo rapporto rappresenta la frazione di biomassa che dovrà essere inserita nella sezione 9.1.a.ii del foglio “*D_MisurementBasedApproach*” del modulo.

Si prega di notare che le fasi calcolo per la determinazione delle emissioni di CO₂ da biomassa non devono essere riportate nel modulo a meno che affermato diversamente dalla propria Autorità competente. Tuttavia, si raccomanda di riportare le fasi di calcolo e i parametri utilizzati nella sezione “commenti” per ciascuna fonte di emissione. In ogni caso, questi devono essere resi disponibili al verificatore per la procedura di controllo.

il calcolo delle emissioni da biomassa secondo la metodologia basata su calcoli non dovrebbe essere determinata in nessun caso mediante la definizione di un flusso di fonte specifico ed inserendo di dati significativi nel foglio “*C_SourceStream*” in quanto questo condurrebbe ad un doppio conteggio di emissioni.

1.3 Come devono essere determinati ed inseriti nel modulo della comunicazione annuale delle emissioni i calcoli di convalida per gli approcci basati su misure (CEMS)?

L’articolo 46 del Regolamento afferma che *“il gestore comprova le emissioni determinate mediante una metodologia fondata su misure, ad eccezione delle emissioni di protossido di azoto (N₂O) derivanti dalla produzione di acido nitrico e di gas ad effetto serra trasferiti ad una rete di trasporto o in un sito di stoccaggio, calcolando le emissioni annue di ciascun gas ad effetto serra considerato per le stesse fonti di emissioni e per gli stessi flussi di fonti. Non è necessario adottare metodi fondati su un sistema di livelli”*.

Ciò deve essere inteso come un adempimento necessario per i calcoli di convalida di ciascuna fonte di emissione e flusso di fonti anziché considerare il solo livello dell’impianto. Questi calcoli di convalida non dovrebbero essere fondati su una metodologia fondata su un sistema di livelli. Tuttavia, in molti casi i valori di default o le misure di flussi di fonti saranno rese disponibili. Per tali casi si raccomanda di usare, fin dove possibile, la metodologia standard o la metodologia basata sul bilancio di massa secondo quanto riportato dagli articolo 24 e 25 del Regolamento. L’art. 46 è inoltre supportato dal punto (iii) dell’art. 62 (1) (c) che richiede la revisione interna e la validazione dei dati associati al confronto dei risultati ottenuti dal CEMS e richiede i calcoli di convalida siano corredati da una procedura scritta secondo l’articolo 58 (3) (d). Una sintesi di questa procedura deve essere inclusa nel piano di monitoraggio.

Tuttavia l’allegato X non menziona alcun obbligo di riportare i risultati dei calcoli di convalida nel modulo della comunicazione annuale delle emissioni. Inoltre, il modello fornito dalla Commissione Europea



consente l’inserimento dei risultati corrispondenti, espressi in tonnellate di CO₂ nella sezione 9 nel foglio “D_ MeasurementBasedApproaches”. Anche le fasi di calcolo di convalida non devono essere incluse nel modulo a meno che diversamente stabilito dall’ Autorità Nazionale Competente.

Inoltre, si raccomanda di includere per ciascuna fonte di emissione le fasi di calcolo ed i parametri utilizzati nella comunicazione annuale delle emissioni nella sezione “commenti” o nei documenti esterni di riferimento allegati alla comunicazione contenente quei calcoli.

In ogni caso i calcoli di convalida devono essere resi disponibili al verificatore allo scopo di controllo dei dati secondo l’art. 16 (2) (g) dell’AVR³.

1.4 Come i dati sulla rendicontazione delle emissioni derivanti dal cracking catalitico nelle raffinerie devono essere riportati nella comunicazione annuale delle emissioni?

Si può procedere sia riportando le emissioni secondo una metodologia basata su misure, qualora questa sia applicata, sia inserendo i dati appropriati secondo un bilancio di massa (metodologia basata sul calcolo).

Il cracking catalitico fluido è usato nelle raffinerie per convertire idrocarburi ad elevato punto di ebollizione in prodotti con peso molecolare inferiore ma di maggior valore. Durante la reazione catalitica parte della materia prima contenente carbonio lascia residui di carbonio sul catalizzatore che ne comportano la disattivazione. Pertanto, il catalizzatore deve essere rigenerato bruciando il carbonio depositato con l’utilizzo di aria in un reattore separato, chiamato rigeneratore. Il carbonio presente nel gas effluente derivante da tale rigenerazione viene convertito in CO₂ o già durante la fase rigenerazione o durante la successiva fase di post-combustione.

