



## COMISIA EUROPEANĂ

DIRECTORATUL GENERAL

ACȚIUNE CLIMATICĂ

Directoratul B – Piețe de carbon și Mobilitate curată

Unitatea B.2 – ETS(II): Implementare, Suport politici și Registrul ETS

# Document Orientativ

## Regulamentul de monitorizare și raportare – Orientări generale privind instalațiile

### Document de orientare RMR nr. 1, versiune actualizată, finalizată în 10 februarie 2022

Acest document face parte dintr-o serie de documente furnizate de serviciile Comisiei pentru a sprijini implementarea „Regulamentului de monitorizare și raportare („RMR”)”. O nouă versiune a RMR a fost dezvoltată pentru utilizare în a patra perioadă a EU ETS, și anume Regulamentul de punere în aplicare al Comisiei (UE) 2018/2066 din 19 decembrie 2018 în versiunea actuală<sup>1</sup>.

Orientările reprezintă punctul de vedere al serviciilor Comisiei la momentul publicării. Nu este obligatoriu din punct de vedere juridic.

Acest document de orientare ia în considerare discuțiile din cadrul reuniunilor Grupului de lucru tehnic informal privind MRVA (Monitorizare, Raportare, Verificare și Acreditare) din cadrul Grupului de Lucru III (WGIII) al Comitetului privind schimbările climatice (CCC), precum și comentarii scrise primite de la părțile interesate și experți din statele membre<sup>2</sup>. Acest document de orientare a fost aprobat de reprezentanții statelor membre din Comitetul privind schimbări climatice prin procedură scrisă încheiată în 7 februarie 2022.

Toate documentele de orientare și formularele pot fi descărcate din secțiunea documente de pe site-ului web al Comisiei, la următoarea adresă: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions_en)

<sup>1</sup> Actualizat prin Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2020/2085 al Comisiei din 14 decembrie 2020 de modificare și corectare a Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2018/2066 privind monitorizarea și raportarea emisii de gaze cu efect de seră în conformitate cu Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului; RMR consolidat poate fi găsit la următorul link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02018R2066-20210101>. Notă: unele amendamente la RMR vor începe să se aplice la 1 ianuarie 2022 (a se vedea secțiunea 1.2 „Ce este nou în RMR”), acestea nu apar în versiunea consolidată în 2021.

<sup>2</sup> „Statele membre” în acest document înseamnă toate țările care aplică EU ETS, adică cele 27 de state membre ale UE plus țările EFTA Norvegia, Islanda și Liechtenstein.

## Istoricul versiunilor:

<b>Data</b>	<b>Stadiul versiunii</b>	<b>Observații</b>
16 iulie 2012	publicat	Aprobat de CCC pe 11 iulie 2012
27 noiembrie 2017	republicat	Actualizări minore ținând cont de actualizările generale ale MRVA sau documentelor de orientare; Hyperlinkurile au fost actualizate
10 februarie 2022	republicat	Revizuire majoră: trecerea de la RMR 2012 la RMR 2018, inclusiv revizuirea sa în 2020, adică revizuirea pentru utilizare în perioada a patra a EU ETS; Întrebări frecvente incluse; îndrumări privind criteriile RED II incluse
31 ianuarie 2023		Alinierea secțiunilor legate de biomasă cu GD 3 recent publicat; corectii minore

# CUPRINS

<b>1</b>	<b>SUMAR .....</b>	<b>6</b>
1.1	De unde ar trebui să încep să citesc? .....	6
1.2	Ce este nou în MRR? .....	7
<b>2</b>	<b>INTRODUCERE .....</b>	<b>9</b>
2.1	Despre acest document .....	9
2.2	Cum se utilizează acest document .....	9
2.3	Unde se găsesc informații suplimentare .....	10
<b>3</b>	<b>CICLUL DE CONFORMARE EU ETS .....</b>	<b>13</b>
3.1	Importanța MRV în cadrul EU ETS .....	13
3.2	Viziune de ansamblu asupra ciclului de conformare .....	14
3.3	Importanța planului de monitorizare .....	16
3.4	Etape și termene limită .....	17
3.4.1.	Ciclul anual de conformare .....	17
3.4.2.	Pregătirea unei noi perioade de comercializare .....	19
3.5	Roluri și responsabilități .....	20
<b>4</b>	<b>CONCEPTE ȘI ABORDĂRI .....</b>	<b>21</b>
4.1	Principii de bază .....	21
4.2	Fluxuri sursă, surse de emisie și termeni aferenți .....	23
4.3	Metode de monitorizare .....	24
4.3.1.	Metoda standard .....	25
4.3.2.	Metoda bilanțului masic .....	28
4.3.3.	Metode bazate pe măsurare .....	30
4.3.4.	Metoda alternativă .....	31
4.3.5.	Combinății de abordări .....	32
4.4	Clasificarea instalațiilor, a surselor de emisii și a fluxurilor sursă ....	33
4.4.1.	Categoriile de instalații .....	33
4.4.2.	Instalații cu emisii reduse .....	35
4.4.3.	Fluxuri sursă .....	35
4.4.4.	Surse de emisii .....	37
4.5	Sistemul bazat pe niveluri .....	37
4.6	Motive de derogare .....	38
4.6.1.	Costuri nerezonabile .....	39
4.7	Incertitudinea .....	41
<b>5</b>	<b>PLANUL DE MONITORIZARE .....</b>	<b>43</b>
5.1	Dezvoltarea planului de monitorizare .....	43
5.2	Selectarea nivelului corect .....	46
5.3	Evaluarea incertitudinii ca document justificativ .....	50

5.3.1.	Cerințe generale .....	50
5.3.2.	Simplificări.....	51
5.3.3.	Îndrumări suplimentare .....	52
<b>5.4</b>	<b>Proceduri și planul de monitorizare .....</b>	<b>52</b>
<b>5.5</b>	<b>Flux de date și sistem de control.....</b>	<b>56</b>
<b>5.6</b>	<b>Actualizarea planului de monitorizare .....</b>	<b>58</b>
5.6.1.	Modificări semnificative.....	59
5.6.2.	Actualizări ne semnificative ale planului de monitorizare .....	60
<b>5.7</b>	<b>Principiul îmbunătățirii.....</b>	<b>61</b>
<b>6</b>	<b>METODE BAZATE PE CALCUL .....</b>	<b>63</b>
<b>6.1</b>	<b>Monitorizarea datelor de activitate .....</b>	<b>63</b>
6.1.1.	Definițiile nivelurilor.....	63
6.1.2.	Elemente relevante ale planului de monitorizare .....	64
<b>6.2</b>	<b>Parametri de calcul – Principii .....</b>	<b>67</b>
6.2.1.	Valori implicite.....	68
6.2.2.	Analize de laborator.....	71
<b>6.3</b>	<b>Parametri de calcul – Cerințe specifice .....</b>	<b>72</b>
6.3.1.	Factor de emisie .....	73
6.3.2.	Puterea calorifică netă PCN (NCV) .....	74
6.3.3.	Factor de oxidare și factor de conversie.....	74
6.3.4.	Conținutul de carbon în cazul bilanțurilor masice .....	75
6.3.5.	Fracțiunea de biomasă .....	75
6.3.6.	Aplicabilitatea criteriilor RED II .....	76
6.3.7.	Reguli speciale pentru biogaz.....	80
6.3.8.	Reguli speciale pentru materiale mixte de proces.....	81
<b>6.4</b>	<b>Emisii de PFC.....</b>	<b>81</b>
<b>7</b>	<b>ABORDĂRI SIMPLIFICATE .....</b>	<b>82</b>
<b>7.1</b>	<b>Instalații cu emisii reduse .....</b>	<b>82</b>
<b>7.2</b>	<b>Alte instalații „simple“ .....</b>	<b>83</b>
7.2.1.	Abordare practică a simplificărilor .....	84
7.2.2.	Determinarea domeniului de aplicare a metodelor simplificate .....	85
<b>8</b>	<b>CEMS .....</b>	<b>87</b>
<b>8.1</b>	<b>Cerințe generale.....</b>	<b>87</b>
<b>8.2</b>	<b>Emisii de N<sub>2</sub>O .....</b>	<b>89</b>
<b>8.3</b>	<b>CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O și CCS transferat / inerent .....</b>	<b>90</b>
8.3.1.	CO <sub>2</sub> și CCS transferat.....	90
8.3.2.	N <sub>2</sub> O transferat .....	92
8.3.3.	CO <sub>2</sub> inerent .....	92
<b>9</b>	<b>ANEXA I.....</b>	<b>93</b>
<b>9.1</b>	<b>Acronime .....</b>	<b>93</b>
<b>9.2</b>	<b>Texte legislative .....</b>	<b>94</b>

<b>10</b>	<b>ANEXA II – ÎNTREBĂRI FRECVENTE ȘI RĂSPUNSURI (FAQS)</b> .....	<b>95</b>
10.1	Ce tipuri de costuri sunt incluse în sau excluse din determinarea costurilor nerezonabile? .....	95
10.2	Este posibil să se aplice metoda bilanțului masic pentru activitățile pentru care RMR nu permite în mod explicit aplicarea metodei bilanțului masic?.....	96
10.3	Cum se determină costurile nerezonabile când se aplică metoda de monitorizare fără niveluri (metoda alternativă) pentru datele de activitate? .....	97
10.4	În ce măsură sunt diferite cerințele privind niveluri pentru fluxurile de sursă minore de cele față de fluxurile de sursă majore? .....	99
10.5	Este posibil să se aplice nivelul 2a pentru puterea calorifică netă (PCN) și nivelul 2b pentru factorul de emisie (FE) sau invers pentru același combustibil? .....	100
10.6	Ce înseamnă „eforturi suplimentare“ în cazul surselor de minimis pentru instalațiile cu emisii reduse?.....	101
10.7	Cum se determină factorul de oxidare luând în considerare conținutul de carbon al cenușii?.....	102
10.8	Cum se calculează emisiile dacă factorul de emisie (FE) și puterea calorifică netă (PCN) se bazează pe analize de lot? .....	104
10.9	Aplicarea art. 31(4); clarificări despre cum se aplică regula 1%.....	105
10.10	Articolul 26(3): Ce înseamnă o estimare conservativă în practică, cum arată? Sunt cifre generice care ar putea fi utilizate, de exemplu emisiile de la un generator de rezervă tipic diesel? .....	106
10.11	Trebuie ca operatorul unei instalații cu emisii reduse să transmită rapoartele de îmbunătățire? .....	106
10.12	Determinarea costurilor nerezonabile necesită utilizarea unei perioade de armonizare? Cum se determină și cum ar trebui furnizate dovezile?.....	107
10.13	Emisiile de CO <sub>2</sub> rezultate din purificarea gazele naturale trebuie monitorizate și raportate?.....	107
10.14	Combustibilii depozitați în butelii de gaz sub presiune (de ex. propan, acetilenă etc.) și utilizați pentru anumite etape ale proceselor din cadrul instalației trebuie monitorizați și raportați? .....	108
10.15	Fluxurile de sursă ne semnificative (ex. Cu o singură cifră pentru emisiile anuale) și sursele mobile trebuie să fie acoperite de planul de monitorizare? .....	108
10.16	Care este diferența dintre facke și unitățile de post-combustie? .....	109
10.17	Cum se raportează emisiile din materialele mixte (fossil-biomasa)...	110

# 1 SUMAR

Monitorizarea și raportarea emisiilor reprezintă o piatră de temelie a EU ETS<sup>3</sup> (Sistemul de comercializare a certificatelor de emisii al Uniunii Europene). În urma revizuirilor EU ETS, Directivele din 2009 și 2018, au fost actualizate regulile de monitorizare și raportare stabilite sub forma unui regulament UE (Regulamentul de monitorizare și raportare, denumit în continuare „RMR”). Totodată, a fost stabilit un Regulament de verificare a emisiilor și acreditarea verificatorilor („RVA”). În 2018 ambele Regulamente au fost revizuite și republicate. O nouă revizuire a avut loc în 2020. Acest document de orientare se bazează pe aceste noi Regulamente, ca urmare a revizuirilor din 2018 și 2020.

Acest document de orientare face parte dintr-o serie de documente de orientare și formate electronice furnizate de serviciile Comisiei pentru a sprijini punerea în aplicare armonizată la nivelul UE a RMR. Acesta oferă o introducere în sistemul de conformare al EU ETS, conceptele utilizate pentru monitorizarea și raportarea pentru instalațiile staționare, apoi o descriere mai detaliată a cerințelor prevăzute în RMR pentru posibilele abordări de monitorizare. Acest ghid nu se adaugă la cerințele obligatorii ale RMR, dar are ca scop să ajute la o interpretare mai corectă și să faciliteze implementarea.

Prezentul document de orientare reprezintă punctul de vedere al serviciilor Comisiei la momentul publicării. Nu este obligatoriu din punct de vedere juridic.



Rețineți că prezentul document nu acoperă cerințele pentru operatorii de aeronave. Operatorii de aeronave aflați în căutarea unor orientări privind monitorizarea și raportarea sub EU ETS sunt invitați să consulte documentul de orientare nr. 2

## 1.1 De unde ar trebui să încep să citesc?

Prezentul document a fost dezvoltat pentru a îndruma cititorii care sunt noi în problematica EU ETS dar și pentru cei care sunt deja familiarizați cu EU ETS. Cei din grupul din urmă ar trebui să acorde atenție în special secțiunilor care sunt marcate cu pictograma<sup>4</sup> *Nou!* pe parcursul documentului (pentru o listă a simbolurilor de ghidare vezi secțiunea 2.2). Secțiunea 1.2 din acest sumar va servi drept punct de plecare util.

Cititori cu puțină experiență în domeniul EU ETS și MRV (Monitorizare, Raportare și Verificare) ar trebui să citească în special capitolul 3 (despre ciclul de conformare EU ETS) și capitolul 4 (concepte și abordări). Toți cititorii care trebuie să monitorizeze o instalație și, prin urmare, trebuie să dezvolte (sau să actualizeze) un plan de monitorizare, sunt sfătuiți să verifice capitolul 5 despre planurile de monitorizare. În funcție de abordările de monitorizare relevante pentru instalația care trebuie monitorizată, capitolul 6 (metode bazate pe calcul) și 8 (metode bazate pe măsurători) oferă o perspectivă valoroasă asupra detaliilor cerințelor RMR pentru aceste abordări.

<sup>3</sup> Pentru o explicație a acronimelor și pentru referințe ale textelor legislative vă rugăm să consultați anexa la acest document

<sup>4</sup> În versiunea originală a acestui document, pictograma *Nou!* a fost folosită pentru evidențierea elementelor care au fost noi în comparație cu a doua perioadă a EU ETS. În această versiune, totuși, pictograma indică modificări între perioadele 3 și 4.

RMR a pus un accent considerabil pe simplificarea monitorizării oriunde acest lucru este posibil din motive de rentabilitate fără a compromite robustețea monitorizării. Operatorii care caută astfel de opțiuni sunt sfătuiți să urmărească pictograma „simplificat!”

Simplificat!

Operatorii instalațiilor cu emisii reduse (pentru definiție a se vedea secțiunea 4.4.2) ar trebui să caute pictograma „mic” (small), și în special la secțiunea 7.1. În cele din urmă, RMR oferă statelor membre opțiunea de a utiliza formatele standardizate și simplificate de plan de monitorizare. Această opțiune este discutată în detaliu în secțiunea 7.2 din acest document.



## 1.2 Ce este nou în MRR?

**NOU!**

RMR a fost revizuit pentru perioada a 4-a EU ETS (începând cu 1 ianuarie 2021) luând în considerare discuțiile ample cu statele membre, adunând acestora experiența din timpul perioadei a 3-a. Pot fi evidențiate următoarele elemente principale:

- Îmbunătățiri ale formulării în general, cu scopul de a face RMR mai ușor de citit și de utilizat, dar și pentru a-l face mai clar din punct de vedere juridic și de a corecta unele fraze inconsecvente sau incomplete;
- O mai bună aliniere cu alte acte normative, în special cu RVA și cu regulile de alocare gratuită (FAR<sup>5</sup> și ALCR<sup>6</sup>), de exemplu, prin eliminarea articolului 12 alineatul (3);
- Mai multă claritate cu privire la domeniul de aplicare al emisiilor de proces în ceea ce privește acoperirea materialelor organice sau mixte (anorganice (carbonate) și organice), inclusiv uree pentru epurarea gazelor de ardere;
- Câteva simplificări ale sistemului de niveluri, de exemplu:
  - Valorile garantate de furnizor sunt conforme cu nivelul 2a în loc de nivelul anterior 1 (Articolul 31 litera (d));
  - Autoritățile competente pot accepta valori stoechiometrice ca îndeplinind cerințele nivelului 3 pentru substanțele chimice pure;
- O aliniere mai bună între metodele bazate pe calcul și cele prin măsurare;
- Mai multă claritate în ceea ce privește ierarhia nivelurilor și mai multă flexibilitate pentru determinarea fracțiunii de biomasă a combustibililor și materialelor (mixte);
- Ajustarea regulilor referitoare la tratarea CO<sub>2</sub> inerent și (pur) „CO<sub>2</sub> transferat”, inclusiv regula conform căreia CO<sub>2</sub> legat chimic în PCC (carbonat de calciu precipitat) este considerat neemis;
- Adăugarea regulilor pentru transferul de N<sub>2</sub>O între instalații;
- Articolul 68 (forța majoră) a fost eliminat, întrucât nu mai este relevant;

<sup>5</sup> Regulile de alocare gratuită (Regulamentul delegat (UE) 2019/331 al Comisiei din 19 decembrie 2018 de stabilire a normelor tranzitorii pentru întreaga Uniune privind alocarea armonizată și cu titlu gratuit a certificatelor de emisii în temeiul articolului 10a din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului)

<sup>6</sup> Regulamentul privind modificările nivelului de alocare (Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2019/1842 al Comisiei din 31 octombrie 2019 de stabilire a normelor de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește noi modalități de ajustare a alocării cu titlu gratuit a cotelor de emisii din cauza modificării nivelului de activitate)



- Clarificarea monitorizării emisiilor provenite din epurarea gazelor de ardere și unele aspecte minore din regulile specifice sectorului din anexa IV.

Au existat, de asemenea, câteva modificări relevante pentru operatorii de aeronave în scopul de aliniere a cerințelor EU ETS la normele pentru CORSIA<sup>7</sup>, acolo unde este relevant și util. Aceste modificări sunt prezentate în Documentul de orientare nr. 2.

A doua revizuire s-a concentrat pe:

- **Alinierea cerințelor Directivei privind energia din surse regenerabile (RED II)<sup>8</sup> cu RMR privind criteriile de durabilitate și de reducere a gazelor cu efect de seră pentru biomasă;**



**Rețineți că aceste aliniamente se vor aplica numai de la 1 ianuarie 2022**, în scopul de a acorda timp suficient statelor membre pentru transpunerea RED II în legislația națională (până la 30 iunie 2021) și să aplice aceleași reguli pe durata întregului an de raportare, care este un an calendaristic în EU ETS. Acest lucru are, de asemenea, scopul de a evita o implementare nearmonizată a EU ETS în întreaga UE.

- Determinarea biogazului alimentat și utilizat dintr-o rețea de gaze naturale (și o abordare similară pentru biocarburanții utilizați pentru aviație);
- O tratare mai bună a materialelor care conțin atât forme de carbon anorganice (carbonat) cât și alte forme de carbon;
- Unele corecții minore tehnice sau legate de limbaj;
- Introducerea valorilor GWP (Global Warming Potential) în conformitate cu al cincilea raport de evaluare al IPCC (AR5).



Notă: unele numere de articole s-au schimbat între „vechiul” (2012/601) și „noul” (2018/2066) RMR. **Tabelul de corelare de mai jos (preluat din anexa XI se aplică noului RMR). În acest document de orientare, toate numerele articolelor RMR se referă la „noul RMR” (Regulamentul (UE) 2018/2066, inclusiv modificările sale din 2020).**

Tabelul 1: Tabel de corespondență între „vechiul” (2012) și „noul” (2018) RMR

Regulamentul Comisiei (UE) nr. 601/2012	Regulamentul de implementare al Comisiei (UE) nr. 2018/2066
Articolul 1 până la 49	Articolele 1 până la 49
-	Articolul 50
Articolul 50 până la 67	Articolele 51 până la 68
Articolul 68	-
Articolul 69 până la 75	Articolele 69 până la 75
-	Articolul 76
Articolul 76 până la 77	Articolele 77 până la 78
Anexa I până la X	Anexele I până la X
-	Anexa XI

<sup>7</sup> „Schema de atenuare și reducere a carbonului din aviația internațională” a OACI.

<sup>8</sup> Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare)



## 2 INTRODUCERE

### 2.1 Despre acest document

Acest document a fost elaborat pentru a sprijini RMR (Regulamentul de Monitorizare și Raportare), prin explicarea cerințelor sale într-un limbaj nelegislativ. Pentru unele aspecte tehnice mai specifice, sunt disponibile documente de orientare suplimentare<sup>9</sup>. Setul de documente de orientare este completat de formatele electronice<sup>10</sup> pentru informațiile care urmează să fie transmise de către operatori autorității competente. Cu toate acestea, trebuie amintit întotdeauna că doar Regulamentul este calea legală.

Acest document interpretează Regulamentul în legătură cu cerințele pentru instalații. Se bazează pe îndrumări anterioare, precum și pe cele mai bune practici identificate în perioadele anterioare ale EU ETS. De asemenea, ia în considerare contribuția valoroasă din grupul de acțiune (task force) pentru monitorizare și raportare stabilit în cadrul Forumului de conformitate cu EU ETS și din Grupul de lucru tehnic informal pentru monitorizare, raportare, verificare și acreditare (TWG privind MRVA) a experților din statele membre, înființați în cadrul Grupului de lucru 3 (WG III) al Comitetului pentru schimbări climatice (CCC).

### 2.2 Cum se utilizează acest document

În cazul în care numerele de articole sunt date în acest document fără specificații suplimentare, se referă întotdeauna la RMR în versiunea sa actuală<sup>11</sup>. Pentru acronime, referințe la texte legislative și link-uri către alte documente importante, vă rugăm să consultați Anexa.

Acest document se referă doar la emisiile generate începând din anul 2021 (cu excepția aspectelor legate de biomasă, care se vor aplica integral abia din 2022, vezi secțiunea 6.3.6). Pictograma **NOU!** (cum ar fi pe margine aici) indică locul în care au avut loc modificări ale cerințelor în comparație cu RMR 2012.

Acest simbol indică informații importante pentru operatori, verificatori și autorități competente.

Acest indicator este folosit acolo unde au apărut simplificări semnificative ale cerințelor generale ale RMR.

Acest simbol indică informații importante pentru operatori, verificatori și autorități competente.

Simbolul instalații mici (small) este folosit pentru a ghida cititorul către subiecte care sunt aplicabile pentru instalațiile cu emisii reduse.

Simbolul instrumente îi spune cititorului că alte documente, formate sau instrumente electronice sunt disponibile din alte surse.

**NOU!**



Simplificat!



<sup>9</sup> Vezi secțiunea 2.3

<sup>10</sup> Rețineți că statele membre își pot defini propriile formate, care trebuie să conțină cel puțin aceleași informații ca formatele Comisiei.

<sup>11</sup> Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2018/2066; RMR consolidat poate fi găsit aici: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2018/2066>



Simbolul cărții indică exemplele date pentru subiectele discutate în textul respectiv.