Per il monitoraggio delle emissioni derivanti dalla rigenerazione del cracker catalitico, la sezione 2 dell'allegato IV afferma che *“in deroga agli articoli 24 e 25, le emissioni derivanti dall’attività di rigenerazione di cracker catalitici, di rigenerazione di altri catalizzatori, e dalle apparecchiature per il coking flessibile sono monitorate determinando il bilancio di massa, tenuto conto dello stato dell’aria in entrata e del gas effluente . Tutto il CO contenuto nel gas effluente è computato come CO₂, applicando il rapporto di massa $tCO_2 = tCO * 1.571$. L’analisi dell’aria in entrata e dei gas effluenti, nonché la scelta dei livelli avvengono secondo le disposizioni di cui agli articoli da 32 a 35. La metodologia specifica di calcolo deve essere approvata dall’Autorità nazionale Competente”*.

³ L’Articolo 16 (2) (g) afferma che *“qualora il gestore applichi una metodologia fondata di cui all’articolo 21, paragrafo 1, del regolamento UE n. 601/2012, i valori misurati utilizzando i risultati dei calcoli effettuati dal gestore ai sensi dell’art. 46 di detto regolamento”*.



Opzione 1 (applicazione del CEMS)

Un modo per rispettare tali criteri può consistere nell'applicazione di sistemi di monitoraggio delle emissioni in continuo (CEMS) seguendo le regole di cui agli articoli da 40 a 46 del Regolamento. Secondo tale metodologia le emissioni devono essere riportate nel foglio “*D_MisurementBasedApproach*” del modulo della comunicazione annuale delle emissioni.

Si sottolinea che il bilancio di massa di cui all'allegato IV, sezione 2 non è un “vero” bilancio di massa così come definito dall'articolo 25, bensì un bilancio di volume del gas effluente, ai sensi dell'articolo 43 (5) (a). Secondo l'allegato IV, sezione 2, la determinazione delle emissioni annue provenienti dalla rigenerazione dei convertitori catalitici durante la fase di craking e i processi di reforming saranno monitorati attraverso un bilancio che tenga dei conto di CO₂, CO, NO_x e SO₂ nel gas effluente derivante dalla rigenerazione e nella quantità d'aria fornita ai sensi dell'articolo 43 (5) (a). Nei processi seguenti, per una conversione completa di CO in CO₂ si assume:

$$E_{total, Coke} = GHG_{Conc} * V_{flue, dry}$$

$$GHG_{conc} = (a_{CO_2} + b_{CO}) * 44/22,4 * 100$$

E_{total Coke} = Emissioni totali di CO₂ derivanti dalla combustione del coke espresse in tonnellate di CO₂;

GHG_{Conc} = concentrazione di gas serra (CO₂) contenuti nei gas effluenti secchi espressi in g/Nm³;

V_{flue, dry} = volume annuale del gas effluente secco, calcolato con l'equazione di seguito indicata, espresso in Nm³;

a_{CO₂} = concentrazione di anidride carbonica misurata nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume;

b_{C_o} = concentrazione di monossido di carbonio misurato nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume.

La portata di volume del gas effluente da usare nell'equazione indicata in alto di solito non viene misurata, per cui deve essere calcolata mediante un bilancio. Nella rigenerazione, il catalizzatore coke-loaded è rigenerato da un'immissione d'aria e tutti i componenti combustibili sono convertiti in CO₂, CO, H₂O, NO_x e SO₂. il calcolo della quantità di gas effluente secco a partire dalla quantità di aria fornita è dato dalla la seguente formula, assumendo un contenuto costante di gas inerte pari al 79.07% del volume:

$$V_{flue, dry} = \frac{79.07}{100 - a_{CO_2} - b_{CO} - c_{O_2} - d_{NO_x} - e_{SO_2}} \cdot V_{air, dry}$$

V_{air, dry} = volume di aria secca fornita misurato in Nm³;

a_{CO₂} = concentrazione di anidride carbonica misurata nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume;



b_{CO} = concentrazione di monossido di carbonio misurato nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume;

c_{O_2} = concentrazione di ossigeno misurato nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume;

d_{NO_x} = concentrazione di ossido di azoto misurato nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume;

e_{SO_2} = concentrazione di anidride solforosa misurata nel gas effluente secco in percentuale rispetto al volume.