## 2.3 Unde se găsesc informații suplimentare

Toate documentele de orientare și formatele furnizate de Comisie pentru RMR și RVA pot fi descărcate de pe site-ul web al Comisiei la următoarea adresă:



[https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions\\_en#tab-0-1](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions_en#tab-0-1)

Sunt furnizate următoarele **documente**<sup>12</sup>:

- "Ghiduri rapide" ca introducere în documentele de orientare de mai jos. Separat documentele sunt disponibile pentru fiecare public:
  - Operatori și instalații staționare;
  - Operatori de aeronave;
  - Autorități competente;
  - Verificatori;
  - Organisme naționale de acreditare.
- Documentul de orientare nr. 1 (acest document): „Regulamentul privind monitorizarea și raportarea – Orientări generale privind instalațiile”.
  - Un exemplu de plan de monitorizare simplificat, în conformitate cu articolul 13 din RMR.
- Documentul de orientare nr. 2: „Regulamentul privind monitorizarea și raportarea – Orientări generale pentru operatorii de aeronave”. Acest document conturează principiile și abordările de monitorizare ale RMR relevante pentru sectorul aviației. De asemenea, include îndrumări privind tratarea biomasei în sectorul aviației, făcându-l un document de orientare autonom pentru operatorii de aeronave.
- Documentul de orientare nr. 3: „Probleme legate de biomasă în EU ETS”: Acest document prezintă aplicarea criteriilor de durabilitate pentru biomasă, precum și cerințele articolelor 38 și 39 din RMR. Acest document este relevant pentru operatorii instalațiilor și util ca informații de bază pentru operatorii de aeronave.
- Documentul de orientare nr. 4: „Orientări privind evaluarea incertitudinii”. Acest document pentru instalații oferă informații privind evaluarea incertitudinii asociate cu echipamentele de măsurare utilizate și, astfel, ajută operatorul să determine dacă poate respecta cerințele specifice nivelurilor.
  - Documentul de orientare nr. 4a: „Exemplu de evaluare a incertitudinii”. Acest document conține îndrumări suplimentare și oferă exemple pentru efectuarea evaluării incertitudinii și modul de demonstrare a conformității cu cerințele nivelurilor.

<sup>12</sup> Această listă reflectă starea la momentul elaborării acestui document de orientare actualizat. Alte documente pot fi adăugate mai târziu.

- Documentul de orientare nr. 5: „Orientări generale pentru Prelevarea probelor și Analize” (doar pentru instalații). Acest document tratează criteriile pentru utilizarea laboratoarelor neacreditate, dezvoltarea unui plan de eșantionare și diverse alte probleme conexe privind monitorizarea emisiilor în EU ETS.
  - Documentul de orientare nr. 5a: „Exemplu de plan de eșantionare”. Acest document oferă un exemplu de plan de eșantionare pentru o instalație.
- Documentul de orientare nr. 6: „Activități privind fluxul de date și sistemul de control”. Acest document discută posibilitățile de a descrie activitățile fluxului de date pentru monitorizare în EU ETS, evaluarea riscurilor ca parte a sistemului de control și exemple ale activităților de control.
  - Documentul de orientare nr. 6a: „Activități de evaluare și control a riscurilor – exemple”. Acest document oferă îndrumări suplimentare și un exemplu pentru evaluarea riscurilor.
- Documentul de orientare nr. 7: „Sisteme de monitorizare continuă a emisiilor (CEMS)”. Acest document oferă informații despre aplicarea abordărilor bazate pe măsurare în care emisiile de GES sunt măsurate direct în coș, și astfel ajută operatorul să determine ce tip de echipament trebuie să fie utilizat și dacă poate respecta cerințele specifice nivelurilor.
- Document de orientare nr. 8: „Inspekția EU ETS”: Destinat autorităților competente, acest document subliniază rolul inspekțiilor AC pentru consolidarea sistemului MRVA al EU ETS.

În plus, Comisia furnizează următoarele **formate electronice**:

- Formatul nr. 1: Plan de monitorizare a emisiilor pentru instalații staționare
- Formatul nr. 2: Plan de monitorizare a emisiilor pentru operatorii de aeronave
- Formatul nr. 3: Plan de monitorizare a datelor tonă-kilometru ale operatorilor de aeronave
- Formatul nr. 4: Raportarea anuală a emisiilor pentru instalații staționare
- Formatul nr. 5: Raportarea anuală a emisiilor pentru operatorii de aeronave
- Formatul nr. 6: Raportul date tonă-kilometru pentru operatorii de aeronave
- Formatul nr. 7: Raportul de îmbunătățire pentru instalațiile staționare
- Formatul nr. 8: Raportul de îmbunătățire pentru operatorii de aeronave

În plus, există următoarele **instrumente** disponibile pentru operatori:

- Instrument pentru deetrmnarea costurilor nerezonabile
- Instrument pentru evaluarea incertitudinii
- Instrument pentru frecvența analizelor
- Instrument pentru evaluarea riscurilor.

Sunt disponibile pentru operatori următoarele **materiale de instruire RMR**:

- Foaia de parcurs prin documentele de orientare M&R
- Evaluarea incertitudinii
- Costuri nerezonabile
- Planuri de eșantionare

- Date lipsă
- Testul Round Robin



Pe lângă aceste documente dedicate RMR, un set separat de documente de orientare pe RVA sunt disponibile la aceeași adresă. În plus, Comisia a oferit orientări cu privire la domeniul de aplicare al EU ETS care ar trebui să fie consultat pentru a decide dacă ar trebui inclusă o instalație sau o parte a acesteia în EU ETS. Acest ghid este disponibil la adresa:

[https://ec.europa.eu/clima/system/files/2016-11/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/system/files/2016-11/guidance_interpretation_en.pdf).

#### **Monitorizarea în scopul alocării gratuite:**



Pentru perioada a 4-a a EU ETS, regulile pentru determinarea cantității de certificate alocate cu titlu gratuit în conformitate cu articolul 10a din Directiva EU ETS necesită, de asemenea, monitorizarea și raportarea datelor aferente instalației. Aceste reguli se bazează într-o oarecare măsură pe RMR, dar sunt implicate alte seturi de date (cum ar fi date privind nivelul de activitate al subinstalației și „emisii atribuite”), iar monitorizarea și raportarea este separată<sup>13</sup>. Documentele de orientare și formatele relevante sunt prezentate pe site-ul Comisiei:

[https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation_en)

În ceea ce privește monitorizarea, „Orientările privind monitorizarea și raportarea în relație cu Regulile de alocare gratuită (GD5)” este cel mai relevant și „Verificarea rapoartelor privind datele de referință FAR și validarea planurilor metodologice de monitorizare (GD4)” pentru verificarea rapoartelor relevante.

Toată legislația UE poate fi găsită pe EUR-Lex: <http://eur-lex.europa.eu/>

Cele mai importante acte legislative sunt, de asemenea, enumerate în Anexa acestui document.



De asemenea, **autoritățile competente** din statele membre pot oferi îndrumări utile pe propriile lor site-uri web. Operatorii instalațiilor ar trebui să verifice în special dacă autoritatea competentă organizează grupuri de lucru, furnizează documente de tipul întrebări frecvente și răspunsuri, birouri de asistență etc.

<sup>13</sup> Pe lângă planul de monitorizare din cadrul RMR, este necesar și PMM (Plan metodologic de monitorizare). Mai multe alte tipuri de rapoarte sunt relevante: un „Raport privind datele referință” (BDR) la fiecare 5 ani pentru calcularea alocării gratuite, un raport anual „ALC” (Raport privind nivelul de activitate - Allocation Level Change), iar în cazul instalațiilor nou intrate, un „raport de date pentru nou intranți” – toate acestea trebuie verificate în conformitate cu RVA

## 3 CICLUL DE CONFORMARE EU ETS

### 3.1 Importanța MRV în cadrul EU ETS

Monitorizarea, raportarea și verificarea (MRV) emisiilor joacă un rol cheie în credibilitatea oricărui sistem de comercializare a emisiilor. Fără MRV, conformarea ar fi lipsită de transparență și ar fi mult mai dificil de urmărit, iar aplicarea ar fi compromisă. Acest lucru este valabil și pentru schema de comercializare a certificatelor de emisii a Uniunii Europene (EU ETS). Este un sistem complet, consecvent, precis și transparent de monitorizare, raportare și verificare care creează încredere în comercializarea emisiilor. Doar în acest mod se poate asigura că operatorii își îndeplinesc obligațiile de predare a unui număr suficient de certificate.

Această observație se bazează pe natura dublă a EU ETS: Pe de o parte este un instrument bazat pe piață. A permis unei piețe semnificative să evolueze, în care participanții de pe piață doresc să cunoască valoarea financiară a certificatelor care le sunt alocate, pe care le comercializează și pe care trebuie să le predea. Pe de altă parte este un instrument pentru realizarea unui beneficiu de mediu. Dar, spre deosebire de alte legislații de mediu, scopul nu este atins individual, ci de întregul grup de participanți la EU ETS care trebuie să atingă obiectivul în comun. Acest lucru necesită un nivel considerabil de corectitudine între participanți, asigurat de un sistem MRV solid. Activitățile de supraveghere ale autorităților competente contribuie în mod semnificativ la asigurarea atingerii obiectivului stabilit de plafon, ceea ce înseamnă că reducerile anticipate ale emisiilor sunt realizate în practică. Prin urmare, este responsabilitatea autorităților competente împreună cu organismele de acreditare pentru a proteja integritatea EU ETS prin supravegherea bunei funcționări a sistemului MRV.

Atât participanții la piața carbonului, cât și autoritățile competente doresc să aibă asigurarea că o tonă echivalent CO<sub>2</sub> emisă este raportată la echivalentul unei tone (în scopul predării unui certificat). Acest principiu a devenit cunoscut de la începuturile EU ETS ca postulat proverbial: „**O tonă trebuie să fie o tonă!**“



Pentru a ne asigura că acest lucru se realizează într-un mod robust, transparent, verificabil și totuși în mod eficient din punct de vedere al costurilor, Directiva UE ETS14 oferă o bază solidă pentru un sistem bun de monitorizare, raportare și verificare. Acest lucru se realizează prin articolele 14 și 15 în legătură cu anexele IV și V la Directiva EU ETS. Pe baza articolului 14, Comisia a adoptat Regulamentul de monitorizare și raportare<sup>15</sup> (RMR), care a fost modificat de mai multe ori de la începutul aplicării lui la 1 ianuarie 2013 (și înlocuit cu unul nou în 2018).

Cu toate acestea, a fost întotdeauna recunoscut de către Comisie, precum și de către statele membre că o legislație complexă și tehnică, cum ar fi RMR, trebuie să fie sprijinită de orientări suplimentare, pentru a asigura o implementare armonizată în toate statele membre și pentru a deschide calea către o conformare ușoară prin abordări pragmatice unde este posibil.

<sup>14</sup> Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, inclusiv toate amendamentele

<sup>15</sup> Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2018/2066 al Comisiei din 19 decembrie 2018 privind monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră în temeiul Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului și de modificare a Regulamentului (UE) nr. 601/2012 al Comisiei

Mai mult, a fost adoptat un regulament pentru verificare și acreditarea verificatorilor (Regulamentul de acreditare și verificare (AVR)<sup>16</sup>, revizuit pentru a patra perioadă a EU ETS), pentru care, a fost dezvoltată de Comisie o serie separată de documente de orientare,.

### 3.2 Viziune de ansamblu asupra ciclului de conformare

Procesul anual de monitorizare, raportare, verificare a emisiilor, predarea certificatelor și procedura autorității competente de acceptare a rapoartelor de emisii sunt adesea denumite „ciclul de conformare”. Figura 1 prezintă principalele elemente ale acestui ciclu.

În partea dreaptă a imaginii se află „ciclul principal”: operatorul monitorizează emisiile pe tot parcursul anului. După sfârșitul anului calendaristic (în termen de trei luni<sup>17</sup>) trebuie să întocmească raportul anual de emisii (AER), să solicite verificarea și să transmită raportul verificat autorității competente (AC). Emisiile verificate trebuie să se coreleze cu predarea certificatelor în registru<sup>18</sup>. Aici principiul „o tonă trebuie să fie o tonă” se traduce prin „o tonă trebuie să fie un certificat”, adică în acest moment valoarea de piață a certificatelor este corelată cu costurile îndeplinirii obiectivelor de mediu ale EU ETS. După aceea, monitorizarea continuă, așa cum se arată în imagine. Mai exact, monitorizarea continuă fără nicio oprire până la sfârșitul anului.

Procesul de monitorizare are nevoie de o bază solidă. Datele rezultate trebuie să fie suficient de robuste pentru a crea încredere în fiabilitatea ETS, inclusiv în corectitudinea privind obligația de predare și trebuie să fie consecventă de-a lungul anilor. Prin urmare operatorul trebuie să se asigure că metodologia de monitorizare este documentată în scris și nu poate fi modificată în mod arbitrar. În cazul EU ETS, această metodologie scrisă se numește Planul de Monitorizare (PM) al instalației (vezi Figura 1). Acesta face parte din autorizația<sup>19</sup>, pe care trebuie să o aibă fiecare instalație din EU ETS pentru emisiile de gaze cu efect de seră.

Figura arată, de asemenea, că planul de monitorizare, deși foarte specific pentru o instalație, trebuie să respecte cerințele legislației aplicabile la nivelul UE, în special Regulamentul privind monitorizarea și raportarea. Drept urmare, sistemul MRV al EU ETS este capabil să îndrepte cercul dintre regulile stricte la nivelul UE prin asigurarea fiabilității și prevenirea simplificărilor arbitrare și nejustificate și permițând o flexibilitate suficientă pentru circumstanțele instalațiilor individuale.

---

<sup>16</sup> Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2018/2067 al Comisiei din 19 decembrie 2018 privind verificarea datelor și acreditarea verificatorilor în temeiul Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului

<sup>17</sup> Conform legislației naționale, această perioadă poate fi mai scurtă, a se vedea nota de subsol 22

<sup>18</sup> În scopul simplificării, restituirea certificatelor nu a fost inclusă în imagine. În mod similar, imaginea ignoră și procesele de alocare tranzitorie cu titlu gratuit a certificatelor.

<sup>19</sup> Această autorizație în conformitate cu articolul 4 din Directiva EU ETS este de obicei denumită autorizație de emisii de gaze cu efect de seră (autorizație GES). Rețineți că, pentru simplificarea administrării, în conformitate cu articolul 6 alineatul (2) litera (c), planul de monitorizare poate fi tratat separat de autorizație atunci când este vorba de modificări formale ale planului de monitorizare.

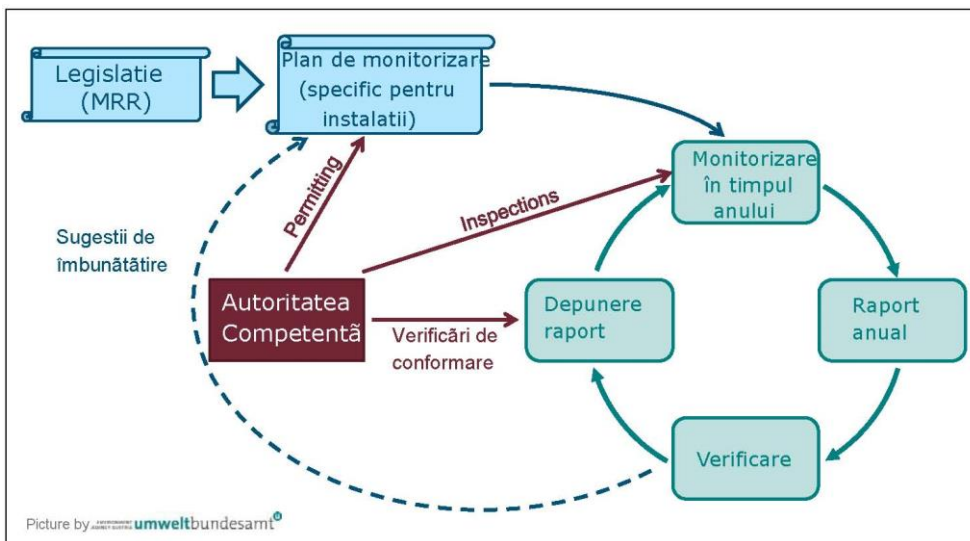


Figura 1: Principiile ciclului de conformare EU ETS

Figura 1 prezintă, de asemenea, unele responsabilități cheie ale autorității competente. Trebuie să supravegheze conformarea operatorilor. Ca prim pas, AC trebuie să aprobe fiecare plan de monitorizare înainte de a fi aplicat. Aceasta înseamnă că planurile de monitorizare elaborate de operator sunt verificate pentru conformitatea cu cerințele RMR. În cazul în care operatorul utilizează unele abordări simplificate permise de RMR, acest lucru trebuie să fie justificat de operator, de exemplu, din motive de ne fezabilitate tehnică sau costuri nerezonabile, în cazul în care nu pot fi atinse niveluri superioare cerute.

În al doilea rând, AC poate efectua inspecții la instalații, pentru a obține garanții că planul de monitorizare este conform cu situația instalației. AC poate, de exemplu, să verifice dacă contoarele instalate sunt de tipul celor prevăzute în planul de monitorizare, dacă datele sunt păstrate și procedurile scrise aplicate, așa cum este prevăzut.

În cele din urmă, este responsabilitatea autorității competente să verifice rapoartele anuale de emisii. Aceasta include verificări la fața locului pentru rapoartele deja verificate, dar și verificări încrucișate cu cifrele înscrise în tabelul de emisii verificate din registru și verificarea dacă au fost predate suficiente certificate.



În plus, ciclul de conformare are o perspectivă mai largă. După cum arată figura 1, există un al doilea ciclu. Aceasta este revizuirea periodică a planului de monitorizare, pentru care raportul de verificare poate oferi o contribuție valoroasă. În plus, operatorul este obligat să depună eforturi continue pentru îmbunătățirea continuă a metodologiei de monitorizare. Orice inspecții efectuate de AC ar trebui, de asemenea, să urmărească, printre altele, identificarea elementelor metodologie de monitorizare care nu mai sunt adecvate, de exemplu, după s-au făcut modificări tehnice în instalație.

### 3.3 Importanța planului de monitorizare

Din secțiunea anterioară reiese că planul de monitorizare aprobat (PM) este cel mai important document pentru fiecare instalație inclusă în UE ETS. Ca o rețetă pentru un bucătar și manualul de management pentru un sistem certificat de management al calității, servește ca manual pentru sarcinile operatorului. Prin urmare, ar trebui să fie scris într-un mod care să permită tuturor, în special personalului nou, să urmeze imediat instrucțiunile. De asemenea, trebuie să permită AC să înțeleagă rapid activitățile de monitorizare ale operatorului. În cele din urmă, PM este ghidul pentru verificator după care urmează să fie judecat raportul de emisii al operatorului.

Elementele tipice ale unui plan de monitorizare includ următoarele activități ale operatorului (aplicabilitatea depinde de circumstanțele specifice instalației):

- Colectarea datelor (date contorizate, facturi, protocoale de producție etc.);
- Prelevarea probelor de materii prime și combustibili;
- Analize de laborator pentru combustibili și materii prime;
- Întreținerea și calibrarea contoarelor;
- Descrierea calculelor și formulelor utilizate;
- Activități de control (de exemplu, principiul celor patru ochi pentru colectarea datelor);
- Arhivarea datelor (inclusiv protecție împotriva manipulării);
- Identificarea regulată a posibilităților de îmbunătățire.

Planurile de monitorizare trebuie elaborate cu atenție (→ capitolul 5), astfel încât sarcina administrativă să fie redusă la minimum. Deoarece PM trebuie să fie aprobat de autoritatea competentă, este de la sine înțeles că modificările sunt permise numai cu acordul AC. RMR reduce eforturile administrative aici, permițând două abordări care ar trebui să fie deja luate în considerare la elaborarea planului de monitorizare:

**Simplificat!**

- Numai modificările care sunt „semnificative” necesită aprobarea AC (articolul 15 din RMR, a se vedea secțiunea 5.6 de mai jos);
- Monitorizarea activităților care nu sunt esențiale în fiecare detaliu și care prin natura lor tind să fie modificate frecvent după cum se consideră necesar, poate fi pusă în „proceduri scrise”, care sunt menționate și descrise pe scurt în PM, dar ale căror detalii nu sunt considerate parte a PM aprobat. Relația dintre planul de monitorizare și procedurile scrise este descrisă mai detaliat în secțiunea 5.4.



Având în vedere importanța planului de monitorizare, Comisia furnizează și formate pentru planurile de monitorizare. Este posibil ca unele state membre să fi furnizat formate personalizate bazate pe formatele Comisiei, alte state membre folosesc un sistem de raportare electronic dedicat (de obicei bazat pe web) (care trebuie să îndeplinească, de asemenea, cel puțin cerințele stabilite ale Comisiei). Înainte de a dezvolta un plan de monitorizare, operatorii sunt sfătuiți să verifice site-ul web al autorității competente sau să ia contact direct cu AC pentru a afla cerințele concrete pentru depunerea unui plan de monitorizare. Legislația națională poate stabili, de asemenea cerințe specifice.



## 3.4 Etape și termene limită

### 3.4.1. Ciclul anual de conformare

Ciclul de conformare EU ETS este construit în jurul cerinței de monitorizare întotdeauna legat de anul calendaristic<sup>20</sup>, așa cum se arată în Tabelul 2 și Figura 2. Operatorii au la dispoziție trei luni după sfârșitul anului pentru a finaliza rapoartele de emisie și pentru a fi verificate de către un verficator acreditat în conformitate cu RVA. Ulterior, operatorii trebuie să predea cantitatea corespunzătoare de certificate. Sub rezerva legislației naționale, autoritatea competentă poate sau va efectua (la fața locului) verificări pentru rapoartele primite și ar trebui să realizeze o estimare conservativă a emisiilor, în cazul în care operatorul nu prezintă un raport de emisii sau în cazul în care a fost depus un raport, dar acesta nu este în conformitate cu RMR, fie nu este verificat (pozitiv) în conformitate cu RVA (articolul 70 alineatul (1)) din RMR). Când AC identifică orice fel de erori în rapoartele transmise, este posibil să fie necesară corectarea cifrei emisiilor. Rețineți că pentru astfel de corecții nu există un termen limită dat de legislația UE. Cu toate acestea, ar putea exista anumite cerințe prevăzute în legislația națională.

Tabelul 2: Cronologia comună a ciclului anual de conformare EU ETS pentru emisii în anul N.



Când?	Cine?	Ce?
1 ianuarie anul N		Începutul perioadei de monitorizare
Până la 28 februarie anul N	AC	Alocarea gratuită a certificatelor (dacă este cazul) în contul operatorului din registru
31 decembrie anul N		Sfârșitul perioadei de monitorizare
Până la 31 martie anul N+1 <sup>21</sup>	Verficator	Finalizarea verificării și emiterea raportului de verificare către operator
Până la 31 martie anul N+1 <sup>22</sup>	Operator	Transmiterea raportului anula verificat către AC
Până la 31 martie anul N+1	Operator/ verficator <sup>23</sup>	Introducerea cifrei emisiilor verificate în tabelul emisiilor verificate al registrului
Martie- aprilie anul N+1	AC	Sub rezerva legislației naționale, posibilele verificări la fața locului ale rapoartelor anuale de emisii transmise. Solicitați corecții către operator, dacă este cazul. Sub rezerva legislației naționale, autoritățile competente nu au obligația de a oferi asistență sau de a accepta rapoartele operatorului fie înainte, fie după 30 aprilie.
Până la 30 aprilie anul N+1	Operator	Predarea certificatelor (cantitatea corespunzătoare emisiilor anuale verificate) în registru

<sup>20</sup> Articolul 3 alineatul (12) din RMR definește: „perioada de raportare” înseamnă un an calendaristic în care emisiile trebuie monitorizate și raportate [...].

<sup>21</sup> Nota de subsol 22 se aplică și aici.

<sup>22</sup> În conformitate cu articolul 68 alineatul (1), autoritățile competente pot solicita operatorilor sau operatorilor de aeronave să prezinte raportul anual de emisii verificat mai devreme de 31 martie, dar nu mai devreme de 28 februarie.

<sup>23</sup> Acest lucru poate fi reglementat diferit în statele membre.

Când?	Cine?	Ce?
Până la 30 iunie anul N+1	Operator	Trimiterea raportului de îmbunătățire al PM către AC, dacă este cazul <sup>24</sup>
(nu este specificat un termen limită)	AC	Efectuarea verificărilor ulterioare asupra rapoartelor anuale de emisii depuse, acolo unde se consideră necesar sau după cum poate fi cerut de legislația națională; solicitarea modificărilor datelor privind emisiile și predarea certificatelor suplimentare, dacă este cazul (conform cu legislația statului membru).

Figura 2 sugerează, de asemenea, momente indicative pentru procesul de verificare. Experiența a arătat că disponibilitatea verificatorilor poate reprezenta un blocaj pentru unele state membre, mai ales dacă întregul proces de verificare se realizează în primele trei luni ale anului. Cu toate acestea, mai multe părți ale procesului de verificare pot avea rezultate cu mult înainte de sfârșitul anului de raportare. Prin urmare, se recomandă ca operatorul să contracteze un verficator la începutul anului de raportare, în mod ideal, la scurt timp după raportul anterior care a fost depus în martie. Verficatorul este apoi capabil să planifice și efectueze o mare parte din munca necesară în restul anului, lăsând numai verificările finale și emiterea raportului de verificare pentru primul trimestru al anului următor.

În cele din urmă, trebuie menționat că se aplică cerințe suplimentare care nu sunt enumerate aici. În special, după cum s-a discutat în secțiunea 5.6, operatorul trebuie să actualizeze planul de monitorizare pe tot parcursul anului, dacă este cazul, și autoritatea competentă trebuie să-l evalueze și să-l aprobe dacă este cazul.

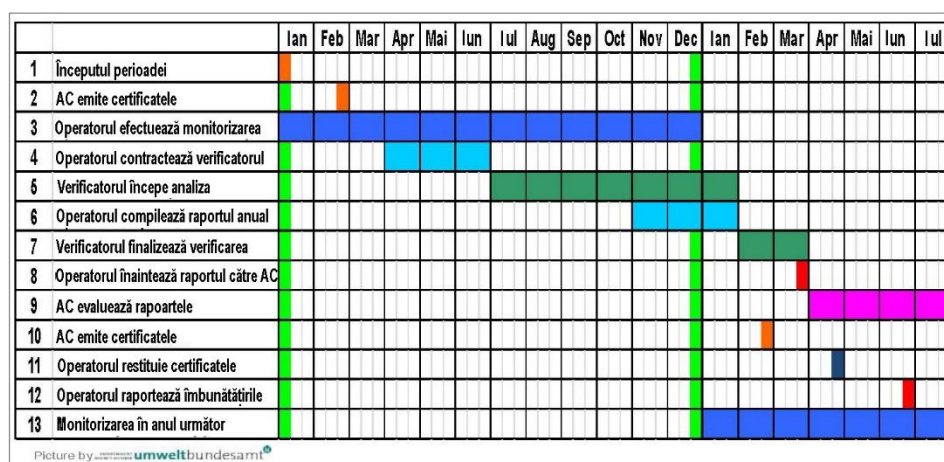


Figura 2: Exemplu de calendar pentru ciclul de conformare EU ETS. Consultați Tabelul 2 pentru explicarea termenelor limită. Rețineți în special faptul că sub rezerva legislației naționale, calendarul poate fi diferit.

<sup>24</sup> Există două tipuri diferite de rapoarte de îmbunătățire în conformitate cu articolul 69 din RMR. O situația în care acesta este depus în anul în care un verficator raportează recomandări de îmbunătățire, iar cealaltă situație (care poate fi combinată cu prima, dacă este cazul) în fiecare an pentru instalațiile de categoria C, la fiecare doi ani pentru categoria B și la fiecare patru ani pentru instalațiile din categoria A. Pentru clasificare, vezi secțiunea 4.4 din prezentul document. AC poate stabili un alt termen limită, dar nu mai târziu de data de 30 septembrie a anului respectiv.

### 3.4.2. Pregătirea unei noi perioade de comercializare

Pentru ca ciclul de conformare să funcționeze, planurile de monitorizare ale tuturor instalațiilor trebuie să fie aprobate de autoritatea competentă înainte de începerea perioadei de monitorizare. Pentru noii intrați în EU ETS, PM trebuie să fie aprobat înainte de începerea funcționării. Pentru începutul noii perioade de comercializare, unele state membre pot cere ca planurile de monitorizare ale tuturor instalațiilor să fie revizuite și adaptate la noile cerințe. Alte state membre solicită doar o actualizare a planurilor de monitorizare în cazul în care acest lucru este necesar din cauza modificărilor RMR. Pentru a patra perioadă de comercializare, majoritatea actualizărilor PM se vor referi la biomasă, în cazul în care noile cerințe intră în vigoare abia în 2022. Aceasta înseamnă că majoritatea actualizărilor PM trebuie să aibă loc înainte de sfârșitul anului 2021 în loc de 2020.

Pe baza experienței din perioadele anterioare ale ETS, un astfel de proces general de revizuire poate necesita câteva luni și ar trebui să fie bine pregătit. În scopul de a oferi îndrumări suplimentare, o cronologie (neobligatorie din punct de vedere juridic) este prezentată aici. Se presupune că sunt necesare intervale de timp relativ lungi pentru o cronologie idealizată, așa cum este necesar pentru cele mai complexe instalații, astfel: întocmirea planului de monitorizare de către operatori poate dura până la câteva luni, în funcție de complexitatea instalației. Cu toate acestea, pentru instalații simple, planul de monitorizare poate fi compilat în câteva zile lucrătoare. În același mod, majoritatea actualizărilor PM pentru a patra perioadă de comercializare va fi mică și va necesita doar câteva zile.

Deoarece AC au nevoie și de câteva săptămâni sau luni pentru evaluarea tuturor acelor PM depuse (în funcție de volumul de muncă actual) și pentru că operatorii au nevoie de ceva săptămâni pentru implementarea definitivă a noului PM aprobat, se poate considera adecvat ca AC să înceapă devreme cu grupurile de lucru și alte informații pentru operatori. Operatorii la rândul lor ar trebui să pregătească noua monitorizare planificată suficient de devreme pentru depunerea PM la timp, conform termenului stabilit de către autoritatea competentă, care ar trebui să fie cel târziu până la sfârșitul lunii septembrie<sup>25</sup>. Un exemplu de cronologie idealizată pentru începutul unei noi perioade de comercializare este afișat în Tabelul 3.

*Tabelul 3: Model de cronologie pentru pregătirea ciclului de conformare EU ETS pentru începutul unei noi perioade de comercializare. Rețineți că termenele limită pot diferi semnificativ conform statelor membre. Y este anul în care noua perioadă de comercializare începe (de exemplu, Y=2021 pentru a patra perioadă de comercializare sau 2022 pentru modificări privind problemele legate de biomasă).*

Când?	Cine?	Ce?
Mai - septembrie Y-1	Operator	Verificarea PM existent pentru actualizările necesare conform cerințelor RMR sau dezvoltarea unui nou PM, după caz
Iulie – septembrie Y-1	Operator	Trimiterea PM nou sau actualizat către AC, dacă este relevant (termen limită stabilit de AC)
Iulie – decembrie Y-1	AC	Verificarea și aprobarea PM
Octombrie – decembrie Y-1	Operator	Pregătirea pentru implementarea PM aprobat
1 ianuarie Y		Începutul perioadei de monitorizare utilizând PM aprobat pe baza cerințelor noului RMR

<sup>25</sup> Rețineți că termenele limită concrete stabilite de autoritățile competente din statele membre pot fi diferite față de acest termen.

### 3.5 Roluri și responsabilități

Diferitele responsabilități ale operatorilor, verificatorilor și autorităților competente sunt prezentate în Figura 3, ținând cont de activitățile menționate în secțiunile anterioare. În scopul completitudinii, este inclus și organismul de acreditare. Imaginea arată clar nivelul ridicat de control care este construit eficient în sistemul MRV. Monitorizarea și raportarea este responsabilitatea principală a operatorilor (care sunt, de asemenea, responsabili pentru angajarea verificatorului și pentru furnizarea tuturor informațiilor relevante pentru verificator). AC aprobă planurile de monitorizare, primește și verifică rapoartele de emisie, se ocupă de inspecții și poate efectua corecturi asupra cifrei emisiilor verificate, în cazul în care sunt identificate erori. Prin urmare, AC deține controlul asupra rezultatului final. În cele din urmă, verificatorul poate răspunde în fața organismului de acreditare<sup>26</sup>. Rețineți că, în baza articolului 66 din RVA, statele membre trebuie, de asemenea, să monitorizeze performanța organismelor lor naționale de acreditare, asigurând astfel pe deplin integritatea sistemului EU ETS de MRVA.

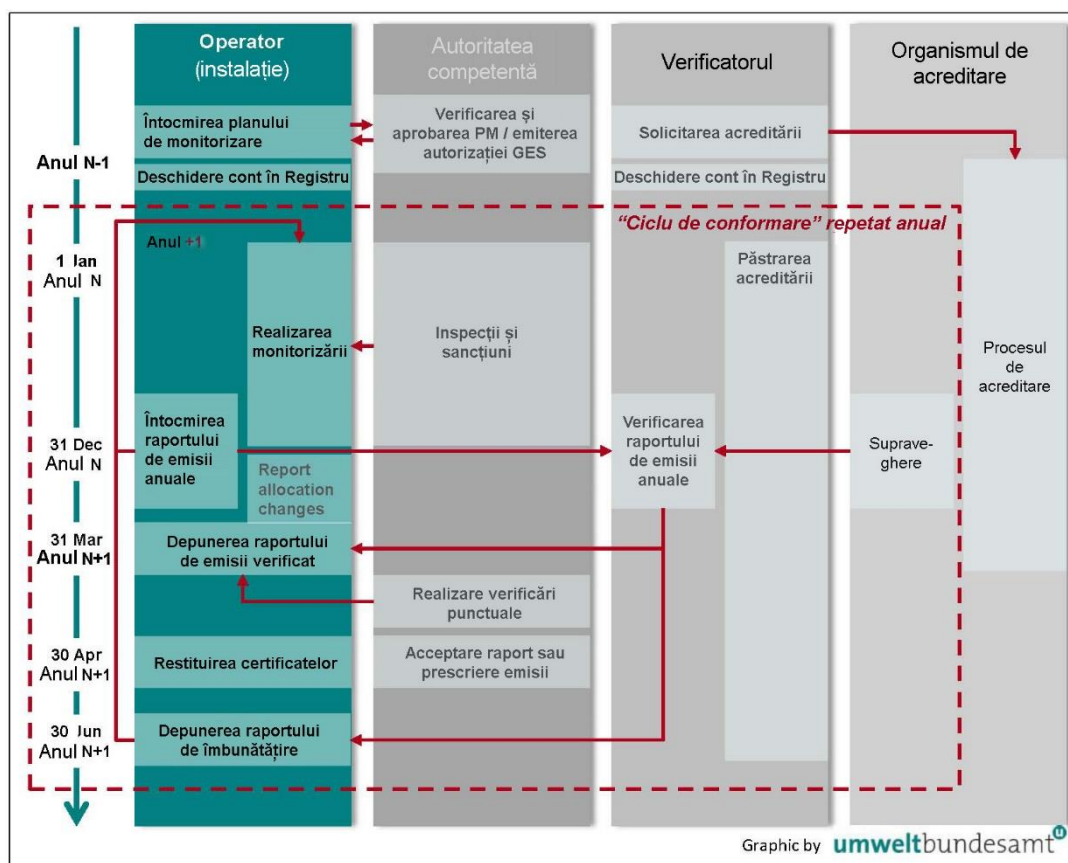


Figura 3: Prezentare generală a responsabilităților principalilor actori din EU ETS. În ceea ce privește „Organism de acreditare” a se vedea, de asemenea, nota de subsol 26

<sup>26</sup> RVA permite, de asemenea, în cazuri excepționale, ca verificatorii (dacă sunt persoane fizice) să fie atestați și supravegheați de o autoritate națională desemnată de acel stat membru (în conformitate cu articolul 55 din RVA).

## 4 CONCEPTE ȘI ABORDĂRI

Prezentul capitol este dedicat explicării celor mai importanți termeni și concepte necesare pentru elaborarea unui plan de monitorizare.

### 4.1 Principii de bază

Articolele 5-9 din RMR subliniază principiile directe pe care operatorii trebuie să le urmeze atunci când își îndeplinesc obligațiile. Acestea sunt:

1. **Exhaustivitate** (articolul 5): Exhaustivitatea surselor de emisii și a fluxurilor sursă se află în centrul principiilor de monitorizare EU ETS. Pentru a asigura completitudinea emisiilor monitorizate, operatorul ar trebui să ia în considerare următoarele considerații:
  - Articolul 4 din RMR solicită să fie incluse toate emisiile de proces și de ardere din toate sursele de emisie și fluxurile sursă (→ secțiunea 4.2) care aparțin activităților enumerate în Anexa I a Directivei EU ETS sau care sunt incluse în EU ETS prin „opt-in” (în conformitate cu articolul 24 din Directivă, de exemplu, unele activități care emit N<sub>2</sub>O în timpul celei de-a doua perioade ETS).
  - Anexa I la Directiva EU ETS prevede că toate activitățile de ardere ale unei instalații trebuie incluse în EU ETS, dacă pragul de capacitate al oricăreia dintre celelalte activități este depășit. Datorită definiției „arderii” din Directivă<sup>27</sup>, aceasta include, de asemenea, și emisiile de proces provenite de la spălarea gazelor reziduale în aceste cazuri.
  - Alte puncte specifice care trebuie luate în considerare pentru fiecare activitate pot fi găsite în Anexa IV a RMR, la rubrica „Domeniu de aplicare” pentru fiecare activitate.
  - Articolul 20 impune includerea emisiilor provenite din operațiunile regulate, precum și din evenimente anormale, inclusiv pornire, oprire și situații de urgență.
  - Emisiile provenite de la mașinile mobile utilizate în cadrul instalației sunt, în general, excluse.
  - Operatorii ar trebui să cunoască, de asemenea, îndrumările<sup>28</sup> elaborate de Comisie cu privire la interpretarea Anexei I la Directiva EU ETS.
2. **Consecvență și comparabilitate** (articolul 6(1)): Seriile temporale<sup>29</sup> de date trebuie să fie consecvente de-a lungul anilor. Modificările arbitrare ale metodologiilor de monitorizare sunt interzise. Acesta este motivul pentru care planul de monitorizare trebuie să fie aprobat de către autoritatea competentă, cum este și cazul modificărilor semnificative ale PM. Deoarece, aceleași abordări de monitorizare sunt definite pentru toate instalațiile, dintre care pot alege folosind sistemul de niveluri (→ a se vedea secțiunea 4.5), datele create sunt, de asemenea, comparabile între instalații.

<sup>27</sup> Articolul 3(t) din Directiva EU ETS definește: „„Arderea” înseamnă orice oxidare a combustibililor, indiferent de modul în care este utilizată căldura, energia electrică sau mecanică produsă prin acest proces și orice alte activități direct asociate, inclusiv epurarea gazelor reziduale”.

<sup>28</sup> [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)

<sup>29</sup> Acest lucru nu implică o cerință de a produce serii cronologice de date, ci presupune că operatorul, verificatorul sau autoritatea competentă poate utiliza seriile cronologice ca mijloc de verificare a coerenței.

3. **Transparență** (articolul 6(2)): Colectarea, compilarea și calcularea datelor trebuie să se facă într-un mod transparent. Aceasta înseamnă că datele în sine, metodele de obținere și utilizare a acestora (cu alte cuvinte: întregul flux de date) trebuie să fie documentate în mod transparent, iar toate informațiile relevante trebuie să fie stocate și păstrate în siguranță, permițând accesul părților terțe autorizate. În special, verificatorul și autoritatea competentă trebuie să aibă acces la aceste informații.
- Merită menționat faptul că transparența este în interesul propriu al operatorului: facilitează transferul de responsabilități între personalul existent și cel nou și reduce probabilitatea de erori și omisiuni. În schimb, acest lucru reduce riscul de predare excesivă sau de predare insuficientă și penalizări. Fără transparență, activitățile de verificare sunt mai oneroase și consumatoare de timp. În plus, articolul 67 din RMR specifică faptul că datele relevante trebuie stocate timp de 10 ani. Datele minime care trebuie păstrate sunt enumerate în Anexa IX la RMR.
4. **Precizie** (articolul 7): Operatorii trebuie să aibă grijă ca datele să fie precise, adică să nu fie inexacte în mod sistematic sau cu bună știință. Operatorilor li se solicită diligența necesară, urmărind cea mai mare precizie posibilă. După cum arată următorul punct, „cel mai înalt nivel posibil” poate fi interpretat drept acolo unde este fezabil din punct de vedere tehnic și „fără a suporta costuri nerezonabile”.
5. **Integritatea metodologiei și a raportului privind emisiile** (articolul 8): Acest principiu se află în centrul oricărui sistem MRV. RMR îl menționează în mod explicit și adaugă câteva elemente care sunt necesare pentru o bună monitorizare:
- Metodologia de monitorizare și managementul datelor trebuie să permită verificatorului să obțină o „siguranță rezonabilă<sup>30</sup>” asupra raportului de emisii, adică monitorizarea trebuie să poată suporta un test destul de intens;
  - Datele trebuie să fie lipsite de denaturări semnificative<sup>31</sup> și să evite părtinirea;
  - Datele trebuie să ofere o imagine credibilă și echilibrată a emisiilor unei instalații.
  - Când caută o precizie mai mare, operatorii pot compara beneficiul cu costurile suplimentare. Aceștia vor urmări „cea mai înaltă precizie posibilă, cu excepția cazului în care acest lucru nu este fezabil din punct de vedere tehnic sau ar atrage costuri nerezonabile”.
6. **Îmbunătățire continuă** (articolul 9): În plus față de cerința articolului 69, care solicită operatorului să prezinte în mod regulat rapoarte privind posibilitățile de îmbunătățire, de ex. pentru atingerea nivelurilor superioare, acest principiu reprezintă și baza pentru obligația operatorului de a răspunde la recomandările verificatorului (a se vedea și Figura 1 la pagina 15).

<sup>30</sup> Articolul 3(18) din AVR definește: „„asigurare rezonabilă” înseamnă un nivel de asigurare ridicat, dar nu absolut, exprimat sub formă de afirmație în avizul de verificare, cu privire la faptul că raportul operatorului sau al operatorului de aeronave supus verificării conține sau nu inexactități materiale.” Pentru mai multe detalii despre definiția acestui termen, a se vedea documentele de orientare privind ghidul A&V, în special Ghidul explicativ AVR (EGD I). Secțiunea 2.3 oferă un link către acele documente.

<sup>31</sup> Vezi nota de subsol 30.



## 4.2 Fluxuri sursă, surse de emisie și termeni aferenți

Sursă de emisii: RMR definește (articolul 3(5)): „sursă de emisii” înseamnă o parte identificabilă distinctă dintr-o instalație sau un proces din cadrul unei instalații care generează emisii de gaze cu efect de seră relevante sau, în cazul activităților de aviație, o aeronavă individuală”. Astfel, o sursă de emisii poate fi considerată fie o parte (fizică) a instalației, fie mai degrabă, o construcție virtuală care definește limitele sistemului unui proces care duce la emisii.

După cum se va sublinia mai jos, pot fi aplicate diferite metodologii de monitorizare, așa cum sunt definite de RMR. Pentru aceste metodologii, alte două concepte au fost considerate utile pentru a asigura caracterul complet al emisiilor monitorizate:

- Fluxuri sursă; și
- puncte de măsurare.

**Fluxuri sursă**<sup>32</sup>: Acest termen se referă la toate intrările și ieșirile care trebuie monitorizate atunci când se utilizează o metodă bazată pe calcul (→secțiunea 4.3). Exprimarea este rezultatul încercării de a exprima rapid „combustibil sau materie care intră sau iese din instalație, cu impact direct asupra emisiilor”. În cel mai simplu caz, înseamnă că combustibilii „curg” în instalație și formează o „sursă” de emisii. Același lucru este valabil și pentru materiile prime care generează emisii de proces. În unele cazuri, emisiile de proces sunt calculate pe baza unui produs, cum ar fi varul nestins. În acest caz, acest produs este fluxul sursă. În plus, termenul include și fluxurile de masă care intră și ies din limitele sistemului bilanțului masic. Acest lucru este justificat de faptul că fluxurile de masă care intră și ies din instalație sunt tratate în principiu prin aplicarea acelorași cerințe<sup>33</sup> ca și pentru alte fluxuri sursă, după cum se poate deduce din secțiunile 4.3.1 și 4.3.2 de mai jos.

**Punct de măsurare** (articolul 3(43)) înseamnă „sursa de emisie pentru care sunt utilizate sisteme de măsurare continuă a emisiilor (CEMS) pentru măsurarea emisiilor sau secțiunea transversală a unui sistem de conducte pentru care debitul de CO<sub>2</sub> este determinat folosind sisteme de măsurare continuă”. Pe scurt, aceasta este poziția (de exemplu, în conducta de gaz rezidual) pentru care sunt obținute datele de măsurare (unde are loc instalarea unui sistem de măsurare continuă).

Următorii termeni sunt relevanți numai pentru descrierea instalației care trebuie inclusă în planul de monitorizare:

Puncte de emisie: termenul nu este definit în mod explicit de RMR. Cu toate acestea, devine clar atunci când se verifică utilizarea termenului de către RMR: Anexa I, secțiunea 1 din RMR, prevede, în conformitate cu punctul (4)(b), că planul de monitorizare conține: „o listă a tuturor punctelor de emisie relevante în timpul funcționării în condiții normale, precum și în timpul fazelor restrictive și de tranziție, inclusiv perioadele de avarie sau de repunere în funcțiune, completate, la cererea

<sup>32</sup> Articolul 3(4) din RMR: „flux sursă” înseamnă oricare dintre următoarele: (a) un anumit tip de combustibil, de materie primă sau de produs care, ca urmare a consumului sau a procesului de producție a acestuia, generează emisii de gaze cu efect de seră semnificative pornind de la una sau mai multe surse de emisii; (b) un anumit tip de combustibil, de materie primă sau de produs care conține carbon și care este inclus în calculul emisiilor de gaze cu efect de seră utilizând o metodologie a bilanțului masic.”

<sup>33</sup> Aceleași cerințe sunt valabile pentru datele de activitate, în timp ce sunt utilizați alți parametri de calcul (conținutul de carbon în loc de factorul de emisie). Cu toate acestea, după cum se arată în secțiunea 4.3.2, factorul de emisie și conținutul de carbon pot fi calculate unul din celălalt. În termenii chimiei analitice, conținutul de carbon este întotdeauna cel care trebuie determinat.

autorității competente, de o diagramă de proces”. Cu alte cuvinte, descrierea instalației din planul de monitorizare ar trebui să enumere toate punctele de emisie prin descrierea punctelor în care gazele cu efect de seră sunt efectiv eliberate din instalație, inclusiv pentru emisiile fugitive, dacă este cazul.

Unități tehnice: în scopul exhaustivității, este util să menționăm că termenul „unitate tehnică” este folosit de Directiva EU ETS pentru a se referi la părți ale instalației, în special în textul introductiv al Anexei I la Directivă. Termenul este folosit pentru a explica regula de agregare pentru a determina dacă o instalație trebuie inclusă sau nu în EU ETS<sup>34</sup>. Prin urmare, va ajuta autoritatea competentă să aibă o listă a acestor unități. Includerea unei astfel de liste și în PM, poate fi considerată cea mai bună practică.

### 4.3 Metode de monitorizare

RMR permite operatorului să aleagă metode de monitorizare dintr-un sistem tip bloc bazat pe diferite metode de monitorizare. Sunt permise toate tipurile de combinații ale acestor metodologii, cu condiția ca operatorul să demonstreze că nu va apărea nici o dublă contabilizare, nici lacune de date în raportarea emisiilor. Alegerea metodologiei necesită aprobarea AC, care este dată, de regulă, implicit ca parte a aprobării planului de monitorizare.

Următoarele metodologii sunt disponibile:

1. Metode bazate pe calcul:
  - a Metodologia standard (diferențierea emisiilor de ardere și de proces);
  - b Bilanțul masic;
2. Metode bazate pe măsurare;
3. Metodologia care nu se bazează pe niveluri („fall-back”);
4. Combinații de metode.