Un prerequisito per il bilancio sia verificato è che il coke contenga fortemente qualunque composto azotato o che questi siano convertiti in NO_x (caso più frequente). Inoltre, se NO_x e SO_2 non possono essere determinate singolarmente nel gas effluente ad un costo ragionevole, si dovrebbero assumere delle stime prudenziali per tali concentrazioni.

In qualunque caso, il “bilancio” corretto, secondo le equazioni sopracitate, deve essere svolto al di fuori del Modulo per la comunicazione annuale delle emissioni in un documento separato. Nonostante ciò, si raccomanda di descrivere le fasi di calcolo più rilevanti nella sezione “commenti” del modulo della comunicazione annuale delle emissioni. I valori da inserire nel foglio “*D_MisurementBasedApproach*” del modulo per il calcolo delle emissioni sono:

- **GHG_{Conc}** come la “concentrazione dei gas ad effetto serra (media oraria annua)” indicata nella sezione a), lettera i.;

e

- **V_{flue, dry}** espresso come “flusso di gas effluenti (media oraria annua)” (convertito al flusso medio Nm^3/h) alla lettera a), lettera v.

Opzione 2 (applicazione alternativa del bilancio di massa)

In alternativa, laddove sono applicati altri metodi o standard rispetto a quelli menzionati nell'articolo 42 del Regolamento e soggetti all'approvazione da parte dell' Autorità Competenti, le emissioni possono essere riportate nella comunicazione annuale delle emissioni secondo un bilancio di massa dei flussi di fonti nel foglio “*C_SourceStream*”. Con ciò si assume per esempio che il gas effluente sia un flusso di fonte espresso come quantità annua in kNm^3 con un contenuto di carbonio determinato seguendo le disposizioni degli articoli da 32 a 35.

1.5 Come distinguere i combustibili utilizzati per la sola combustione e quelli utilizzati come input di processo, nella comunicazione annuale delle emissioni?

Ciò può essere fatto selezionando gli appropriati flussi di fonte nel foglio “*B_InstallationDescription*” del modulo della comunicazione annuale di emissioni.



Per alcune attività i combustibili sono utilizzati sia nei processi di combustione che come input di processo, per esempio nella produzione di ammoniaca una parte del gas naturale consumato è bruciato per produrre calore di processo e l'altra parte è immessa nel reattore dello steam reforming, cioè come input di processo. Ai fini d'inventario e per obblighi di comunicazione da parte degli Stati membri ai sensi dell'articolo 21 della direttiva EU ETS, è necessaria una chiara distinzione tra i due tipi di utilizzo del combustibile.

Per rappresentare tali condizioni nella Comunicazione annuale delle emissioni, è possibile selezionare entrambe le tipologie di flussi di fonti dal menù a tendina nella sezione 7.b del foglio "B_InstallationDescription", come illustrato nella schermata di seguito (per esempio gas naturale nella produzione di ammoniaca).

ID	Source stream type	Source stream category	Source stream Name	error
F01	Cement clinker: Kiln input based (Method A)	Raw meal		
F02	Combustion: Other gaseous & liquid fuels	Heavy fuel oil		
F03	Combustion: Other gaseous & liquid fuels	Other gases	Process waste gas	
F04	Iron & steel: Mass balance	Scrap Iron		
F1	Combustion: Other gaseous & liquid fuels	Gaseous - Natural Gas		
F2	Ammonia: Fuel as process input	Gaseous - Natural Gas		
F3	Combustion: Commercial standard fuels			
F4	Combustion: Other gaseous & liquid fuels			
F5	Combustion: Solid fuels			
F6	Combustion: Gas Processing Terminals			
F7	Combustion: Flares			
F8	Combustion: Scrubbing (carbonate)			
F9	Combustion: Scrubbing (gypsum)			
F10	Ammonia: Fuel as process input			
F11				
F12				
F13				
F14				

Il modulo della Comunicazione annuale delle emissioni elencherà entrambe le selezioni come emissioni derivanti da attività di "combustione" nel foglio "I_Summary". Pertanto, ai fini di estrarre i dati delle singole emissioni da combustione e da input di processo, i dati devono essere estratti dal foglio "C_SourceStreams".

Si prega di notare che per una corretta e coerente metodologia di monitoraggio, il piano dovrebbe essere aggiornato in modo da riflettere tale metodologia.

1.6 Come può essere indicato il CO₂ intrinseco trasferito in un impianto o proveniente da un impianto nel modello della Comunicazione annuale delle emissioni?