Rețineți că metodele bazate pe calcul necesită și măsurători. Cu toate acestea, măsurarea aici se aplică de obicei parametrilor precum consumul de combustibil, care poate fi corelat cu emisiile prin calcul, în timp ce metoda bazată pe măsurare include întotdeauna măsurarea gazului cu efect de seră în sine. Aceste metode sunt prezentate pe scurt mai jos.

---

<sup>34</sup> Pentru mai multe informații, consultați ghidul privind interpretarea Anexei I la Directiva EU ETS, [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)



### 4.3.1. Metoda standard

Principiul acestei metode este calculul emisiilor prin intermediul datelor de activitate (de exemplu, cantitatea de combustibil sau materie primă consumată ca intrare în proces) înmulțite cu un factor de emisie (și alți factori). Figura 4 ilustrează acest lucru. Acești factori suplimentari sunt factorul de oxidare pentru emisiile de ardere și factorul de conversie pentru emisiile de proces. Ambii sunt folosiți pentru corectarea numărului de emisii în cazul reacțiilor chimice incomplete.

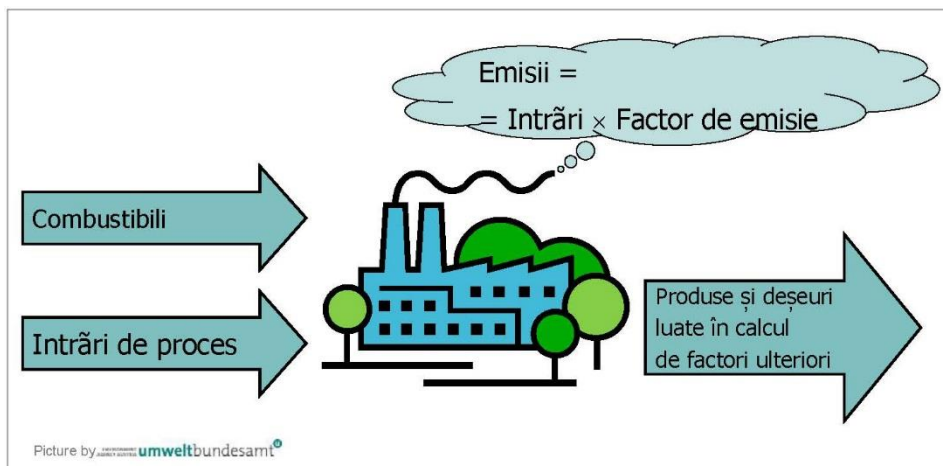


Figura 4: Principiul metodologiei standard pentru calculul emisiilor

Conform acestei metodologii, se aplică următoarele formule pentru emisiile de CO<sub>2</sub><sup>35</sup>:

1. Emisii de ardere<sup>36</sup>:

$$Em = AD \cdot EF \cdot OF \quad (1)$$



Unde:

*Em* ..... Emisii [t CO<sub>2</sub>]

*AD*..... *DA* = Date de activitate [TJ, t sau Nm<sup>3</sup>]

*EF*..... *FE* = Factorul de emisie [t CO<sub>2</sub>/TJ, t CO<sub>2</sub>/t sau t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>]

*OF*..... *FO* = Factorul de oxidare [adimensional]

Factorii cu unități în tone sunt de obicei utilizați pentru solide și lichide. Nm<sup>3</sup> sunt utilizați de obicei pentru combustibili gazoși. Pentru a obține numere de mărime similară, valorile sunt date, de obicei, în [1000 Nm<sup>3</sup>] în practică.

Datele de activitate ale combustibililor (inclusiv dacă combustibilii sunt utilizați ca intrare în proces) trebuie să fie exprimate ca putere calorică netă:

<sup>35</sup> Emisiile de N<sub>2</sub>O sunt determinate folosind metode de măsurare și pentru PFC sunt aplicabile cerințe speciale. Prin urmare, acestea nu sunt acoperite de această secțiune.

<sup>36</sup> Articolul 3(11) din RMR definește: „emisii de ardere” înseamnă emisiile de gaze cu efect de seră care apar în timpul reacției exoterme a unui combustibil cu oxigenul.

$$AD = FQ \cdot NCV \quad (2)$$

Unde::

$FQ$ ..... Cantitatea de combustibil [t sau Nm<sup>3</sup>]

$NCV$  .....  $PCN$  = Puterea calorică netă [TJ/t sau TJ/Nm<sup>3</sup>]

**Simplificat!**

În anumite condiții (în cazul în care utilizarea unui factor de emisie exprimat ca t CO<sub>2</sub>/TJ implică costuri nerezonabile sau în cazul în care poate fi realizată o precizie cel puțin echivalentă a emisiilor calculate) AC poate permite operatorului să utilizeze un factor de emisie exprimat în t CO<sub>2</sub>/t combustibil sau t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (articolul 36(2)). În acest caz, datele de activitate sunt exprimate în tone sau Nm<sup>3</sup> de combustibil, în loc să se utilizeze ecuația (2); iar PCN poate fi determinată folosind o estimare conservatoare în loc să fie utilizate niveluri, cu excepția cazului în care un nivel definit este realizabil fără efort suplimentar (articolul 26(5)).

Directiva EU ETS permite ca factorul de emisie al biomasei să fie setat la zero (conform RMR, condiția prealabilă este respectarea criteriilor stabilite de Directiva privind Energia din Surse Regenerabile, a se vedea secțiunea 6.3.6). Aceasta se aplică numai în scopuri contabile, în timp ce din punct de vedere fizic, încă se emite CO<sub>2</sub> din instalație. Prin urmare, și din motive de transparență, acolo unde este implicată biomasa, factorul de emisie trebuie determinat din factorul de emisie preliminar și din fracțiunea de biomasă a combustibilului:

$$EF = EF_{pre} \cdot (1 - BF) \quad (3)$$

Unde:

$EF$  ..... Factorul de emisie;

$EF_{pre}$  ..... Factorul de emisie preliminar (adică, conform articolului 3(36), „factorul de emisie total asumat al unui combustibil mixt sau al unui material mixt pe baza conținutului de carbon din fracțiunea sa de biomasă și fracțiunea sa fosilă înainte de înmulțirea acestuia cu fracțiunea fosilă în vederea obținerii factorului de emisie”);

$BF$  .....  $FB$  = fracțiune de biomasă [adimensională].

**Notă: Ecuația (3) este validă deoarece factorul de emisie al biomasei (dacă se respectă „criteriile RED II”, vezi secțiunile 6.3.5 și 6.3.6) este zero.** Pentru un material mixt această formulă necesită ca  $EF_{pre}$  să fie valoarea medie ponderată pentru întregul amestec. În acest caz, „determinarea fracțiunii de biomasă” înseamnă „determinarea fracțiunii de carbon din amestec care provine din biomasă care respectă criteriile RED II”. Partea de biomasă care nu este conformă cu aceste criterii trebuie raportată separat, dar pentru calcularea emisiilor formula de mai sus este corectă. În scopurile raportării,  $FF + FB_{non-REDII} + FB = 1$ , unde  $FF$  este fracțiunea fosilă,  $FB_{non-REDII}$  fracțiunea de carbon din biomasă care nu respectă criteriile RED II și  $FB$  fracțiunea de biomasă a carbonului care este cu cota zero. Secțiunea 10.17 conține întrebări frecvente despre cum se raportează emisiile de la combustibili micști

Prin urmare, formula standard generală pentru emisiile de ardere este:

$$Em = FQ \cdot NCV \cdot EF_{pre} \cdot (1 - BF) \cdot OF \quad (4)$$

2. **Emisiile de proces**<sup>37</sup> sunt calculate:

$$Em = AD \cdot EF \cdot CF \quad (5)$$



Unde:

*Em*..... Emisii [t CO<sub>2</sub>]

*AD*..... Date de activitate [t sau Nm<sup>3</sup>]

*EF*..... Factorul de emisie [t CO<sub>2</sub>/t sau t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup>]

*CF*..... *FC* = Factorul de conversie [adimensional].

Rețineți că datele de activitate se pot referi fie la o materie de intrare (de exemplu, calcar sau sodă), sau la produsul rezultat al procesului, de ex. clincherul de ciment sau var nestins. În ambele cazuri se utilizează datele de activitate cu valori pozitive datorită corelării directe cu valoarea emisiei. Anexa II, secțiunea 4 din RMR introduce în acest scop Metoda A (bazată pe intrare) și Metoda B (bazată pe ieșire). Ambele metode sunt considerate echivalente, adică operatorul ar trebui să aleagă metoda care conduce la date mai fiabile, este mai bine aplicabilă cu echipamentul său și evită costuri nerezonabile.

În timp ce RMR 2012 a oferit doar definiții ale nivelului în anexa II în mod explicit numai pentru emisiile de proces bazate pe carbonați (anorganice), RMR 2012 a cerut în mod clar includerea carbonului organic acolo unde este cazul, în special exprimat în prevederile sectoriale specifice ale anexei IV secțiunile 9 (clincher de ciment), 10 (var), 12 (ceramică)<sup>38</sup>. Secțiunea 4 din Anexa II la RMR 2018/2066 conține acum dispoziții mai clare privind tratarea carbonului organic și mixt conținut în materialele procesului. Aceste reguli speciale sunt explicate în secțiunea 6.3.8.

**NOU!**

Notă: RMR 2018 inițial (adică Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2018/2066) conținea o secțiune 5 specifică din Anexa II pentru tratarea „emisii de proces necarbonat”. Cu toate acestea, acea secțiune a fost ștearsă prin modificarea din 2020 (Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2020/2085) în același timp cu actualizarea secțiunii 4 din Anexa II. Versiunea actuală a acestui ghid explică actualul RMR (de ex. modificat).

Alte detalii specifice activității sunt enumerate în Anexa IV la RMR. Rețineți că în cazul proceselor mai complexe, cea mai potrivită metodă de monitorizare va fi, de regulă, bilanțul masic. Mai mult, este de menționat faptul că, emisiile de proces de N<sub>2</sub>O necesită întotdeauna o metodă bazată pe măsurare<sup>39</sup>. Emisiile de proces de PFC sunt determinate folosind o metodă bazată pe calcul care este discutată în secțiunea 6.4.

<sup>37</sup> Articolul 3(31) din RMR definește: „emisii de proces” înseamnă emisiile de gaze cu efect de seră, altele decât emisiile de ardere, rezultate în urma reacțiilor deliberate și involuntare între substanțe sau în urma transformării acestora, inclusiv reducerea chimică sau electrolitică a minereurilor metalifere, descompunerea termică a substanțelor, precum și obținerea substanțelor utilizate ca produs sau materie primă;

<sup>38</sup> De exemplu, în secțiunea 12, RMR 2012 a cerut „Alți carbonați și carbonul organic din materia primă vor fi luați în considerare, acolo unde este cazul.” RMR reformulează același punct la „Alți carbonați și carbonul necarbonat din materia primă se iau în considerare, acolo unde aceștia sunt relevanți pentru calcularea emisiilor.”

<sup>39</sup> Ca o excepție, N<sub>2</sub>O provenit din apariția temporară a emisiilor neatenuate sunt estimate pe bază de calcul, vezi secțiunea 8.2.

Mai multe detalii despre cerințele RMR pentru monitorizare folosind metodologia standard sunt prezentate în capitolul 6.

#### 4.3.2. Metoda bilanțului masic

La fel ca și metoda standard, metoda bilanțului masic<sup>40</sup> este o metodă bazată pe calcul pentru determinarea emisiilor unei instalații. Metoda standard este simplu de aplicat în cazurile în care un combustibil sau un material este direct legat de emisii. Cu toate acestea, în cazuri precum oțelăriile integrate sau pe amplasamentele din industria chimică, este adesea dificil să se relaționeze direct emisiile la materiale de intrare individuale, deoarece produsele (și deșeurile) conțin cantități semnificative de carbon (de exemplu, substanțe chimice organice vrac, negru de fum etc.). Astfel, nu este suficient pentru a contabiliza cantitatea de carbon neemis prin intermediul unui factor de oxidare sau factor de conversie. În schimb, este utilizat un echilibru complet al carbonului care intră și iese din instalație sau o parte definită<sup>41</sup> a acesteia (a se vedea Figura 5).

Pentru bilanțurile masice este aplicabilă următoarea formulă:



$$Em_{MB} = \sum_i (f \cdot AD_i \cdot CC_i) \quad (6)$$

Unde:

$Em_{MB}$ ..... Emisii din toate fluxurile sursă incluse în bilanțul masic [t CO<sub>2</sub>]

$f$ ..... factor de conversie a masei molare a carbonului în CO<sub>2</sub>. Valoarea lui  $f$  este 3,664 t CO<sub>2</sub>/tC (articolul 25(1)).

$i$ ..... indice pentru materialul sau combustibilul luat în considerare.

$AD_i$ ..... Date de activitate (de ex: masa în tone) ale materialului sau combustibilului luat în considerare. Materialele sau combustibilii intrați sunt luați în considerare ca pozitivi, materialele sau combustibilii ieșiți au date de activitate negative. Stocurile de intrare și de ieșire trebuie luate în considerare în mod corespunzător pentru a da rezultate corecte pentru anul calendaristic.

$CC_i$ ..... Conținutul de carbon al componentului luat în considerare. Întotdeauna adimensional și pozitiv.

<sup>40</sup> Din motive de claritate, acest document folosește termenul „bilanț de materiale” pentru determinarea datelor de activitate bazate pe măsurarea lotului (a se vedea secțiunea 6.1.2), în timp ce „bilanțul masic” este folosit strict pentru metoda de calcul discutată în această secțiune și în Articolul 25.

<sup>41</sup> După cum se va arăta într-un exemplu de la pagina 32.

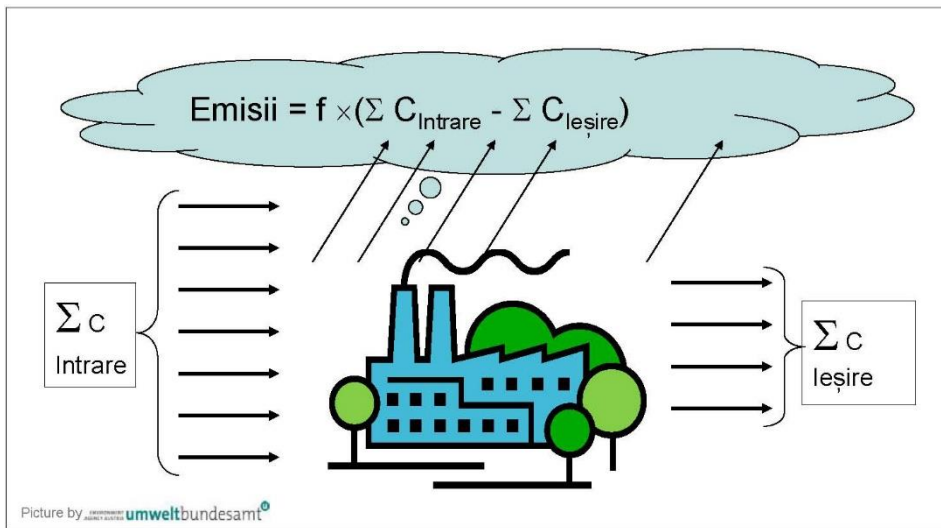


Figura 5: Principiul metodei bilanțului masic

În cazul în care conținutul de carbon al unui combustibil trebuie calculat pe baza unui factor de emisie exprimat ca t CO<sub>2</sub>/TJ, se utilizează următoarea ecuație:

$$CC_i = EF_i \cdot NCV_i / f \quad (7)$$

În cazul în care conținutul de carbon al unui material sau combustibil trebuie calculat pe baza unui factor de emisie exprimat ca t CO<sub>2</sub>/t, se utilizează următoarea ecuație:

$$CC_i = EF_i / f \quad (8)$$

La stabilirea unui plan de monitorizare folosind un bilanț masic, ar trebui luate în considerare următoarele observații:

- Emisiile de monoxid de carbon (CO) nu sunt considerate ca sursă de ieșire în bilanțul masic, dar sunt considerate ca echivalent molar al emisiilor de CO<sub>2</sub> (articolul 25(2)). Acest lucru se realizează cu ușurință pur și simplu neenumerând CO ca material de ieșire.
- În cazul în care materialele sau combustibilii din biomasă sunt incluși într-un bilanț masic, CC<sub>i</sub> este ajustat numai pentru fracțiunea fosilă. Acolo unde se presupune că biomasa aparține fluxurilor de ieșire, operatorul ar trebui să furnizeze o justificare către autoritatea competentă pentru această presupunere. Metodologia propusă trebuie să evite subestimările emisiilor.
- Este important să se respecte principiul exhaustivității monitorizării datelor, adică toate materialele de intrare și combustibilii trebuie să fie luate în considerare, dacă nu sunt monitorizate printr-o metodă în afara bilanțului masic. Cu toate acestea, în unele cazuri poate fi dificil să se determine cu precizie cantități mai mici de carbon. În această situație operatorul ar trebui să verifice dacă materialul poate fi considerat un flux sursă de minimis (a se vedea secțiunea 4.4.3). În special, presupunerea că cantitatea de carbon care părăsește instalația în zgură sau deșeuri este zero poate fi considerată o metodă de estimare aplicabilă pentru o astfel de sursă de minimis. Acest lucru ar fi similar cu asumarea unui factor de conversie de 100% în cazul metodologiei standard.

Mai multe detalii despre cerințele RMR pentru monitorizarea utilizând metodologia bilanțului masic sunt prezentate în capitolul 6.

Rețineți că poate fi util să combinați metoda bilanțului masic și metoda standard, după cum arată următorul exemplu:



În această instalație, există două părți clar separabile: o centrală de cogenerare pe gaz, și o producție de oțel neintegrată (proces de cuptor cu arc electric). Într-un astfel de caz este util să combinați metodele bazate pe calcul:

- Centrala de cogenerare: metodologie standard; Fluxuri sursă:
  - Gaze naturale (pentru simplitate poate fi util să includeți aici toate fluxurile de gaze naturale, inclusiv cele aparținând oțelului)
- Uzina siderurgică: Bilanțul masic; Fluxuri sursă:
  - Intrare: fier vechi, fontă, componente de aliaj
  - leșiri: produse, zgură.

#### 4.3.3. Metode bazate pe măsurare

Spre deosebire de metodele bazate pe calcul, gazele cu efect de seră din gazele reziduale ale instalației sunt ele însele obiectul măsurării în metodele bazate pe măsurare. Acest lucru este dificil în instalațiile cu multe puncte de emisii (coșuri) sau chiar imposibil acolo unde trebuie să fie luate în considerare emisiile fugitive<sup>42</sup>. Pe de altă parte, avantajul metodologiilor bazate pe măsurare este independența numărului de combustibili și materiale diferite utilizate (de exemplu, unde sunt arse multe tipuri diferite de deșeuri) și independența acestora față de relațiile stoichiometrice (de aceea trebuie monitorizate emisiile de N<sub>2</sub>O în acest fel).

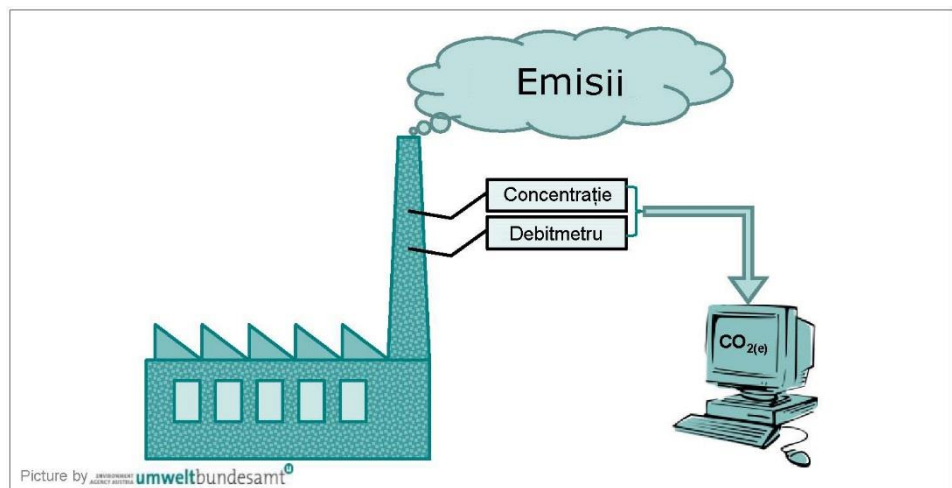


Figura 6: Descrierea schematică a unui sistem de măsurare continuă a emisiilor (CEMS).

<sup>42</sup> Emisiile fugitive sunt emisii care nu sunt conduse printr-o conductă, cum ar fi emisiile de la deschiderile cuptoarelor sau scurgeri de la sistemele de conducte.

Aplicarea CEMS (Sisteme de Măsurare Continuă a Emisiilor<sup>43</sup>) necesită întotdeauna două elemente:

- Măsurarea concentrației de GES<sup>44</sup>; și
- Debitul volumetric al fluxului de gaz unde are loc măsurarea.

Conform articolului 43 din RMR, emisiile trebuie mai întâi determinate pentru fiecare oră<sup>45</sup> de măsurare din concentrația medie orară și debitul mediu orar. Ulterior, toate valorile orare ale anului de raportare sunt însumate pentru emisiile totale ale punctului de emisie respectiv. În cazul în care sunt monitorizate mai multe puncte de emisie (de exemplu, două coșuri separate ale unei centrale electrice), această agregare a datelor se face mai întâi pentru fiecare sursă separat, înainte de a adăuga emisiile tuturor surselor pentru a rezulta emisiile totale<sup>46</sup>.

RMR din 2012 a presupus că nu este posibilă măsurarea continuă a fracțiunii de biomasă a CO<sub>2</sub> emis cu suficientă fiabilitate. Prin urmare, RMR a impus ca abordare implicită ca emisiile din biomasă să fie determinate printr-o metodă bazată pe calcul, pentru a le scădea din totalul emisiilor determinate prin măsurare. Cu toate acestea, revizuirea din 2018 permite mai multă flexibilitate<sup>47</sup>. Articolul 43(4) permite::

- Metode bazate pe calcul;
- Metode care utilizează analize de radiocarbon ale probelor prelevate din gazele de ardere prin prelevare continuă (de ex. conform EN ISO 13833). Rețineți că, în mod oficial, aceasta este o metodă bazată pe calcul în terminologia RMR, deoarece nu se bazează pe măsurarea continuă;
- „Metoda bilanțului masic” (bazată pe ISO 18466), care este o metodă de estimare în terminologia RMR;
- Alte metode de estimare publicate de Comisie<sup>48</sup>.

Alte cerințe pentru utilizarea CEMS sunt prezentate în capitolul 8 al acestui document.

#### 4.3.4. Metoda alternativă

RMR oferă un set foarte larg de metodologii pentru monitorizare și definiții ale nivelului care s-au dovedit, în ultimii ani, a fi aplicabile în mod rezonabil în aproape toate instalațiile din EU ETS. Cu toate acestea, este recunoscut că pot exista circumstanțe speciale în instalațiile în care aplicarea sistemului de niveluri nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau duce la costuri nerezonabile pentru operator.

**NOU!**

<sup>43</sup> Articolul 3(40) din RMR definește: „măsurarea continuă a emisiilor” înseamnă un set de operații care au drept scop determinarea valorii unei cantități prin măsurări periodice, aplicând fie măsurători la coșul de emisii, fie procedee de extracție în care instrumentul de măsurare se află în apropierea coșului, excluzând totodată metodologiile de măsurare bazate pe colectarea de eșantioane individuale din coș.

<sup>44</sup> Acest lucru poate necesita corecții suplimentare, cum ar fi conținutul de umiditate.

<sup>45</sup> În conformitate cu articolul 44 (1), operatorii utilizează perioade mai scurte de o oră, atunci când acest lucru este posibil fără costuri suplimentare. Aceasta ține cont de faptul că multe sisteme de măsurare generează automat valori la jumătate de oră din cauza altor cerințe decât RMR. În acest caz, se folosesc valorile la jumătate de oră.

<sup>46</sup> „Total” aici înseamnă totalul tuturor emisiilor determinate de CEMS. Acest lucru nu exclude ca emisiile ulterioare din alte părți ale instalației să fie determinate prin metoda pe bază de calcul.

<sup>47</sup> Consultați documentul de orientare nr. 3 privind problemele legate de biomasă pentru alte opțiuni de determinare a fracțiunii de biomasă.

<sup>48</sup> La momentul actualizării acestui ghid, nu au fost publicate astfel de metode.



Deși ar putea exista și alte metode de monitorizare rezonabil de precise, aceste circumstanțe ar face ca operatorul să nu respecte RMR.

Pentru a evita o astfel de „pseudo-neconformitate” nedorită, RMR (articolul 22) permite operatorului să aplice o metodologie fără nivel (cunoscută și sub denumirea de „metodologie alternativă”), dacă:

- o metodă bazată pe calcul care utilizează cel puțin nivelul 1 pentru cel puțin un flux de sursă major sau minor (→ a se vedea secțiunea 4.4.3) nu este posibilă fără a suporta costuri nerezonabile; și
- o metodă bazată pe măsurare pentru sursa de emisie corelată folosind nivelul 1, nu este posibilă fără a suporta costuri nerezonabile.

Rețineți că această secțiune nu este aplicabilă pentru fluxurile sursă de-minimis (→ a se vedea secțiunea 4.4.3), deoarece metodologiile de estimare fără nivel sunt oricum permise pentru acestea.

În cazul în care sunt îndeplinite condițiile de mai sus, operatorul poate propune în planul de monitorizare o metodologie alternativă de monitorizare, pentru care poate demonstra că aceasta permite atingerea nivelului de incertitudine general necesar pentru emisiile întregii instalații<sup>49</sup>. Cu alte cuvinte: în loc să se respecte nivelurile de incertitudine pentru fluxurile sursă individuale, trebuie respectat un nivel de incertitudine comună pentru emisiile întregii instalații. Cu toate acestea, o astfel de abordare individuală de monitorizare are dezavantajul că nu poate fi ușor comparată cu alte abordări. În consecință, operatorul trebuie:

- să efectueze în fiecare an o evaluare completă a incertitudinii<sup>50</sup> pentru emisiile instalației și să furnizeze dovezi că nivelul de incertitudine cerut este îndeplinit;
- să prezinte rezultatul împreună cu raportul anual de emisii (inclusiv pentru verificare); și
- să furnizeze o justificare pentru utilizarea metodologiei alternative demonstrând costuri nerezonabile sau ne fezabilitatea tehnică în rapoartele regulate de îmbunătățire (→ a se vedea secțiunea 5.7) în conformitate cu articolul 69. În cazul în care condițiile nu mai sunt îndeplinite, operatorul trebuie să modifice planul de monitorizare și să utilizeze de acum înainte o metodă bazată pe niveluri.



Notă: Datorită efortului administrativ crescut necesar pentru metodologiile alternative, operatorii sunt sfătuiți să verifice cu atenție dacă o metodă bazată pe niveluri este încă posibilă pentru toate fluxurile de sursă majore și minore sau sursele de emisie. În special, operatorii ar trebui să se străduiască să utilizeze metode „standard” cu niveluri pentru cât mai multe fluxuri sursă și surse de emisie, chiar dacă, în final, este necesară o metodologie alternativă pentru o parte limitată a emisiilor instalației.

#### 4.3.5. Combinații de abordări

Cu excepția cazurilor în care anexa IV impune aplicarea unor metodologii specifice pentru anumite activități, RMR permite operatorului să combine fără probleme diferitele metode prezentate mai sus, cu condiția să nu apară lacune de date și să

<sup>49</sup> Această incertitudine globală este mai mică de 7,5% pentru instalațiile de categoria A, mai mică de 5,0% pentru instalațiile de categoria B și mai mică de 2,5% pentru instalațiile de categoria C. Pentru clasificarea instalațiilor vezi secțiunea 4.4.

<sup>50</sup> Ghidul ISO pentru exprimarea incertitudinii în măsurare (JCGM 100:2008) trebuie aplicat aici. Este accesibil publicului la adresa <http://www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html>.



nu apară o dublă contabilizare. Acolo unde metode diferite ar conduce la niveluri similare, operatorul poate utiliza alte criterii pentru alegerea metodologiei, cum ar fi:

- Care metodologie oferă rezultate mai fiabile, adică unde sunt utilizate instrumentele de măsurare mai robuste, sunt necesare mai puține observații etc.?
- Care metodă are riscul inherent mai mic? (→ secțiunea 5.5) de ex. ce metodologie este mai ușor de controlat de o a doua sursă de date, unde sunt mai puține posibilități de a face erori sau omisiuni?

Spre exemplu, următoarea instalație fictivă poate utiliza toate metodele simultan. Aceasta constă din următoarele elemente:

- Un boiler cu încălzire pe cărbune: Se utilizează o metodologie pe bază de măsurători (Notă: dacă s-ar fi monitorizat folosindu-se o metodă standard, emisiile de ardere de la cărbune și emisiile de proces asociate rezultate din utilizarea pietrei de var în cadrul procesului de desulfurare a gazelor de evacuare ar trebui monitorizate separat)
- Producerea de fier & oțel (cuptor cu arc electric)
  - Gaz natural pentru încălzire: cea mai simplă abordare este metodologia standard;
  - Producție oțel: Se utilizează un bilanț masic (intrare: rebuturi, fontă, componente din aliaj; ieșire: produse, zgură).
- În plus, instalația operează un mecanism de reciclare (activitate: producerea și procesarea metalelor neferoase), unde rebuturile provenind de la dispozitivele electronice sunt arse într-un cuptor rotativ. Toate rebuturile sunt tratate ca un flux de surse (major). Datorită eterogenității mari a aceluși material trebuie să se utilizeze o metodologie alternativă (conținutul de carbon ar putea fi estimat, spre ex., dintr-o încălzire combinată și din bilanțul masic al acestui cuptor).



#### 4.4 Clasificarea instalațiilor, a surselor de emisii și a fluxurilor sursă

Filozofia de bază în sistemul MRV al EU ETS este aceea că cele mai mari emisii ar trebui monitorizate cu cea mai mare acuratețe, în timp ce metodele mai puțin ambițioase pot fi aplicate pentru emisiile mai mici. Prin această metodă, se ia în considerare eficiența costurilor și se evită sarcina financiară și administrativă nerezonabilă acolo unde beneficiul unor eforturi suplimentare ar fi doar marginal.



##### 4.4.1. Categoriile de instalații

În scopul identificării „nivelului de ambiție” necesar al monitorizării (detaliile vor fi prezentate în secțiunea 5.2), operatorul trebuie să clasifice instalația în funcție de emisiile medii anuale (articolul 19(2)):

- Categoria A: Emisiile medii anuale sunt egale sau mai mici de 50 000 de tone de CO<sub>2(e)</sub>;

- Categoria B: Emisiile medii anuale sunt mai mari de 50 000 de tone de CO<sub>2(e)</sub> și egale sau mai mici de 500 000 de tone de CO<sub>2(e)</sub>;
- Categoria C: Emisiile medii anuale sunt mai mari de 500 000 de tone de CO<sub>2(e)</sub>. „Emisiile medii anuale” înseamnă aici emisiile medii anuale verificate din perioada precedentă de comercializare. În ceea ce privește raportarea anuală, emisiile provenite din biomasă durabilă<sup>51</sup> sunt excluse (adică cu cota zero), dar, contrar raportării anuale, CO<sub>2</sub> transferat din instalație, dacă există, este socotit ca emis, pentru a oferi o mai bună indicare a dimensiunii cantităților de GES care se produce în instalație.

În cazul în care media anuală a emisiilor verificate în perioada de comercializare imediat anterioară perioadei actuale de comercializare pentru instalație nu sunt disponibile sau nu mai sunt reprezentative pentru categoria de instalații utilizate, operatorul utilizează o estimare prudentă (articolul 19(5)). Acesta este în special cazul în care limitele instalațiilor se modifică din cauza extinderii domeniului de aplicare a Directivei EU ETS.



Exemplu: Pentru perioada a patra a EU ETS (începând din 2021), operatorul determină categoria instalației după cum urmează:

- Emisiile medii anuale verificate în 2013-2020, excluzând biomasă, au fost de 349 000 de tone CO<sub>2(e)</sub>. Instalația este de categoria B și nu a existat transfer de CO<sub>2</sub>.
- În 2023, instalația pornește o centrală suplimentară de cogenerare, care este proiectată să emită aproximativ 200 000 t CO<sub>2</sub> pe an. Prin urmare, emisiile de 349 000 de tone de CO<sub>2(e)</sub> nu mai sunt reprezentative, iar operatorul trebuie să facă o estimare prudentă a emisiilor viitoare. Noua estimare a emisiilor anuale este de 549 000 t CO<sub>2</sub> pe an, astfel încât instalația devine de categoria C. În consecință, operatorul trebuie să revizuiască planul de monitorizare (pot fi necesare niveluri mai înalte) și să prezinte autorității competente un PM actualizat pentru aprobare (a se vedea secțiunea 5.6).
- În 2025, instalația demarează un proiect pilot de captare a CO<sub>2</sub> și transferă în medie 100 000 t CO<sub>2</sub> către o instalație de stocare geologică a CO<sub>2</sub>. Totuși, în acest caz categoria instalației nu se schimbă în B, deoarece transferul de CO<sub>2</sub> nu este luat în considerare. Cu toate acestea, din cauza schimbării semnificative a funcționării instalației, este în mod clar necesară o revizuire a PM.

**NOU!**  
Simplificat!

RMR 2018/2066 permite ca o instalație care depășește unul dintre pragurile menționate o singură dată la șase ani să nu fie nevoită să-și schimbe clasificarea. De exemplu, o instalație de categoria A care emite 51 000 t CO<sub>2</sub> doar într-un an, nu trebuie să își schimbe categoria dacă emisiile au fost sub 50 000 t CO<sub>2</sub> în cei cinci ani precedenți. Ceea ce este mai important, aceasta înseamnă și că nivelurile

<sup>51</sup> **NOU!** Aceasta înseamnă că biomasă – dacă este utilizată pentru ardere – trebuie să respecte criteriile de durabilitate și de reducere a GES stabilite de RED II pentru a fi „zero-rated”. Pentru mai multe detalii despre biomasă a se vedea secțiunea 6.3.6. Rețineți că această cerință se aplică numai de la 1 ianuarie 2022.

minime aplicabile nu se modifică din cauza acestui an de emisii mai mari, iar operatorul nu trebuie să depună un plan de monitorizare actualizat pentru aprobare. În schimb, operatorul trebuie să furnizeze dovezi „spre satisfacția autorității competente că acest prag nu a fost deja depășit în ultimele cinci perioade de raportare și nu va fi depășit din nou în perioadele de raportare ulterioare” (al doilea paragraf al articolului 19(2)). Pe de altă parte, dacă pragul este depășit a doua oară în următorii cinci ani, PM va trebui modificat astfel încât să se conformeze condițiilor mai stricte ale categoriei superioare.

#### 4.4.2. Instalații cu emisii reduse

Instalațiile care emit în medie mai puțin de 25 000 t CO<sub>2(e)</sub> pe an pot fi clasificate drept „instalații cu emisii reduse” în conformitate cu articolul 47 din RMR. Pentru acestea, sunt aplicabile simplificări speciale ale sistemului MRV pentru a reduce costurile administrative (a se vedea secțiunea 7.1).

Ca și pentru alte categorii de instalații, emisiile medii anuale se determină ca emisii medii anuale verificate din perioada precedentă de comercializare, cu excluderea CO<sub>2</sub> provenit din biomasă durabilă și înainte de scăderea CO<sub>2</sub> transferat. În cazul în care aceste emisii medii nu sunt disponibile sau nu mai sunt aplicabile din cauza modificărilor limitelor instalației sau a modificărilor condițiilor de funcționare ale instalației, se va utiliza o estimare prudentă cu privire la emisiile proiectate pentru următorii cinci ani.

Atunci apare o situație specială dacă emisiile instalației depășesc pragul de 25 000 t CO<sub>2</sub> pe an. În acest caz, este necesară revizuirea planului de monitorizare și depunerea unui nou câtre AC, pentru care nu se mai aplică simplificările pentru instalațiile mici. Cu toate acestea, formularea articolului 47(8) permite ca operatorul să continue ca o instalație cu emisii scăzute, cu condiția ca operatorul să poată demonstra autorității competente că pragul de 25 000 t CO<sub>2</sub> pe an nu a fost depășit în ultimii cinci ani și nu va fi depășit din nou (ex. din cauza limitărilor capacității instalației). Astfel, emisiile mari într-un singur an din șase ani pot fi tolerabile, dar dacă pragul este depășit din nou în unul dintre următorii cinci ani, această excepție nu va mai fi aplicabilă.

Exemplu: Un boiler mai vechi și mai puțin eficient trebuie utilizat un singur an din cauza perioadei mai lungi de oprire pentru lucrări de mentenanță aferente boilerului principal. Emisiile depășesc pragul de 25 000 t CO<sub>2</sub>/an numai în acest an, însă operatorul poate să demonstreze cu ușurință autorității competente că, după aceste lucrări de mentenanță, nu se va mai repeta acest aspect în următorii 5 ani.



#### 4.4.3. Fluxuri sursă

În cadrul unei instalații, cea mai mare atenție este și ar trebui acordată fluxurilor sursă mai mari. Pentru fluxurile sursă minore, sunt aplicabile din RMR cerințele de nivel inferior (→secțiunea 5.2). Operatorul trebuie să clasifice toate fluxurile sursă pentru care folosește metode bazate pe calcul. În acest scop, el trebuie să compare emisiile fluxului sursă cu „totalul tuturor articolelor monitorizate”.

Trebuie efectuați următorii pași:

- Determinarea „totalului tuturor articolelor monitorizate”, adunând:
  - Emisiile (CO<sub>2(e)</sub>) tuturor fluxurilor sursă care sunt determinate folosind metodologia standard (a se vedea secțiunea 4.3.1);
  - Valorile absolute ale tuturor fluxurilor de CO<sub>2</sub> dintr-un bilanț masic (adică fluxurile de ieșire (de exemplu, carbonul conținut în produsele din oțel) sunt, de asemenea, considerate ca pozitive! A se vedea secțiunea 4.3.2); și
  - Emisiile de CO<sub>2</sub> și CO<sub>2(e)</sub> ale tuturor surselor de emisie care sunt determinate folosind o metodologie bazată pe măsurare (a se vedea secțiunea 4.3.3).
  - Pentru acest calcul se ia în considerare CO<sub>2</sub> din surse fosile, precum și „biomasa nedurabilă”.
  - CO<sub>2</sub> transferat nu se scade din total.
- Ulterior, operatorul ar trebui să enumere toate fluxurile sursă (inclusiv cele care fac parte dintr-un bilanț masic, exprimate în cifre absolute) ordonate în ordine descrescătoare.
- Operatorul poate selecta apoi fluxurile sursă pe care dorește să le clasifice ca fluxuri sursă „minore” sau „de-minimis”, pentru a le aplica cerințe de monitorizare reduse. În acest scop, trebuie respectate pragurile prezentate mai jos.

Operatorul poate selecta ca fluxuri sursă minore: fluxuri sursă care reprezintă împreună mai puțin de 5 000 de tone de CO<sub>2</sub> fosil pe an sau mai puțin de 10 % din „totalul tuturor articolelor monitorizate”, până la o cantitate totală maximă de 100 000 tone de CO<sub>2</sub> fosil pe an, luându-se în considerare valoarea absolută cea mai mare.

Operatorul poate selecta ca fluxuri sursă de minimis: fluxuri sursă care reprezintă împreună mai puțin de 1 000 de tone de CO<sub>2</sub> fosil pe an sau mai puțin de 2% din „totalul tuturor articolelor monitorizate”, până la o cantitate totală maximă de 20 000 de tone de CO<sub>2</sub> fosil pe an, luându-se în considerare valoarea absolută cea mai mare. Rețineți că fluxurile sursă de-minimis nu fac parte din fluxurile sursă minore.

Toate celelalte fluxuri sursă sunt clasificate ca fluxuri sursă majore.

Notă: RMR nu specifică un interval de timp de referință pentru aceste clasificări, cum ar fi perioada anterioară de comercializare în cazul clasificării instalațiilor. Cu toate acestea, articolul 14(1) impune operatorului să verifice în mod regulat dacă planul de monitorizare reflectă natura și funcționarea instalației și dacă metodologia de monitorizare poate fi îmbunătățită.



Această verificare ar trebui efectuată cel puțin o dată pe an (de exemplu, atunci când a fost întocmit raportul anual de emisii, deoarece acolo devine evident dacă fluxurile sursă au depășit pragurile relevante). Cea mai bună practică este să existe o procedură care să conecteze un astfel de control cu efectuarea regulată a activităților de control, cum ar fi verificările lunare orizontale sau verticale (a se vedea secțiunea 5.5). În plus, verificarea ar trebui să fie declanșată automat de orice modificare a capacității sau a operațiunilor instalației.

**NOU!**

**Simplificat!**

RMR 2018/2066 permite ca o instalație care depășește unul dintre pragurile menționate o singură dată la șase ani să nu fie nevoită să-și schimbe clasificarea. Aceasta înseamnă că nivelurile minime aplicabile nu se modifică din cauza acestui an de emisii mai mari, iar operatorul nu trebuie să prezinte un plan de monitorizare

actualizat spre aprobare. Cu toate acestea, operatorul trebuie să furnizeze dovezi „pentru satisfacția autorității competente că acest prag nu a fost deja depășit în ultimele cinci perioade de raportare și nu va fi depășit din nou în perioadele de raportare ulterioare” (al doilea paragraf al articolul 19 alineatul (3)).

Exemplu: Fluxurile sursă ale instalației fictive descrise în secțiunea 4.3.5 se clasifică folosind abordarea evidențiată mai sus. Rezultatul este indicat în Tabelul 3.



Tabelul 4: Categoriile de fluxuri sursă ale unei instalații fictive.

Flux sursă/ sursă de emisii	CO2 echivalent	Valoare absolută	% din total	Categoria de flux sursă permisă
Boiler cu încălzire pe cărbune (CEMS)	400 000	400 000	71.6%	(nu e flux sursă, ci o sursă de emisii)
Gaze naturale	100 000	100 000	17.9%	majoră
Materiale reciclate (alternativă)	50 000	50 000	8.9%	minoră
Fontă	5 000	5 000	0.9%	de-minimis
Elemente de aliaj	2 000	2 000	0.4%	de-minimis
Rebuturi din fier	1 000	1 000	0.2%	de-minimis
Produse de oțel <sup>52</sup>	-1 000	1 000	0.2%	de-minimis

#### 4.4.4. Surse de emisii

Spre deosebire de perioada a 3-a, RMR prevede acum și o clasificare a surselor de emisii pentru care se aplică o metodologie bazată pe măsurare (articolul 19(4)). Similar fluxurilor sursă din secțiunea anterioară, operatorul poate clasifica sursele minore de emisie în cazul în care sursa de emisie emite mai puțin de 5 000 de tone de CO<sub>2</sub> fosil pe an sau mai puțin de 10% din „totalul tuturor articolelor monitorizate”, până la o contribuție maximă totală de 100 000 de tone de CO<sub>2</sub> fosil pe an, luându-se în considerare valoarea absolută cea mai mare. Toate celelalte surse de emisie sunt surse majore de emisie.

**NOU!**

Notă: Dacă instalația nu utilizează CEMS, această clasificare poate fi omisă.

#### 4.5 Sistemul bazat pe niveluri

După cum s-a menționat mai devreme, sistemul EU ETS pentru monitorizare și raportare prevede un sistem bloc al metodologiilor de monitorizare. Fiecare parametru necesar pentru determinarea emisiilor poate fi determinat aplicând diferite „niveluri de calitate a datelor”. Aceste „niveluri de calitate a datelor” sunt numite „niveluri”<sup>53</sup>. Ideea blocului de construcție este ilustrată de Figura 7,

<sup>52</sup> Acesta este un flux de produse, adică contribuie la bilanțul masic ca ieșire. Prin urmare, CO<sub>2</sub> echivalent este un număr negativ.

<sup>53</sup> Articolul 3(8) din RMR definește: „nivel” înseamnă o cerință definită utilizată pentru determinarea datelor de activitate, a parametrilor de calcul, a emisiilor anuale și a mediei orare anuale a emisiilor, precum și a sarcinii utile.

care arată nivelurile care pot fi selectate pentru determinarea emisiilor dintr-un combustibil conform metodologiilor bazate pe calcul. Descrierile diferitelor niveluri (adică cerințele pentru conformare cu acele niveluri) sunt prezentate mai detaliat în capitolul 6.

În general se poate spune că nivelurile cu numere mai mici reprezintă metode cu cerințe mai mici și sunt mai puțin precise față de nivelurile superioare. Niveluri ale aceluiași număr (de exemplu, nivelul 2a și 2b) sunt considerate echivalente.

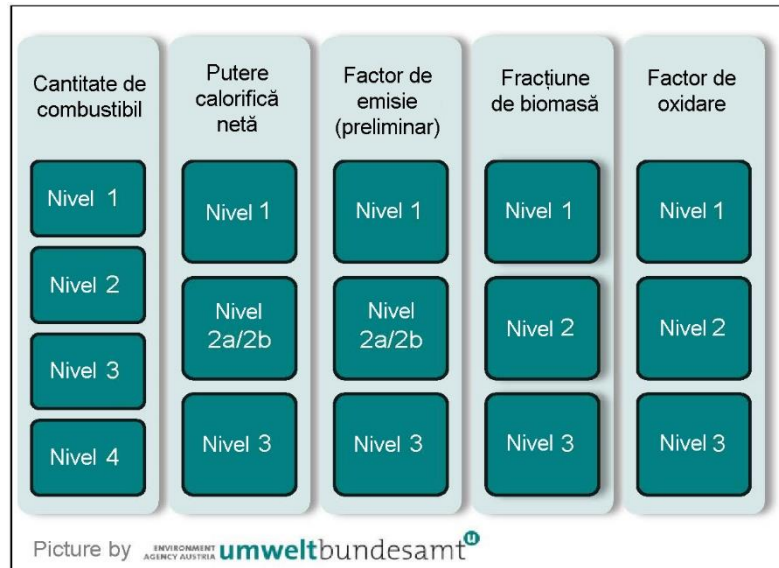


Figura 7: Ilustrarea sistemului de niveluri pentru metodele pe bază de calcule (emisiile de ardere).

Nivelurile superioare sunt considerate, în general, mai dificile și mai costisitor de îndeplinit față de cele mai mici (de exemplu, datorită măsurătorilor mai scumpe aplicate). Prin urmare, nivelurile mai mici sunt de obicei necesare pentru cantități mai mici de emisii, adică pentru fluxuri sursă minore și de-minimis (a se vedea secțiunea 4.4.3) și pentru instalații mai mici (pentru clasificare vezi secțiunea 4.4.1). Se asigură astfel o abordare rentabilă.

Ce nivel trebuie să aleagă un operator în funcție de cerințele RMR este discutat în detaliu în secțiunea 5.2.

#### 4.6 Motive de derogare

Simplificat

Eficiența costurilor este un concept important pentru RMR. În general este posibil pentru ca operatorul să obțină permisiunea autorității competente de derogare de la o cerință specifică a RMR (cum ar fi în special nivelul necesar), dacă aplicarea integrală a cerinței ar duce la costuri nerezonabile. Prin urmare, este necesară o definiție clară pentru „costuri nerezonabile”. Aceasta se regăsește la articolul 18 din RMR. După cum se subliniază în secțiunea 4.6.1 de mai jos, aceasta se bazează pe o analiza cost/beneficiu pentru cerința luată în considerare.