Gli articoli 3 (40) e 48 del Regolamento concernente il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni (Regolamento), prevedono che qualsiasi contenuto di CO₂ presente in un combustibile è da considerarsi come parte del combustibile ed è da prendere in considerazione nel fattore di emissione



relativo allo specifico combustibile. Inoltre, l'Allegato X, comma 1 (8) (f) del Regolamento, richiede la registrazione delle seguenti informazioni come voci in memoria nella Comunicazione annuale delle emissioni: *“il CO₂ intrinseco trasferito in un impianto o proveniente da un impianto, qualora si applichi l'articolo 48, espresso in t CO₂”*.

Il modulo della comunicazione annuale delle emissioni permette l'ingresso di specifici dati dove il CO₂ intrinseco trasferito tra gli impianti è monitorato da una metodologia fondata su misure. Tuttavia, questo non è l'approccio adottato nella maggior parte dei casi, ad esempio dove il gas di altoforno proveniente da un'acciaiera è trasferito per alimentare centrali elettriche e le emissioni sono in gran parte supportate da una metodologia fondata sul bilancio di massa. Per tale approccio i carburanti contenenti CO₂ intrinseco importato o esportato ad altri impianti è abitualmente un flusso di fonte distinto, con emissioni associate positive per i combustibili in entrata e negative per i combustibili in uscita.

Pertanto, il CO₂ intrinseco trasferito può essere annotato aggiungendo dei commenti appropriati nel campo commenti del foglio "C_SourceStreams" per ciascun flusso di fonte rilevante.

La nota dovrebbe contenere:

- il nome degli impianti riceventi o trasferenti con i relativi codici identificativi

e

- il CO₂ intrinseco ricevuto o trasferito espresso in t CO₂.

1.7 Come possono essere espressi in “1000 Nm³”, invece di “t”, i dati relativi all'attività per i combustibili gassosi nel foglio "C_SourceStreams" del modulo della comunicazione annuale delle emissioni?

Si riporta di seguito la modalità d'inserimento dei dati in “1000 Nm³”⁴.

L'operatore deve selezionare "1000Nm³" dal menu a tendina nella cella relativa al flusso di fonte nel foglio "C_SourceStreams" del modulo della comunicazione annuale delle emissioni. Nel caso del gas naturale, questa procedura è visualizzata nella schermata riportata di seguito.

⁴ Si noti che l'inserimento dei dati come volume (cioè in 1000Nm³) implica che i valori di default del potere calorifero inferiore provenienti dall'allegato VI dell'Regolamento 601/2012/CE non sono più automaticamente visualizzati come livello 1, dal momento che questi sono espressi come valori relativi alla massa e non al volume (ad esempio, 48 Tj/tonn per il gas naturale).



Tier	tier description	Value	error
iii. AD:		1000Nm3	Incomplete!
iv. (prelim) EF:	1000Nm3		Incomplete!
v. NCV:	GJ10		Incomplete!
vi. OxF:			Incomplete!
vii. ConvF:			
viii. CarbC:			
ix. BioC:			
x. non-sust. BioC:			

1.8 Come viene resa obbligatoria la comunicazione del CRF (Formato comune per la trasmissione delle relazioni), dall’Autorità Competente, nella Comunicazione annuale delle Emissioni?

La domanda era di pertinenza dell’ANC. Si segnala che, poiché è stata apportata tale modifica al modulo, deve essere utilizzata la nuova versione del modulo per la comunicazione delle emissioni relative all’anno 2015.

1.9 Come sono riportate le categorie rilevanti CFR (Formato comune per la trasmissione delle relazioni) nella sezione 6 del foglio “B_InstallationDescription” della Comunicazione annuale delle Emissioni?

L’articolo 73 del Regolamento, richiede che “ciascuna attività elencata nell’allegato I della direttiva 2003/87/CE svolta da un gestore o da un operatore aereo è identificata, se del caso, per mezzo dei codici previsti dai seguenti sistemi di comunicazione: a) il formato comune per la trasmissione delle relazioni (Common Reporting Format) per gli inventari nazionali dei gas ad effetto serra approvato dagli organi competenti della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici;...”.

Ciò si riscontra nella sezione 6 del modulo della comunicazione annuale delle emissioni. Per segnalare emissioni annue il modulo aggiornato (a seguito dell’approvazione delle modifiche da parte della Commissione nel dicembre 2015) si basa sulle linee guida IPCC del 2006 per la comunicazione dei CRF.

Indicazioni su come trovare le categorie appropriate per energia (categoria 1) ed emissioni di processo (categoria 2) si possono trovare sul sito web dell’IPCC. Si prega di assicurarsi che la segnalazione è coerente con la segnalazione delle attività economiche (ad esempio codici NACE) e gli altri obblighi di comunicazione per le statistiche nazionali.