Derogări similare pot fi aplicabile dacă o măsură nu este fezabilă din punct de vedere tehnic. Fezabilitatea tehnică nu este o chestiune de cost/beneficiu, ci dacă operatorul este capabil să îndeplinească o anumită cerință. Articolul 17 din RMR impune ca un operator să furnizeze o justificare atunci când susține că ceva nu este fezabil din punct de vedere tehnic. Această justificare trebuie să demonstreze că operatorul nu are resursele disponibile pentru a îndeplini cerința specifică în timpul cerut.

#### 4.6.1. Costuri nerezonabile

Atunci când se evaluează dacă costurile pentru o anumită măsură sunt rezonabile, costurile trebuie comparate cu beneficiul pe care aceasta l-ar oferi. Costurile sunt considerate nerezonabile atunci când costurile depășesc beneficiul (articolul 18).

Costuri: este la latitudinea operatorului să furnizeze o estimare rezonabilă a costurilor implicate. Ar trebui luate în considerare numai costurile care sunt suplimentare față de cele aplicabile pentru scenariul alternativ. RMR cere, de asemenea, ca costurile echipamentelor să fie evaluate utilizând o perioadă de amortizare adecvată pentru durata de viață economică a echipamentului. Astfel, trebuie utilizate în evaluare costurile anuale pe durata de viață, mai degrabă decât costurile totale ale echipamentelor.

Exemplu: Se descoperă că un instrument de măsură mai vechi nu mai funcționează în mod adecvat și urmează a fi înlocuit cu unul nou. Vechiul instrument a permis atingerea unei incertitudini de 3% corespunzătoare nivelului 2 (+/-5%) pentru datele de activitate (pentru definirea nivelurilor consultați secțiunea 6.1.1). Din cauză că operatorul va trebui oricum să aplice un nivel mai înalt, el se gândește dacă un instrument mai bun ar produce costuri nerezonabile. Instrumentul A costă 40 000 € și duce la o incertitudine de 2,8% (tot nivelul 2), instrumentul B costă 70 000 € însă permite o incertitudine de 2,1% (nivelul 3, +/- 2,5%). Datorită mediului dur al instalației, se consideră adecvată o perioadă de amortizare de 5 ani.

Costurile care trebuie luate în calcul pentru evaluarea costurilor nerezonabile sunt astfel: 30 000 € (adică diferența dintre cele două contoare) împărțit la 5 ani, rezultând o valoare de 6 000 €. Nu se iau în calcul costurile aferente timpului de lucru, întrucât se presupune că aceeași sarcină de lucru este în mod necesar independentă de tipul de contor care se va instala. De asemenea, unele costuri pentru mentenanță pot fi doar approximate.



**Beneficiu:** Întrucât beneficiul, de ex., al unui aparat de măsură mai precis este dificil de exprimat în valori financiare, se face presupunerea respectând RMR. Beneficiul este considerat a fi proporțional cu o cantitate de certificate raportat la incertitudinea redusă. Pentru ca această estimare să fie independentă de fluctuațiile zilnice ale prețurilor, RMR necesită aplicarea unui preț constant de 20 EUR. Pentru determinarea beneficiului presupus, acest preț al certificatului trebuie înmulțit cu un



„factor de îmbunătățire”, care este îmbunătățirea incertitudinii înmulțită cu emisiile medii anuale cauzate de fluxul sursă respectiv<sup>54</sup> în ultimii trei ani<sup>55</sup>. Îmbunătățirea incertitudinii este diferența dintre incertitudinea realizată în prezent<sup>56</sup> și incertitudinea pragului nivelului care ar fi atins după îmbunătățire.

Acolo unde nu se realizează nicio îmbunătățire directă a acurateții datelor privind emisiile<sup>57</sup> printr-o îmbunătățire, factorul de îmbunătățire este întotdeauna de 1%. Articolul 18 alineatul (3) enumeră unele dintre astfel de îmbunătățiri, de ex. trecerea de la valorile implicite la analize, crescând numărul de probe analizate, îmbunătățirea fluxului de date și a sistemului de control, etc.

Vă rugăm să rețineți pragul minim introdus de MRR: Costurile de îmbunătățire acumulate sub 2000 EUR pe an sunt întotdeauna considerate rezonabile, fără evaluarea beneficiului. Pentru instalații cu emisii scăzute (→ secțiunea 4.4.2) acest prag este de numai 500 €.

Rezumând cele de mai sus prin intermediul unei formule, costurile sunt considerate rezonabile, dacă:

$$C < P \cdot AEm \cdot (U_{curr} - U_{new\ tier}) \quad (9)$$

Unde:

C ..... Costuri [€/an]

P ..... Preț specificat al certificatului = 20 € / t CO<sub>2</sub>(e)

AEm ..... Emisii medii din fluxul (fluxurile) sursă aferente ultimilor trei ani [t CO<sub>2</sub>(e)/an]

U<sub>curr</sub> ..... U<sub>actual</sub> = Incertitudine actuală (nu nivelul) [%]

U<sub>new tier</sub> ..... U<sub>nivel nou</sub> = Pragul de incertitudine al noului nivel care poate fi atins [%]



Exemplu: Pentru înlocuirea aparatelor de măsură descrise mai sus, beneficiul „îmbunătățirii” pentru instrumentul A este zero, întrucât este o simplă înlocuire care menține nivelul actual. Acesta nu poate fi nerezonabil, întrucât instalația nu poate fi operată fără cel puțin acest instrument.

În cazul instrumentului B, se poate atinge nivelul 3 (pragul de incertitudine = 2,5%). Incertitudinea se îmbunătățește astfel: U<sub>actual</sub> - U<sub>nivel nou</sub> = 2,8% - 2,5% = 0,3%.

Emisiile anuale medii sunt AEm = 120 000 t CO<sub>2</sub>/an. Ca urmare, beneficiul preconizat este 0,003 x 120 000 x 20€ = 7 200 €. Acesta este mai mare decât costurile preconizate (vezi mai sus). Deci, nu este nerezonabil să se solicite instalarea instrumentului B.

<sup>54</sup> În cazul în care un instrument de măsurare este utilizat pentru mai multe fluxuri sursă, cum ar fi un pod cântărire, ar trebui utilizată suma emisiilor tuturor fluxurilor sursă aferente.

<sup>55</sup> Sunt luate în considerare doar emisiile fosile. CO<sub>2</sub> transferat nu se scade. În cazul în care media emisiilor din ultimii trei ani nu este disponibilă sau nu este aplicabilă din motive de modificări tehnice, trebuie utilizată o estimare conservatoare.

<sup>56</sup> Vă rugăm să rețineți că aici se înțelege incertitudinea „reală” și nu pragul de incertitudine al nivelului.

<sup>57</sup> Modificarea din 2020 a RMR clarifică faptul că orice date privind emisiile utilizate pentru a determina costurile trebuie să țină cont de criteriile RED II pentru biomasă, a se vedea, de asemenea, nota de subsol 51.



Îndrumări suplimentare pot fi găsite în materialul evenimentului de formare privind „costurile nerezonabile” publicat pe site-ul web MRVA al DG CLIMA ([https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitorizare-raportare-si-verificare-eu-ets-emissions\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitorizare-raportare-si-verificare-eu-ets-emissions_en)). Un formular Excel „Instrument de determinare a costurilor nerezonabile” poate fi, de asemenea, descărcat de acolo.



## 4.7 Incertitudinea

Când cineva ar dori să adreseze întrebarea de bază despre calitatea sistemului MRV al oricărui sistem de comercializare de emisii, atunci, probabil, aceasta ar fi: „Cât de bune sunt datele?” sau mai degrabă „Putem să avem încredere în măsurătorile care generează datele despre emisii?” La stabilirea calității măsurătorilor, standardele internaționale se referă la cantitatea de „incertitudine”. Acest concept trebuie explicat.

Există diferiți termeni frecvent utilizați într-un mod similar ca incertitudinea. Și totuși, acestea nu sunt sinonime, însă au propriul lor înțeles definit:

- **Acuratețe:** Înseamnă gradul de concordanță dintre o valoare măsurată și valoarea adevărată a cantității. Dacă o măsurătoare este exactă, media rezultatelor măsurătorilor se apropie de valoarea „adevărată” (care poate fi, de ex. valoarea nominală a unui material standard certificat<sup>58</sup>). Dacă o măsurătoare nu este exactă, aceasta poate fi, uneori, din cauza unei erori sistematice. Adesea, această situație poate fi depășită prin calibrarea și reglarea instrumentelor.
- **Precizie:** Aceasta descrie concordanța rezultatelor măsurătorilor aceleiași cantități măsurate în aceleași condiții, de ex. același lucru este măsurat de mai multe ori. Adesea, aceasta este cuantificată ca abaterea standard a valorilor de la medie. Aceasta reflectă faptul că toate măsurătorile includ o eroare aleatorie, care poate fi redusă, însă nu poate fi eliminată complet.
- **Incetitudine**<sup>59</sup>: Acest termen caracterizează intervalul în care se preconizează că se situează valoarea adevărată, având un nivel de încredere specificat. Acesta este conceptul fundamental care combină precizia și acuratețea presupusă. După cum se indică în Figura 8, măsurătorile pot fi exacte, însă imprecise sau viceversa. Situația ideală este ca măsurătorile să fie precise și exacte.

Dacă un laborator își evaluează și optimizează metodele, de regulă, interesul acestuia constă în distingerea acurateței și preciziei, întrucât acestea conduc la identificarea erorilor și greșelilor. Poate indica diverse motive de eroare, cum ar fi necesitatea efectuării unor lucrări de mentenanță sau calibrare a instrumentelor sau o mai bună instruire a personalului. Totuși, utilizatorul final al rezultatului măsurătorii

<sup>58</sup> De asemenea, un material standard, cum ar fi de ex. o copie a prototipului kilogram, elimină o incertitudine datorată procesului de producție. De regulă, această incertitudine va fi mică în comparație cu incertitudinile utilizării ulterioare a sa.

<sup>59</sup> RMR definește la articolul 3(6): „incertitudine” înseamnă un parametru, asociat rezultatului determinării unei cantități, care caracterizează dispersia valorilor care ar putea fi atribuite, în mod logic, cantității în cauză, incluzând efectele factorilor sistematici, precum și ale factorilor aleatorii, exprimat în procente, și descrie un interval de încredere situat în jurul valorii medii care cuprinde 95% din valorile estimate, luând în considerare orice asimetrie a distribuției valorilor.

(în cazul ETS, acesta este operatorul și autoritatea competentă), pur și simplu, dorește, să știe cât de mare este intervalul (valoare măsurată  $\pm$  incertitudine) în care este probabil să se găsească valoarea adevărată.

În EU ETS, se dă o singură valoare pentru emisii în raportul de emisii anuale. Se introduce o singură valoare în tabelul emisiilor verificate al registrului. Operatorul nu poate preda " $N \pm x\%$ " certificate, ci doar valoarea precisă N. Ca urmare, este clar că este spre interesul tuturor să cuantifice și să reducă incertitudinea „x” cât mai mult posibil. Acesta este motivul pentru care planurile de monitorizare trebuie aprobate de către autoritatea competentă și pentru care operatorii trebuie să demonstreze conformitatea cu nivelurile specifice care sunt aferente incertitudinilor admisibile.

Detalii suplimentare cu privire la definirea nivelurilor sunt date în capitolul 6. Evaluarea incertitudinii, care va fi adăugată planului de monitorizare ca document suport (articolul 12(1)), este discutată în secțiunea 5.3.

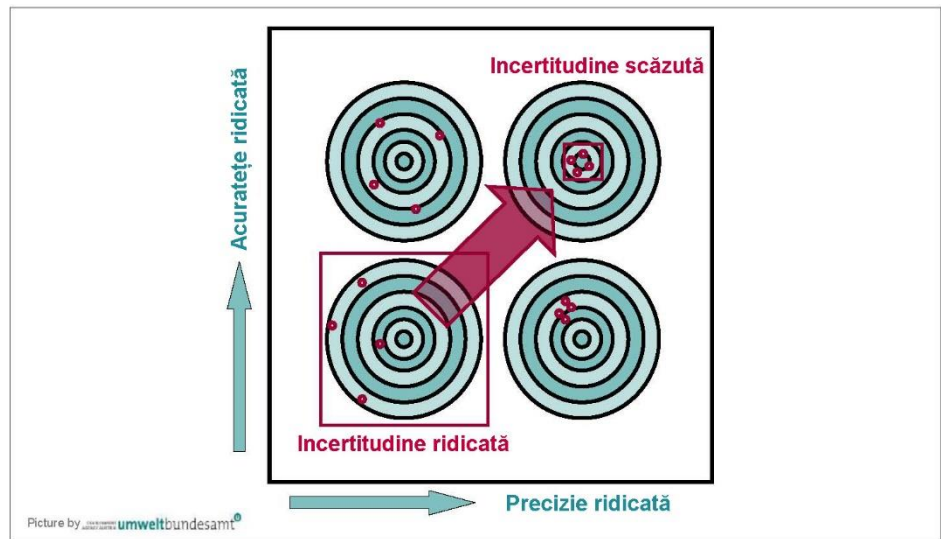


Figura 8: Ilustrarea conceptelor de acuratețe, precizie și incertitudine. Cercul din centru reprezintă valoarea adevărată presupusă, celelalte cercuri concentrice reprezintă rezultatele măsurătorii.



Îndrumări suplimentare pot fi găsite pe site-ul MRVA al DG CLIMA ([https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-euets/monitorizare-raportare-și-verificare-eu-ets-emissions\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-euets/monitorizare-raportare-și-verificare-eu-ets-emissions_en)):

- Documentul de orientare nr. 4 („Orientări privind evaluarea incertitudinii”) și nr. 4a („Evaluarea incertitudinii - exemplu”);
- Materiale din evenimentele de formare privind „Evaluarea incertitudinii”;
- Formular Excel „Instrument pentru evaluarea incertitudinilor”.

## 5 PLANUL DE MONITORIZARE

Prezentul capitol descrie modul în care un operator poate întocmi un plan de monitorizare de la zero. Acesta se va realiza de la zero doar pentru instalațiile noi. Cu toate acestea, din cauza tranziției de la Regulamentul privind monitorizarea și raportarea (RMR) 601/2012 la RMR 2066/2018, operatorii vor fi nevoiți să revizuiască planurile de monitorizare ale instalațiilor pe care le gestionează, pentru a putea identifica lacunele sau posibilitățile relevante de îmbunătățire. Statele Membre pot solicita revizuirea planurilor pentru toate instalațiile de pe teritoriul lor. Prin urmare, prezentul capitol va fi relevant și pentru instalațiile existente. În cazul în care au fost introduse modificări semnificative în comparație RMR 601/2012, acestea au fost evidențiate în text prin intermediul pictogramei „Nou”.

### 5.1 Dezvoltarea planului de monitorizare

În momentul întocmirii unui plan de monitorizare, operatorii trebuie să urmeze anumite principii orientative:

- Cunoscând în detaliu situația propriei instalații, operatorul trebuie să simplifice cât mai mult posibil metodologia de monitorizare. Acest lucru poate fi realizat prin încercarea de a utiliza cele mai fiabile surse de date, instrumente de măsurare robuste, fluxuri de date scurte și proceduri de control eficiente.
- Operatorii ar trebui să își imagineze raportul de emisii anuale din perspectiva verficatorului. Ce ar întreba un verficator în legătură cu modul în care au fost compilate datele? Cum se poate asigura transparența fluxului de date? Ce controale previn erorile, interpretările greșite, omisiunile?
- Întrucât instalațiile suferă de obicei modificări tehnice de-a lungul anilor, planurile de monitorizare trebuie considerate, într-o oarecare măsură, documente vii. În vederea reducerii la minim a sarcinii administrative, operatorii trebuie să fie atenți la elementele care pot fi incluse în planul de monitorizare și ce anume poate fi inclus în procedurile scrise care completează PM.

**Notă: Pentru instalațiile cu emisii scăzute și alte instalații „simple”, prezentul capitol este doar parțial relevant. Se recomandă consultarea în primă etapă a capitolului 7 din prezentul document.**



Următoarea abordare pas cu pas poate fi considerată utilă:

1. Definirea limitelor instalației ținând cont de prevederile din domeniul de aplicare al fiecărei activități din Anexa I la Directiva EU ETS.<sup>60</sup>
2. Stabilirea categoriei instalației (→ a se vedea secțiunea 4.4.1) pe baza unei estimări a emisiilor anuale de gaze cu efect de seră ale instalației. În cazul în care limitele unei instalații, deja incluse în schemă, rămân neschimbate, se poate utiliza media emisiilor anuale verificate din anii anteriori. În alte situații este necesară o estimare prudentă.



<sup>60</sup> A se vedea documentul de orientare al Comisiei privind interpretarea Anexei I [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)

3. Enumerarea tuturor surselor de emisii și a fluxurilor de surse (→ pentru definiții se poate consulta secțiunea 4.2) cu scopul de a alege între metoda bazată pe calcul sau metoda bazată pe măsurare. Clasificarea fluxurilor de surse ca: majore, minore și *de minimis* și a surselor de emisii ca: majore sau minore, după caz.
4. Identificarea cerințelor privind nivelurile, pe baza categoriei instalației și a categoriei fluxului de sursă/sursei de emisii (a se vedea secțiunea 5.2).
5. Enumerarea și evaluarea surselor potențiale de date:
  - a Pentru metodele bazate pe calcul, în ceea ce privește datele de activitate (cerințele detaliate sunt disponibile în secțiunea 6.1):
    - i. Cum poate fi determinată cantitatea de combustibil, de materie primă sau cantitatea de produs obținută?
      - Există instrumente pentru contorizarea continuă, cum ar fi: contoare, benzi de cântărire etc. care oferă rezultate directe pentru cantitatea de materie care intră sau iese din proces în timp?
      - Sau cantitatea de combustibil sau de materie trebuie să se bazeze pe loturile achiziționate? În acest caz, cum poate fi determinată cantitatea din stocuri sau tancuri la sfârșitul anului?
    - ii. Sunt disponibile instrumente de măsurare deținute/controlate de operator?
      - Dacă da: care este nivelul de incertitudine al acestora? Sunt acestea dificil de calibrat? Fac acestea obiectul controlului metrologic legal<sup>61</sup>?
      - Dacă nu: pot fi utilizate instrumentele de măsurare controlate de furnizorul de combustibil? (Acesta este adesea cazul contoarelor de gaz, de multe ori cantitățile fiind determinate pe baza facturilor.)
    - iii. Estimarea incertitudinii asociată cu instrumentele în cauză și stabilirea nivelului asociat care poate fi atins. Notă: pentru evaluarea incertitudinii sunt aplicabile anumite simplificări, în special dacă instrumentul de măsurare face obiectul controlului metrologic legal național. Pentru detalii suplimentare vă rugăm să consultați documentul de orientare nr. 4 (a se vedea secțiunea 2.3).
  - b Parametrii de calcul (PCN, factorul de emisie sau conținutul de carbon, factorul de oxidare sau factorul de conversie, fracțiunea de biomasă): în funcție de nivelurile obligatorii (care sunt stabilite pe baza categoriei instalației și a categoriei fluxului de surse):
    - i. Se pot aplica valori implicite? Dacă da, sunt aceste valori disponibile? (anexa VI la RMR, publicațiile autorității competente, valorile din Inventarul Național al Emisiilor de Gaze cu Efect de seră)?
    - ii. Dacă trebuie aplicate cele mai înalte niveluri sau dacă nu sunt aplicabile valori implicite, trebuie să se efectueze analize chimice



<sup>61</sup> Anumite instrumente de măsurare utilizate pentru tranzacțiile comerciale fac obiectul controlului metrologic legal național. În temeiul RMR, pentru aceste instrumente sunt aplicabile cerințe speciale (abordări simplificate). Pentru detalii, a se consulta documentul de orientare nr. 4 (a se vedea secțiunea 2.3).

pentru determinarea parametrilor de calcul lipsă. În acest caz, operatorul trebuie:

- să aleagă laboratorul care urmează să fie utilizat. Dacă nu este disponibil niciun laborator acreditat<sup>62</sup>, se adună dovezi privind echivalența acreditării (a se vedea secțiunea 6.2.2);
- să selecteze metoda de analiză corespunzătoare (și standardul aplicabil);
- să conceapă un plan de eșantionare [a se consulta Documentul de orientare nr. 5 (secțiunea 2.3)].

c Pentru metodele bazate pe măsurare, dacă este cazul:

- i. Colectarea informațiilor necesare (a se vedea secțiunea 8.1. și Documentul de orientare nr. 7 pentru detalii privind cerințele legate de sistemele de măsurare continuă) în ceea ce privește instrumentele de măsurare implicate, în special nivele de incertitudine atinse când se întreprind teste relevante pentru Nivelul de Asigurare a Calității;
- ii. Se verifică dacă plasarea sondelor permite măsurători reprezentative;
- iii. Se selectează metoda de determinare a debitului de gaze arse.

6. Pot fi atinse toate nivelurile necesare pentru metodele bazate pe calcul? Dacă nu, poate fi atins un nivel mai scăzut, dacă acest lucru este permis în conformitate cu criteriile privind fezabilitatea tehnică și costurile nerezonabile (→ secțiunea 4.6)?
7. Dacă metodele bazate pe măsurare (CEMS, a se vedea secțiunea 8) pot sau trebuie să fie utilizate<sup>63</sup>, pot fi respectate nivelurile și alte cerințe relevante (a se vedea secțiunea 8)?
8. Dacă răspunsurile la punctele 6 și 7 sunt negative: există o modalitate de utilizare a metodei alternative (a se vedea secțiunea 4.3.4)? În acest caz se solicită o evaluare completă a incertitudinii pentru instalația în cauză.
9. În continuare, operatorul trebuie să definească toate fluxurile de date (cine colectează datele, ce date colectează și de unde, ce face cu datele respective, cui predă rezultatele etc.) de la instrumentele de măsurare sau facturi către raportul anual final. Proiectarea unei diagrame a fluxurilor de date ar fi utilă. Detalii suplimentare privind activitățile legate de fluxurile de date sunt disponibile în secțiunea 5.5.
10. Pe baza acestei viziuni de ansamblu asupra surselor de date și a fluxurilor de date, operatorul poate efectua o analiză a riscurilor (a se vedea secțiunea 5.5). El va identifica, în consecință, locul din sistem unde se pot produce cel mai ușor erori.
11. Pe baza analizei riscurilor, operatorul ar trebui:
  - a Dacă este cazul, să hotărască dacă CEMS sau metodele bazate pe calcul sunt mai adecvate;

<sup>62</sup> „Laborator acreditat” este utilizat în acest context ca formă prescurtată pentru „un laborator care a fost acreditat în conformitate cu standardul EN ISO/IEC 17025 pentru metoda analitică necesară”.

<sup>63</sup> CEMS trebuie să fie utilizate pentru emisiile de N<sub>2</sub>O și pot fi utilizate pentru emisiile de CO<sub>2</sub>. Dacă cerințele privind metodele bazate pe calcul pentru CO<sub>2</sub> nu pot fi îndeplinite, CEMS ar trebui considerate o alternativă valabilă.

- b Să stabilească instrumentele de măsurare și sursele de date care urmează să fie utilizate pentru datele de activitate (a se vedea punctul a de mai sus). Dacă există mai multe posibilități, trebuie să se utilizeze varianta cu cel mai scăzut nivel de incertitudine și cu cel mai scăzut risc;
  - c În toate celelalte cazuri care necesită luarea unor decizii<sup>64</sup>, să ia decizii pe baza celui mai scăzut risc asociat; și
  - d Să definească activitățile de control pentru reducerea riscurilor identificate (a se vedea secțiunea 5.5).
12. Ar putea fi necesară repetarea câtorva dintre etapele 5-11, înainte de finalizarea planului de monitorizare și a procedurilor conexe. În special, analiza riscurilor va trebui actualizată după definirea activităților de control.
13. Ulterior, operatorul va redacta planul de monitorizare (pe baza modelelor furnizate de Comisie, a unui model echivalent elaborat de Statul Membru respectiv sau a unui sistem IT dedicat, pus la dispoziție de Comisia Europeană sau de Statul Membru respectiv) și documentele justificative necesare [articolul 12 alineatul (1)]:
- a Dovezi care să ateste faptul că toate nivelurile prevăzute în planul de monitorizare sunt îndeplinite (aceasta necesită o evaluare a incertitudinii, care, în majoritatea cazurilor, poate fi foarte simplă, a se vedea secțiunea 5.3);
  - b Rezultatul analizei finale a riscurilor (→secțiunea 5.5), care să indice că sistemul de control definit atenuază în mod corespunzător riscurile identificate;
  - c Este posibil să fie necesară atașarea unor documente suplimentare (cum ar fi descrierea și diagrama instalației);
  - d Este necesar să fie dezvoltate procedurile scrise menționate în PM, fără a fi necesară atașarea lor la PM în momentul înaintării acestuia către AC (a se vedea secțiunea 5.4 privind procedurile).