1.10 Sono da monitorare e comunicare anche le emissioni derivanti dal carbonio non derivante da carbonati (as esempio urea) e se sì, come?

Sì, queste emissioni devono essere monitorate e comunicate. Anche se il Regolamento parla solo di materiale di processo per la desolfurazione dei gas di combustione, cioè carbonati in ingresso e gesso in uscita, secondo la Direttiva EU ETS qualsiasi tipo di materiale contenente carbonio utilizzato per la depurazione dei fumi/lavaggio dei gas di scarico deve essere considerato come parte della combustione, cioè deve essere monitorato e segnalato. Articolo 3 (t), della direttiva EU ETS recita: *“«combustione», l’ossidazione di combustibili, indipendentemente dall’impiego che viene fatto dell’energia termica, elettrica o meccanica prodotte in tale processo, e altre attività direttamente connesse, compreso il lavaggio dei gas di scarico”;*

Il Documento di orientamento per l'interpretazione dell'allegato I è esplicito, infatti, la guida a pagina 9 afferma: *"Questo chiarisce che le emissioni di processo possono verificarsi nell'ambito delle attività di combustione, specialmente le emissioni di CO₂ da desolfurazione, dalle unità di riduzione (ad esempio, quando l'urea viene utilizzata come riducente) etc. "*

Il monitoraggio e la comunicazione di tali emissioni di processo non derivanti da carbonati, tuttavia, dovrebbero seguire gli stessi approcci e applicare gli stessi requisiti di livello come le emissioni di processo derivanti da carbonati.

Come dovrebbe essere riportato nella comunicazione annuale delle emissioni il consumo di urea?

Per i motivi di cui sopra e, anche se l'urea non è esplicitamente elencata nel Regolamento o nel modulo della comunicazione annuale delle emissioni come materiale di lavaggio dei gas di scarico, è più appropriato inserirlo nella comunicazione annuale delle emissioni in una tipologia simile, come ad esempio per il calcare utilizzato per il lavaggio dei gas di scarico. Questo risultato è ottenuto selezionando *“Combustione: Lavaggio (scrubbing) - (carbonato)” - “Materiale – Altri materiali” - “Urea”*, nella sezione 7 (b) del foglio *“B_InstallationDescription”*:

ID	Source stream type	Source stream category	Source stream Name	error
F1	Combustion: Scrubbing (carbonate)	Material - Other materials	Urea	

Nella cella corrispondente ai flussi di fonte nel foglio *“C_SourceStream”*, devono essere inseriti i dati relativi alle attività e ai fattori di emissione. Come indicato nell'allegato IV, sezione 1 (C) del Regolamento, il fattore di emissione relativo ai materiali in ingresso per il lavaggio dei gas di scarico deve essere determinato



applicando il metodo A, vale a dire sulla base di rapporti stechiometrici (0.7328 t CO₂ / t urea⁵) e sulla quantità di urea nel materiale in ingresso da determinare usando le guide sulle migliori pratiche industriali.

1	F1. Material - Other materials; Urea				Process Emissions	CO2 fossil: 513,0 t CO2e
	Combustion: Scrubbing (carbonate)					CO2 bio: 0,0 t CO2e
Detailed instructions for data entries in this tool can be found at the top of this sheet.						
i. AD:	Is AD based on aggregation of metering of quantities (i.e. not on continuous metering)?					WAHR
ii. AD:	Open:	2.000,00	Close:	2.100,00	Import:	800,00
					Export:	0,00
iii. AD:	Tier	tier description	Unit	Value	error	
	1	± 7,5%	t	700,00		
iv. (prelim) EF:	1	Type I & best practice	tCO2/t	0,73		
v. NCV:						
vi. OxF:						
vii. ConvF:						
viii. CarbC:						
ix. BioC:						
x. non-sust. BioC:						
Tiers valid from:			until:		Waste catalogue number (if relevant):	
						ID that has been used in the monitoring plan for this source stream:
Comments:						

1.11 Come possono essere considerati i combustibili aggiuntivi come combustibili commerciali standard e come si qualificano in quanto tali?

La domanda era di pertinenza dell'ANC che ha provveduto ad aggiornare la lista.

⁵ Si noti che per il fattore di emissione il modulo permette di visualizzare solo due cifre decimali dopo la virgola. Tuttavia, il calcolo delle emissioni avviene utilizzando la stessa accuratezza con cui il dato è inserito (in questo caso sono quattro cifre in 0,7328 tCO2/turea).