Operatorul trebuie să se asigure că toate versiunile planului de monitorizare, documentele și procedurile conexe pot fi identificate în mod clar și că personalul implicat utilizează întotdeauna cele mai recente versiuni. Se recomandă utilizarea de la bun început a unui sistem bun de gestionare a documentelor.

## 5.2 Selectarea nivelului corect

Sistemul de definire a nivelurilor minime obligatorii este prevăzut la articolul 26 pentru metodele bazate pe calcul (și anume, pentru metodologia standard și bilanțurile masice). **Regula de bază prevede că operatorul trebuie să aplice cel mai înalt nivel definit pentru fiecare parametru în parte.** Acest lucru este obligatoriu pentru fluxurile de surse majore și minore din instalațiile de categoria B și C. În ceea ce privește alte fluxuri de surse și instalațiile de categoria A, următorul set de norme definește **excepțiile de la regulă**:

1. În locul celor mai înalte niveluri definite, instalațiile de categoria A trebuie să aplice cel puțin nivelurile specificate în anexa V la RMR pentru fluxurile de surse majore.

<sup>64</sup> De exemplu, în cazul în care există diferite departamente care pot gestiona datele, se alege varianta cea mai adecvată, care prezintă cel mai scăzut număr de posibilități de producere a erorilor.

2. Indiferent de categoria instalației, se aplică aceleași niveluri din anexa V pentru combustibilii comerciali standard<sup>65</sup> în ceea ce privește parametrii de calcul.
3. În cazul în care operatorul demonstrează în mod satisfăcător autorității competente că aplicarea nivelurilor impuse de punctele anterioare conduce la costuri nerezonabile (→ secțiunea 4.6) sau că acest lucru nu este fezabil din punct de vedere tehnic (→ secțiunea 4.6), operatorul poate aplica pentru fluxurile de surse majore un nivel care să fie
  - cu un nivel mai scăzut în cazul instalațiilor de categoria C
  - cu unul sau două niveluri mai scăzute în cazul instalațiilor de categoria B și A;

Nivelul 1 este întotdeauna cel mai scăzut nivel posibil.

4. În cazul în care nivelurile impuse de punctul anterior implică în continuare costuri nerezonabile sau nu sunt fezabile din punct de vedere tehnic, AC poate permite operatorului să aplice un nivel chiar mai scăzut (dar cel puțin nivelul 1) pentru o perioadă de tranziție care urmează să fie convenită cu AC, dacă operatorul furnizează un plan adecvat pentru îmbunătățirea necesară pe parcursul acestei perioade.

Cele de mai sus sunt aplicabile fluxurilor de surse majore. În ceea ce privește **fluxurile de surse minore**, se admit în general niveluri mai scăzute. Operatorul ar trebui să selecteze cel mai înalt nivel fezabil din punct de vedere tehnic și care nu presupune costuri nerezonabile, nivelul minim fiind nivelul 1. Aceasta înseamnă că operatorul trebuie în primul rând să investigheze care nivel este efectiv aplicat sau poate fi aplicat cu ușurință. Nivelul respectiv este ulterior inclus în planul de monitorizare<sup>66</sup>.

Este de așteptat ca operatorii să aplice niveluri egale sau mai mari față de nivelul 1 și pentru **fluxurile de surse de minimis**, în cazul în care acest lucru poate fi realizat „fără eforturi suplimentare” (și anume, fără costuri importante). Cu toate acestea, pot exista cazuri în care chiar și nivelul 1 să implice costuri semnificative sau nerezonabile. În aceste cazuri, RMR permite operatorului să aplice o metodă de estimare prudentă<sup>67</sup> (aceasta este o „metodă care nu se bazează pe niveluri”). Operatorul ar trebui să descrie metoda în cauză în planul de monitorizare.

În anumite cazuri sunt aplicabile **reguli speciale** pentru **parametrii de calcul**:

- Pentru factorii de oxidare și de conversie, operatorul poate să aplice nivelul 1 pentru toate tipurile de instalații (și anume, stabilind factorul la o valoare de 100%)<sup>68</sup>.
- Pentru anumite metodologii, puterea calorică netă (PCN) a combustibililor nu este necesară pentru efectuarea calculului, ci urmează a fi raportată numai din motive de coerență. În conformitate cu articolul 26 alineatul (5), acesta este cazul:

<sup>65</sup> Articolul 3 punctul 31 prevede: „combustibil comercial standard” înseamnă combustibilii comerciali standardizați la nivel internațional care prezintă un interval de încredere de 95%, de cel mult 1% pentru puterea calorică specificată, inclusiv motorina, petrolul ușor, benzina, petrolul lampant, kerosenul, etanul, propanul și butanul, kerosenul pentru avioanele cu reacție (jet A1 sau jet A), benzina pentru avioanele cu reacție (jet B) și benzina pentru aviație (AvGas). Combustibilii comerciali standard se consideră a fi ușor de monitorizat. Prin urmare, articolul 31 alineatul (4) permite același tratament și pentru alte tipuri de combustibili care prezintă o compoziție constantă similară: „La cererea operatorului, autoritatea competentă poate permite ca puterea calorică netă și factorii de emisie ai combustibililor să fie determinați utilizând aceleași niveluri ca în cazul combustibililor comerciali standard, cu condiția ca operatorul să dovedească, cel puțin o dată la trei ani, că intervalul de 1% pentru puterea calorică specificată a fost respectat în ultimii trei ani”. Secțiunea 10.9 din FAQ oferă mai multe instrucțiuni asupra modului în care poate fi aplicată această regulă.

<sup>66</sup> De remarcat faptul că planul de monitorizare trebuie să reflecte întotdeauna nivelul aplicat în realitate și nu nivelul minim obligatoriu. Principiul general constă în faptul că operatorii trebuie să încerce să își îmbunătățească sistemele de monitorizare ori de câte ori acest lucru este posibil.

<sup>67</sup> „Prudentă” înseamnă că metoda nu trebuie să conducă la subestimarea emisiilor.

<sup>68</sup> Aceasta este „traducerea” textului articolului 26 alineatul (4) din RMR, care prevede că trebuie să se aplice „cel puțin cele mai scăzute niveluri prevăzute în Anexa II”.

- combustibililor pentru care AC permite utilizarea factorilor de emisie exprimați în t CO<sub>2</sub> pe tonă (sau Nm<sup>3</sup>) în loc de t CO<sub>2</sub>/TJ;
- combustibililor utilizați ca intrări în proces (dacă factorul de emisie nu este exprimat per TJ);
- combustibililor care fac parte din bilanțul masic, astfel cum se descrie în secțiunea 4.3.2.

În aceste cazuri, PCN poate fi determinată utilizând estimări prudente în loc de utilizarea nivelurilor. Cu toate acestea, ar trebui aplicat cel mai înalt nivel care nu implică eforturi suplimentare.

Întregul sistem privind cerințele de selecție a nivelurilor pentru metodele bazate pe calcul este sintetizat în Tabelul 5.

**Notă:** Dacă nu poate fi atins nici măcar nivelul 1 fie pentru datele de activitate, fie pentru un parametru de calcul al unui flux de surse major sau minor, operatorul poate lua în considerare aplicarea unei metode bazate pe măsurare (→ secțiunea 8). Dacă nici în acest caz nu poate fi atins nivelul 1, se poate avea în vedere o „metodologie alternativă” (→secțiunea 4.3.4).

**NOU!**

**Pentru metodele bazate pe măsurare,** o ierarhie similară a abordărilor este prevăzută la art. 41: Pentru sursele majore de emisii din instalațiile de categoria B sau C, trebuie aplicat cel mai înalt nivel. Pentru instalațiile de categoria A, se poate utiliza nivelul 2 (a se vedea secțiunea 2 din Anexa VIII). În cazul în care operatorul demonstrează că există costuri nerezonabile (→secțiunea 4.6.1) sau că un astfel de nivel nu este fezabil din punct de vedere tehnic, se poate aplica un nivel și mai mic (minimumul este nivelul 1).

Din nou, dacă nici nivelul 1 nu poate fi aplicat, operatorul poate fi nevoit să utilizeze o metodologie alternativă.



**Notă importantă:** Planul de monitorizare trebuie să reflecte întotdeauna nivelul aplicat în realitate, nu cel minim obligatoriu. Principiul general constă în faptul că operatorii trebuie să încerce să își îmbunătățească sistemele de monitorizare ori de câte ori este posibil.



Tabelul 5: Rezumatul cerințelor privind nivelurile pentru metodele bazate pe calcul. Rețineți că aceasta este doar o scurtă prezentare. Pentru informații detaliate trebuie consultat textul integral al prezentei secțiuni.

Categoria instalației	Categoria fluxului de sursă	Nivel solicitat**	Nivel minim (dacă nivelul solicitat nu este fezabil din punct de vedere tehnic sau presupune costuri nerezonabile)	Nivelul minim absolut (dacă nivelul solicitat nu este fezabil din punct de vedere tehnic sau presupune costuri nerezonabile pentru o perioadă de tranziție de până la 3 ani)	Dacă nu este posibil cel puțin nivelul 1
Categoria C* (> 500 kt)	Major	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV</i>	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV minus 1 nivel (minim nivelul 1)</i>	Nivelul 1	<i>Metoda alternativă</i>
	Minor	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV</i>	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV</i>	n.a.	
	de-minimis	<i>Estimare prudentă mai puțin în cazul în care un nivel este atins fără eforturi suplimentare</i>			n.a.
Categoria B* (50 kt < x ≤ 500 kt)	Major	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV</i>	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV minus 2 niveluri (minim nivelul 1)</i>	Nivelul 1	<i>Metoda alternativă</i>
	Minor	<i>Cel mai înalt nivel din Anexele II și IV</i>	<i>Nivelul 1</i>	n.a.	
	de-minimis	<i>Estimare prudentă mai puțin în cazul în care un nivel este atins fără eforturi suplimentare</i>			n.a.
Categoria A (≤ 50 kt)	Major	<i>Nivelul din Anexa V</i>	<i>Nivelul din Anexa V minus 2 niveluri (în mod normal nivelul 1)</i>	Nivelul 1	<i>Metoda alternativă</i>
	Minor	<i>Nivelul din Anexa V</i>	<i>Nivelul 1</i>	n.a.	
	de-minimis	<i>Estimare prudentă mai puțin în cazul în care un nivel este atins fără eforturi suplimentare</i>			n.a.
Instalații cu emisii reduse (< 25 kt)	Major	<i>Nivelul 1 mai puțin în cazul în care un nivel superior este atins fără eforturi suplimentare</i>			<i>Metoda alternativă</i>
	Minor	<i>Nivelul 1 mai puțin în cazul în care un nivel superior este atins fără eforturi suplimentare</i>			
	de-minimis	<i>Estimare prudentă mai puțin în cazul în care un nivel este atins fără eforturi suplimentare</i>			n.a.

\* pentru factorii de calcul (factorul de emisie, puterea calorică netă,...) ai fluxurilor de sursă care sunt combustibili comerciali standard, se aplică aceleași cerințe privind nivelurile ca și pentru instalațiile de categoria A

\*\* pentru factorii de oxidare și conversie cerința minimă este aplicarea celui mai mic nivel din Anexele II și IV (în mod obișnuit nivelul 1 = 100%)

Tabelul 6: Rezumatul cerințelor privind nivelurile pentru metodele bazate pe măsurare. Rețineți că aceasta este doar o scurtă prezentare. Pentru informații detaliate trebuie consultat textul integral al prezentei secțiuni.

Categoria instalației	Categoria sursei de emisie	Nivel solicitat	Nivel minim (dacă nivelul solicitat nu este fezabil din punct de vedere tehnic sau presupune costuri nerezonabile)	Dacă nu este posibil cel puțin nivelul 1
Categoria C (> 500 kt)	Major	Cel mai înalt nivel din Anexa VIII	Cel mai înalt nivel din Anexa VIII minus 1 nivel (minim nivelul 1)	Metoda alternativă
	Minor	Cel mai înalt nivel din Anexa VIII	Nivelul 1	
Categoria B (50 kt < x ≤ 500 kt)	Major	Cel mai înalt nivel din Anexa VIII	Cel mai înalt nivel din Anexa VIII minus 2 niveluri (minim nivelul 1)	
	Minor	Cel mai înalt nivel din Anexa VIII	Nivelul 1	
Categoria A (≤ 50 kt)	Major	Nivelul 2	Nivelul 1	
	Minor	Nivelul 2	Nivelul 1	
Instalații cu emisii reduse (< 25 kt)	Major	Nivelul 1 mai puțin în cazul în care un nivel superior este atins fără eforturi suplimentare (nu este aplicabil pentru N <sub>2</sub> O)		
	Major			

### 5.3 Evaluarea incertitudinii ca document justificativ

#### 5.3.1. Cerințe generale

Astfel cum se indică în secțiunea 6.1.1, nivelurile pentru datele de activitate sunt exprimate pe baza „incertitudinii maxime permise pe parcursul unei perioade de raportare”. În momentul transmiterii unui plan de monitorizare nou sau actualizat, operatorul trebuie să demonstreze conformarea metodologiei de monitorizare (în special a instrumentelor de măsurare utilizate) cu nivelurile de incertitudine selectate. În conformitate cu articolul 12 alineatul (1), acest lucru poate fi realizat prin prezentarea unei evaluări a incertitudinii, ca document justificativ, împreună cu planul de monitorizare. (Notă: instalațiile cu emisii reduse (→ secțiunea 4.4.2) sunt exceptate de la această obligație).

Documentul justificativ menționat trebuie să conțină următoarele informații:

- dovezi privind respectarea pragurilor de incertitudine pentru datele de activitate;
- dovezi privind respectarea incertitudinii necesare pentru parametrii de calcul, dacă este cazul<sup>69</sup>;
- dovezi privind respectarea cerințelor referitoare la incertitudine pentru metodele bazate pe măsurare, dacă este cazul;

<sup>69</sup> Acest lucru este aplicabil doar în cazul în care frecvența eșantionării pentru analize se determină pe baza regulii de 1/3 din valoarea incertitudinii datelor de activitate [articolul 35 alineatul (2)]. Pentru informații suplimentare, vă rugăm să consultați secțiunea 6.2.2.

- dacă se aplică o metodă alternativă pentru cel puțin o parte a instalației, trebuie să se prezinte evaluarea incertitudinii pentru emisiile totale ale instalației.

Se recomandă operatorului să elaboreze în același timp o procedură pragmatică pentru repetarea periodică a acestei evaluări<sup>70</sup>.

În ceea ce privește datele de activitate, evaluarea trebuie să conțină [articolul 28 alineatul (2), precum și, prin analogie, articolul 29]:

- incertitudinea specificată a instrumentelor de măsurare utilizate,
- incertitudinea asociată cu calibrarea, precum și
- orice altă incertitudine suplimentară care are legătură cu modul în care instrumentele de măsurare sunt utilizate în practică.
- În plus, trebuie inclusă, dacă acest lucru este relevant, influența incertitudinii legată de determinarea stocurilor la începutul/sfârșitul anului. Acestea sunt relevante în cazul în care:
  - cantitățile de combustibil sau de materii sunt stabilite mai degrabă pe baza măsurării pe loturi decât pe baza contorizării continue, și anume atunci când se utilizează facturi,
  - unitățile de depozitare au capacitatea de a stoca cel puțin 5% din cantitatea anuală folosită din combustibilul sau materia în cauză; și
  - instalația nu este o instalație cu emisii scăzute (→ secțiunea 4.4.2)

### 5.3.2. Simplificări

Astfel cum se menționează mai sus, în prezenta secțiune sau în secțiunea 4.7, incertitudinea cuprinde mai multe surse de incertitudine, în special erori cauzate de o lipsă de precizie (în principiu, aceasta este incertitudinea contorului specificată de producător pentru utilizarea într-un mediu adecvat și anumite condiții pentru instalație, cum ar fi lungimea conductei directe înainte și după un debitmetru) și de o lipsă de acuratețe (de exemplu, din cauza vechimii sau a coroziunii instrumentului, care poate provoca deviații). Prin urmare, RMR solicită ca evaluarea incertitudinii să ia în considerare incertitudinea instrumentului de măsurare, precum și influența calibrării și a altor parametri posibili. Cu toate acestea, în practică, o astfel de evaluare a incertitudinii este foarte dificilă, depășind posibilitățile resurselor de care dispun mulți dintre operatori. Prin urmare, RMR prevede anumite simplificări pragmatice.

Simplificat

#### 5.3.2.1 Simplificarea bazată pe abordarea ETSG

Pentru cea de-a doua etapă EU ETS, așa-numitul document ETSG<sup>71</sup> a propus o abordare simplificată, care a permis ca incertitudinea generală pentru datele de activitate ale unui flux sursă să fie aproximată prin incertitudinea cunoscută pentru un anumit tip de instrument, cu condiția ca alte surse de incertitudine să fie atenuate

<sup>70</sup> Această procedură trebuie indicată în planul de monitorizare, în conformitate cu secțiunea 1 punctul 1 litera (c) subpunctul (ii) din anexa I și este necesară pentru conformitatea cu articolul 28 alineatul (1) și, după caz, cu articolul 22.

<sup>71</sup> ETS Support Group (un grup de experți ETS sub umbrela rețelei IMPEL, care a elaborat note de orientare importante pentru aplicarea MRG 2007).

în mod suficient. Se consideră că acesta este, în special, cazul instrumentelor instalate conform anumitor condiții. Nota ETSG conține o listă a tipurilor de instrumente și a condițiilor de instalare care ajută utilizatorul să aplice această abordare.

Regulamentul privind monitorizarea și raportarea a preluat principiul acestei abordări și permite operatorului să utilizeze „eroarea maximă admisă (EMA) în exploatare”<sup>72</sup> specificată pentru instrument ca incertitudine generală, cu condiția ca instrumentele de măsurare să fie instalate într-un mediu adecvat specificațiilor lor de utilizare. În cazul în care nu sunt disponibile informații pentru EMA în exploatare sau dacă operatorul poate atinge valori mai bune decât valorile implicite, se poate utiliza incertitudinea obținută prin calibrare, înmulțită cu un factor de ajustare prudent pentru a lua în calcul incertitudinea mai mare când instrumentul se află „în exploatare”.

Sursa de informații pentru EMA în exploatare și specificațiile corespunzătoare de utilizare nu sunt precizate în detaliu de RMR, ceea ce permite o anumită flexibilitate. Se poate presupune că specificațiile producătorului, specificațiile controlului metrologic legal, dar și documentele de orientare, cum ar fi recomandările Comisiei, reprezintă surse adecvate.

### 5.3.2.2 Folosirea controlului metrologic legal național

Cea de-a doua simplificare admisă de RMR este și mai ușoară în practică: dacă operatorul demonstrează în mod satisfăcător autorității competente că un instrument de măsurare face obiectul unui control metrologic legal la nivel național, EMA (în exploatare) admisă de legislația privind controlul metrologic poate fi luată ca incertitudine, fără a mai fi necesară prezentarea de dovezi suplimentare<sup>73</sup>.

### 5.3.2.3 Instalații cu emisii reduse

Prin articolul 47, alineatele (4) și (5), operatorii instalațiilor cu emisii reduse (→ secțiunea 4.4.2) sunt scutiți de la prezentarea unei evaluări a incertitudinii, în cazul în care datele de activitate se bazează pe evidențe ale achizițiilor.

### 5.3.3. Îndrumări suplimentare



Tema evaluării incertitudinii și teme conexe, precum valorile implicite pentru EMA și condițiile de utilizare a tipurilor de instrumente utilizate în mod frecvent, sunt abordate în Documentul de orientare nr. 4 (a se vedea secțiunea 2.3).

## 5.4 Proceduri și planul de monitorizare

Planul de monitorizare trebuie să asigure că operatorul efectuează toate activitățile de monitorizare în mod consecvent de-a lungul anilor, ca după un manual. Pentru a preveni lacunele sau modificările arbitrare ale operatorului, este necesară aprobarea

<sup>72</sup> EMA în exploatare este cu mult mai ridicată decât eroarea maximă admisă (EMA) a instrumentului nou. EMA în exploatare este adeseori exprimată ca un factor înmulțit cu EMA a instrumentului nou.

<sup>73</sup> Filozofia din spatele acestei abordări constă în faptul că aici controlul este exercitat nu de către AC responsabilă pentru EU ETS, ci de o altă autoritate care răspunde de aspectele referitoare la controlul metrologic. Prin urmare, se evită dublarea reglementărilor și se reduc sarcinile administrative.

autorității competente. Cu toate acestea, există întotdeauna elemente în cadrul activităților de monitorizare care sunt mai puțin importante sau care pot suferi modificări frecvente.

Regulamentul privind monitorizarea și raportarea furnizează un instrument util pentru astfel de situații. Aceste activități de monitorizare pot (sau chiar trebuie) să fie introduse în „procedurile scrise”<sup>74</sup>, menționate și descrise pe scurt în PM, dar care nu sunt considerate parte din PM. Procedurile sunt strâns legate de planul de monitorizare, fără însă a face parte din acesta. Este necesar ca procedurile să fie descrise în PM la un nivel de detaliu astfel încât autoritatea competentă să poată înțelege conținutul procedurii și să poată presupune, în mod logic, că operatorul menține și implementează o documentație completă a procedurii. Textul integral al procedurii va fi transmis autorității competente numai la solicitarea acesteia. Operatorul trebuie să pună la dispoziție procedurile și în scopul verificării (articolul 12 alineatul (2)). În consecință, operatorul este singurul responsabil de procedură. Acest lucru îi conferă flexibilitatea de a modifica procedura ori de câte ori este necesar, fără a fi necesară actualizarea planului de monitorizare, atât timp cât conținutul procedurii respective respectă limitele descrierii sale prevăzute în planul de monitorizare.

RMR conține anumite elemente care se așteaptă să fie introduse implicit în procedurile scrise, cum ar fi:

- responsabilitățile de gestionare și competența personalului;
- fluxul de date și procedurile de control (→ secțiunea 5.5);
- măsurile de asigurare a calității;
- metoda de estimare pentru datele substituite, în cazul în care au fost identificate lacune de date;
- revizuirea periodică a planului de monitorizare în vederea asigurării caracterului adecvat al acestuia (inclusiv evaluarea incertitudinii, dacă acest lucru este relevant);
- un plan de eșantionare<sup>75</sup>, dacă este cazul (→ a se vedea secțiunea 6.2.2) și o procedură de revizuire a planului de eșantionare, dacă acest lucru este relevant;
- procedurile pentru metodele de analiză, dacă este cazul;
- procedura de demonstrare a echivalenței cu standardul EN ISO/IEC 17025 privind acreditarea laboratoarelor, dacă acest lucru este relevant;
- procedura de evaluare a incertitudinii în cazul metodelor alternative (→ secțiunea 4.3.4 aplicate);
- procedurile privind utilizarea metodelor bazate pe măsurare, inclusiv pentru coroborarea calculelor și pentru scăderea emisiilor provenite din biomasă, dacă acest lucru este relevant.

În plus, RMR indică modul în care trebuie descrisă procedura în planul de monitorizare. Trebuie remarcat faptul că, pentru instalațiile simple, procedurile vor fi de asemenea, de obicei, foarte simple și directe. În cazul în care procedura este foarte simplă, se poate utiliza textul procedurii ca „descriere” a procedurii, astfel cum se prevede pentru planul de monitorizare.

<sup>74</sup> Articolul 11 alineatul (1) al doilea paragraf: „Planul de monitorizare este completat de proceduri scrise pe care operatorul sau operatorul de aeronave le stabilește, le documentează, le implementează și le menține pentru activitățile incluse în planul de monitorizare, după caz.”

<sup>75</sup> Conține informații privind metodele de pregătire a eșantioanelor, inclusiv informații privind responsabilitățile, amplasamentele, frecvențele și cantitățile, precum și metodele de depozitare și transportare a eșantioanelor (articolul 33).



### Exemplu de procedură:

Un operator poate utiliza diferite fracțiuni de deșeuri municipale sau industriale drept combustibil. Dacă fiecare tip de deșeuri ar fi considerat un flux de surse individual, operatorul ar trebui să actualizeze planul de monitorizare de fiecare dată când se livrează un nou deșeu. Autoritatea competentă ar trebui să emită o aprobare a planului de monitorizare de fiecare dată. În consecință, o astfel de situație nu poate fi considerată practică, în special dacă metoda de monitorizare este întotdeauna aceeași (de exemplu, se utilizează același bilanț, se aplică aceleași metode de eșantionare și de analiză).

**Notă:** Acest exemplu nu aduce atingere altor cerințe legale privind arderea deșeurilor, precum cerințele prevăzute de Directiva privind emisiile industriale (IED, Directiva 2010/75/UE). Exemplul presupune că diferitele tipuri de deșeuri menționate nu încalcă condițiile de autorizare sau alte cerințe legale. Accentul cade pur și simplu în acest caz pe aspectele de monitorizare ale EU ETS.

**Soluția de monitorizare:** Operatorul utilizează o procedură pentru a verifica dacă deșeurile livrate se încadrează în limitele fluxului de surse definit înainte de a aplica metoda de monitorizare definită în planul de monitorizare. Procedura poate fi descrisă în felul următor:

1. Personalul de pază de la intrarea în unitate este instruit să raporteze orice livrare de deșeuri către RSM (*ETS Responsible Shift Manager* - șeful de tură responsabil cu ETS)<sup>76</sup>.
2. RSM verifică dacă deșeurile livrate respectă standardul de calitate definit de <procedura x.y.1>. Această procedură prevede că:
  - a AC permite utilizarea doar a anumitor deșeuri menționate în catalogul deșeurilor,
  - b în instalație pot fi utilizate numai anumite valori ale: puterii calorifice nete, niveluri de umiditate și dimensiuni ale particulelor;
  - c în cazul în care există îndoieli, RSM va solicita laboratorului de pe amplasament să efectueze analizele corespunzătoare.
3. În cazul în care deșeurile nu respectă <procedura x.y.1>, acestea trebuie depozitate până la determinarea parametrilor de calcul. În această situație, deșeurile sunt trecute pe o listă a materiilor noi, care va fi notificată anual AC în prima săptămână din noiembrie.
4. Ulterior, deșeurile pot fi utilizate în instalație. Masa menționată în nota de livrare și parametrii de calcul sunt introduși de RSM în registrul de date ETS, fișierul cu numele „E:\Date material\Datefluxdesurse.xls”, foaia „DeseuriLog”.

<sfârșitul procedurii>



Tabelul 7 și Tabelul 8 indică informațiile care trebuie introduse în planul de monitorizare pentru fiecare procedură în parte (articolul 12 alineatul (2)), oferind exemple de proceduri.

<sup>76</sup> Trebuie remarcat faptul că se utilizează numele postului și nu numele persoanelor responsabile, pentru a se evita actualizările necesare ori de câte ori se schimbă persoana.

Tabelul 7: Exemplu privind gestionarea personalului: descrieri ale unei proceduri scrise prevăzute în planul de monitorizare

Element conform articolului 12 alineatul (2)	Conținutul posibil (exemple)
Denumirea procedurii	Gestionarea personalului ETS
O referință trasabilă și verificabilă pentru identificarea procedurii	ETS 01-P
Postul sau departamentul responsabil de implementarea procedurii și postul sau departamentul responsabil de gestionarea datelor conexe (dacă diferă)	Șef de unitate adjunct HSEQ (sănătate, siguranță, mediu și calitate)
Scurtă descriere a procedurii <sup>77</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Persoana responsabilă deține o listă a personalului implicat în gestionarea datelor ETS</li> <li>• Persoana responsabilă are cel puțin o întâlnire pe an cu fiecare persoană implicată și cel puțin 4 întâlniri cu personalul-cheie definit în anexa la procedură; Scop: identificarea necesităților de instruire</li> <li>• Persoana responsabilă gestionează activitățile de instruire interne și externe în conformitate cu necesitățile identificate.</li> </ul>
Locul unde se află înregistrările și informațiile relevante	Pe hârtie: Birou HSEQ, raft 27/9, dosar nr. „ETS 01-P”. Electronic: “P:\ETS_MRV\manag\ETS_01-P.xls”
Denumirea sistemului computerizat utilizat, dacă este cazul	Nu se aplică (discuri în rețea normale)
O listă a standardelor EN sau a altor standarde aplicate, dacă este cazul	Nu se aplică

Tabelul 8: Exemplu privind managementul calității (MC) pentru o descriere a unei proceduri scrise din planul de monitorizare. Instalația din acest exemplu pare să fie una complexă.

Element conform articolului 12 alineatul (2)	Conținutul posibil (exemple)
Denumirea procedurii	MC pentru instrumente ETS
O referință trasabilă și verificabilă pentru identificarea procedurii	MC 27-ETS
Postul sau departamentul responsabil de implementarea procedurii și postul sau departamentul responsabil de gestionarea datelor conexe (dacă diferă)	Funcționar de mediu / Unitatea operațională nr. 2

<sup>77</sup> Descrierea trebuie să fie suficient de clară pentru a permite operatorului, autorității competente și verficatorului să înțeleagă parametrii și operațiunile esențiale efectuate.



Element conform articolului 12 alineatul (2)	Conținutul posibil (exemple)
Scurtă descriere a procedurii	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Persoana responsabilă are notat un program al calibrărilor necesare și al intervalelor de întreținere pentru toate instrumentele menționate în tabelul X.9 din planul de monitorizare</li> <li>• Persoana responsabilă verifică săptămânal ce activități MC sunt necesare, conform programului, în următoarele 4 săptămâni. După caz, aceasta rezervă resursele necesare pentru sarcinile respective, în cadrul reuniunilor săptămânale cu directorul instalației</li> <li>• Persoana responsabilă apelează la experți externi (institute de calibrare) atunci când este cazul.</li> <li>• Persoana responsabilă se asigură că sarcinile MC sunt efectuate la datele convenite.</li> <li>• Persoana responsabilă ține o evidență a activităților MC de mai sus.</li> <li>• Persoana responsabilă raportează directorului instalației cu privire la acțiunile corective necesare.</li> <li>• Corrective action is handled under procedure QM 28-ETS.</li> </ul>
Locul înregistrărilor și informațiilor relevante	Pe hârtie: Birou HS3/27, raft 3, dosar nr. „MC 27-ETS -nnnn”. (nnnn=an) Electronic: “Z:\ETS_MRV\QM\calibr_log.pst”
Denumirea sistemului computerizat utilizat, dacă este cazul	Un calendar MS Outlook, utilizat, de asemenea, pentru stocarea documentelor ca atașamente, în ordine cronologică
O listă a standardelor EN sau a altor standarde aplicate, dacă este cazul	In the instrument list (document ETS-Instr-A1.xls) the applicable standards are listed. This document is made available to the CA and verifier upon request.

## 5.5 Flux de date și sistem de control

Monitorizarea datelor privind emisiile înseamnă mai mult decât citirea instrumentelor sau efectuarea analizelor chimice. Este extrem de important ca operatorul să se asigure că datele sunt produse, colectate, prelucrate și stocate în mod controlat. Prin urmare, operatorul trebuie să definească instrucțiunile pentru „cine preia datele, de unde le preia și ce face cu acestea”. Aceste „activități privind fluxul de date” (articolul 58) fac parte din planul de monitorizare sau sunt prevăzute, după caz, în procedurile scrise (a se vedea secțiunea 5.4). O diagramă privind fluxul de date este adesea un instrument util pentru analizarea și/sau stabilirea procedurilor privind fluxul de date. Exemplele de activități privind fluxul de date includ: citirea instrumentelor, trimiterea eșantioanelor la laborator și primirea rezultatelor, agregarea datelor, calcularea emisiilor cu ajutorul diversilor parametri, precum și stocarea tuturor informațiilor relevante în vederea unei utilizări ulterioare.



Având în vedere că activitățile în cauză sunt efectuate de diferite persoane (și, deseori, de diferite sisteme informatice), acestea nu sunt lipsite de erori. Prin urmare, Regulamentul privind monitorizarea și raportarea prevede că operatorul trebuie să instituie un sistem de control eficace (articolul 59). Acesta cuprinde două elemente:

- o evaluare a riscurilor și
- activități de control pentru reducerea riscurilor identificate.

„Riscul” este un parametru care ia în considerare atât probabilitatea producerii unui incident, cât și impactul acestuia. În ceea ce privește monitorizarea emisiilor, riscul se referă la probabilitatea unei inexactități (omitere, reprezentare falsă sau eroare) și la impactul acesteia asupra cifrei privind emisiile anuale.

În cazul în care operatorul efectuează o evaluare a riscurilor, acesta analizează fiecare punct din fluxul de date necesar pentru monitorizarea emisiilor întregii instalații, indiferent dacă există riscul unor inexactități. În general, riscul este exprimat mai degrabă prin intermediul unor parametri calitativi (scăzut, mediu, ridicat) decât prin alocarea unor cifre exacte. De asemenea, operatorul evaluează potențialele motive pentru apariția inexactităților (cum ar fi transportarea copiilor pe hârtie de la un departament la altul, caz în care se pot produce întârzieri sau pot fi introduse erori în urma copierii) și identifică măsurile care ar putea reduce riscurile constatate, de exemplu prin trimiterea datelor în format electronic și păstrarea unei copii pe hârtie la primul departament, prin căutarea dublurilor sau a datelor lipsă din foile de calcul, prin verificări de control efectuate de o persoană independentă („principiul celor patru ochi”) etc.

Se pun în aplicare măsurile identificate pentru reducerea riscurilor. Evaluarea riscurilor este ulterior reevaluată pe baza noilor riscuri (reduse) până când operatorul consideră să riscurile rămase sunt suficient de scăzute pentru a putea redacta un raport de emisii anuale fără inexactități materiale<sup>78</sup>.

Activitățile de control sunt prevăzute în procedurile scrise și sunt menționate în planul de monitorizare. Rezultatele evaluării riscurilor (care ia în calcul activitățile de control) sunt prezentate autorității competente ca documentație justificativă în momentul în care operatorul solicită aprobarea planului de monitorizare.

Operatorii trebuie să redacteze și să păstreze proceduri scrise legate de activitățile de control, cel puțin pentru (articolul 58 alineatul (3)):

- (a) asigurarea calității echipamentului de măsurare;
- (b) asigurarea calității sistemului informatic folosit pentru activitățile privind fluxurile de date, inclusiv tehnologia computerizată de control a procesului;
- (c) separarea atribuțiilor în activitățile privind fluxul de date și activitățile de control, precum și gestionarea competențelor necesare;
- (d) analizele interne și validarea datelor;
- (e) corecții și măsuri corective;
- (f) controlul proceselor externalizate;
- (g) păstrarea înregistrărilor și a documentației, inclusiv gestionarea versiunilor documentelor.

<sup>78</sup> Operatorul trebuie să depună eforturi pentru a redacta rapoarte de emisii „fără greșeli” (articolul 7: operatorii „acordă atenția cuvenită pentru a se asigura că atât calcularea, cât și măsurarea emisiilor prezintă cel mai înalt grad de precizie posibil”). Cu toate acestea, verificarea nu poate să ofere garanții absolute. În schimb, verificarea are ca obiectiv furnizarea unui nivel rezonabil de garanție că raportul nu conține inexactități materiale. Pentru informații suplimentare vă rugăm să consultați documentul orientativ relevant din Regulamentul privind acreditarea și verificarea (a se vedea secțiunea 5.2).



Simplificat

**Instalații cu emisii scăzute:** Articolul 47 alineatul (3) scutește operatorii instalațiilor cu emisii reduse (→ secțiunea 4.4.2) de la furnizarea unei analize a riscurilor în momentul prezentării planului de monitorizare autorității competente spre aprobare. Cu toate acestea, operatorii vor constata că este util să efectueze o evaluare a riscurilor în interesul propriu. Aceasta prezintă avantajul reducerii riscurilor de subevaluare și restituire a unui număr insuficient de certificate, plus sancțiunile aferente, precum și de supraevaluare și restituire excesivă.



Trebuie menționat faptul că a fost publicat un document dedicat care conține mai multe informații detaliate referitoare la activitățile privind fluxul de date și sistemul de control (inclusiv analiza riscurilor) (GD nr. 6 și 6a, instrumentul de evaluare a riscurilor; a se vedea secțiunea 2.3).

## 5.6 Actualizarea planului de monitorizare

Planul de monitorizare trebuie să corespundă întotdeauna cu situația curentă a a instalației, precum și cu modul de funcționare al acesteia. Atunci când situația practică din cadrul instalației se modifică, de exemplu, din cauză că tehnologiile, procesele, combustibilii, materialele, echipamentul de măsurare, sistemele IT sau structurile organizatorice (și anume, sarcinile personalului) au suferit schimbări (acolo unde este relevant pentru monitorizarea emisiilor), metodologia de monitorizare trebuie actualizată (articolul 14)<sup>79</sup>. În funcție de natura modificărilor în cauză, poate apărea una dintre următoarele situații:

- În cazul în care un element din planul de monitorizare necesită actualizare, se poate aplica una dintre următoarele situații:
  - Modificarea planului de monitorizare este semnificativă. Această situație este discutată în secțiunea 5.6.1. În caz de dubiu, operatorul trebuie să presupună că modificarea este semnificativă.
  - Modificarea planului de monitorizare nu este semnificativă. Se aplică procedura descrisă la punctul 5.6.2.
- În cazul în care un element al unei proceduri scrise necesită actualizare. Dacă acest lucru nu afectează descrierea procedurii din planul de monitorizare, operatorul va efectua actualizarea pe propria răspundere, fără a notifica autoritatea competentă.

Situații similare pot avea loc ca urmare a cerinței de îmbunătățire continuă a metodologiei de monitorizare (a se vedea secțiunea 5.7).

<sup>79</sup> Articolul 14 alineatul (2) prevede o listă minimă de situații în care actualizarea planului de monitorizare este obligatorie:

- „(a) dacă apar noi emisii, ca urmare a unor noi activități derulate sau ca urmare a utilizării de noi combustibili sau materii prime care nu au fost încă incluse în planul de monitorizare;
- (b) dacă schimbarea disponibilității datelor ca urmare a utilizării de noi tipuri de instrumente de măsurare, metode de eșantionare sau metode de analiză sau din alte motive conduce la o mai mare precizie a determinării emisiilor;
- (c) dacă datele rezultate din metodele de monitorizare aplicate anterior s-au dovedit incorecte;
- (d) dacă modificarea planului de monitorizare îmbunătățește precizia datelor raportate, cu excepția cazului în care acest lucru nu este posibil din punct de vedere tehnic sau implică costuri nerezonabile;
- (e) dacă planul de monitorizare se dovedește a nu fi în conformitate cu cerințele prezentului regulament, iar autoritatea competentă solicită operatorului sau operatorului de aeronave modificarea acestuia;
- (f) dacă este necesar să se răspundă sugestiilor de îmbunătățire a planului de monitorizare, incluse într-un raport de verificare.”

Regulamentul privind monitorizarea și raportarea definește, de asemenea, la articolul 16 alineatul (3), cerințele privind păstrarea înregistrărilor referitoare la orice actualizări ale planului de monitorizare, astfel încât să se păstreze un istoric complet al actualizărilor, care să permită o pistă de audit complet transparentă, inclusiv pentru verificator.

În acest sens, se consideră drept cea mai bună practică utilizarea de către operator a unui „jurnal” în care se consemnează toate modificările nesemnificative ale planului de monitorizare și ale procedurilor, precum și toate versiunile planurilor de monitorizare prezentate și aprobate. Jurnalul trebuie completat de o procedură scrisă pentru evaluarea periodică a faptului dacă planul de monitorizare este actualizat (articolul 14 alineatul (1) și secțiunea 1 punctul 1 litera (c) din anexa I).

**Notă:** Începând cu anul 2021, o simplificare<sup>80</sup> introdusă la articolul 19 ajută la evitarea unui număr potențial mare de actualizări ale planului de monitorizare. În principiu, de fiecare dată când emisiile unei instalații depășesc pragul de clasificare a acesteia (Categorii A, B, C sau instalație cu emisii reduse), operatorul ar trebui să evalueze dacă toate nivelurile aplicate mai sunt conforme cu cerințele (a se vedea secțiunea 5.2). Același lucru ar trebui să se aplice și în cazul surselor de emisii sau fluxurilor sursă individuale, dacă emisiile acestora depășesc pragul relevant pentru clasificarea lor. Noile clauze de simplificare din articolul 19 permit acum operatorului să evite o astfel de reclasificare a instalației, a sursei de emisii sau a fluxului sursă, dacă acesta furnizează autorității competente dovezi că pragul relevant nu a fost depășit în cei 5 ani anteriori celui în care s-a produs depășirea și este puțin probabil să fie depășit din nou în următorii ani.

**Notă:** Orice modificare a planului de monitorizare în temeiul RMR poate avea un impact asupra „Planului metodologic de monitorizare” (PMM) cerut de Regulamentul privind regulile de alocare gratuită (FAR)<sup>81</sup>. În cazul în care instalația primește alocare gratuită în cadrul FAR, operatorul este responsabil să mențină actualizat și PMM-ul<sup>82</sup>.



**NOU!**  
Simplificat

**NOU!**

### 5.6.1. Modificări semnificative

Ori de câte ori planul de monitorizare necesită o modificare semnificativă, operatorul comunică fără întârziere autorității competente actualizarea respectivă. Autoritatea competentă trebuie apoi să evalueze dacă modificarea este într-adevăr una semnificativă. Articolul 15 alineatul (3) conține o listă (neexhaustivă) a actualizărilor planului de monitorizare considerate semnificative<sup>83</sup>. Dacă modificarea nu este

<sup>80</sup> Simplificarea clasificării instalațiilor se regăsește la art. 19, alin. (2), al doilea paragraf: „Prin derogare de la articolul 14 alineatul (2), autoritatea competentă poate permite operatorului să nu modifice planul de monitorizare în cazul în care, pe baza emisiilor verificate, pragul de clasificare a instalației menționat la primul paragraf este depășit, dar operatorul demonstrează, în mod satisfăcător, autorității competente, că acest prag nu a fost deja depășit în ultimele cinci perioade de raportare și nu va fi depășit din nou, în perioadele de raportare ulterioare.” O formulare similară se găsește la art. 19, alin. (3) pentru fluxurile sursă și la art. 19, alin. (4) pentru sursele de emisii.

<sup>81</sup> Pentru referință, a se vedea nota de subsol 5.

<sup>82</sup> A se vedea Ghidul nr. 5 („Ghid privind monitorizarea și raportarea în legătură cu regulile de alocare gratuită”) din seria de ghiduri privind regulile de alocare gratuită:  
[https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/ets/allowances/docs/p4\\_gd5\\_mr\\_guidance\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/ets/allowances/docs/p4_gd5_mr_guidance_en.pdf)

<sup>83</sup> Articolul 15 alineatul (3):

(3) *Printre modificările semnificative ale planului de monitorizare a unei instalații se numără următoarele:*

(a) *modificări ale categoriei instalației în cazul în care astfel de modificări necesită o modificare a metodologiei de monitorizare sau conduc la o modificare a nivelului de semnificație aplicabil, în conformitate cu articolul 23 din Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2018/2067;*

(b) *fără a aduce atingere articolului 47 alineatul (8), modificările referitoare la clasificarea instalației ca instalație cu emisii scăzute;*

(c) *modificări privind sursele de emisii;*

(d) *trecerea de la metodele bazate pe calcul la metodele bazate pe măsurare sau invers pentru determinarea emisiilor sau de la o metodologie alternativă la o metodologie bazată pe niveluri pentru determinarea emisiilor sau invers;*

(e) *modificarea nivelului aplicat;*

(f) *introducerea de noi fluxuri de surse;*

(g) *modificările survenite în clasificarea fluxurilor de surse – între fluxurile de surse majore, minore sau de minimis, în cazul în care o astfel de modificare necesită o modificare a metodologiei de monitorizare;*

(h) *modificarea valorii implicite pentru un parametru de calcul, în cazul în care valoarea respectivă trebuie prevăzută în planul de monitorizare;*

semnificativă, se aplică procedura descrisă la punctul 5.6.2. În cazul modificărilor semnificative, autoritatea competentă desfășoară procesul normal de aprobare a planurilor de monitorizare<sup>84</sup>.

Procesul de aprobare poate uneori să necesite mai mult timp decât modificarea fizică a instalației (de exemplu, în cazul în care se introduc noi fluxuri de surse pentru monitorizare). În plus, autoritatea competentă poate constata că planul de monitorizare al operatorului este incomplet sau inadecvat și poate solicita modificări suplimentare ale acestuia. Prin urmare, monitorizarea prevăzută în vechiul plan de monitorizare poate fi incompletă sau poate conduce la rezultate inexacte, în timp ce operatorul nu poate fi sigur că noul plan de monitorizare va fi aprobat conform solicitării. În acest caz RMR prevede o abordare pragmatică:

În conformitate cu articolul 16 alineatul (1), operatorul aplică imediat noul plan de monitorizare în cazul în care poate presupune, în mod rezonabil, că planul de monitorizare actualizat va fi aprobat. Acesta poate fi cazul, de exemplu, când se introduce un combustibil suplimentar, care urmează să fie monitorizat pe baza aceluiași niveluri ca și cele aferente combustibililor comparabili din instalație. În cazul în care noul plan de monitorizare nu este încă aplicabil din cauza faptului că situația din cadrul instalației se va schimba doar după aprobarea planului de monitorizare de către autoritatea competentă, monitorizarea urmează să fie efectuată în conformitate cu vechiul plan de monitorizare până la aprobarea celui nou.



În cazul în care operatorul nu este sigur dacă AC va aproba modificările în cauză, acesta efectuează monitorizarea în paralel, utilizând atât planul inițial de monitorizare, cât și pe cel actualizat (articolul 16 alineatul (1)). După primirea aprobării din partea autorității competente, operatorul utilizează numai datele obținute în conformitate cu noul plan de monitorizare aprobat (articolul 16 alineatul (2)).

### 5.6.2. Actualizări ne semnificative ale planului de monitorizare

În timp ce actualizările semnificative ale planului de monitorizare trebuie notificate fără întârziere, autoritatea competentă poate permite operatorului să întârzie notificarea actualizărilor ne semnificative, în vederea simplificării procesului administrativ (articolul 15 alineatul (1)). Dacă aceasta este situația, iar operatorul

Simplificat

---

(i) introducerea de noi proceduri referitoare la eșantionare, analiză sau calibrare, în cazul în care modificările procedurilor respective au un impact direct asupra preciziei datelor de emisii;

(j) aplicarea sau adaptarea unei metode de cuantificare a emisiilor rezultate din scurgeri la siturile de stocare.

<sup>84</sup> Acest proces poate fi diferit de la un Stat Membru la altul. Procedura obișnuită va include o verificare a integralității informațiilor furnizate, o verificare privind gradul de adecvare a noului plan de monitorizare în contextul noii situații în care se află instalația, precum și o verificare a conformității cu Regulamentul privind monitorizarea și raportarea. Autoritatea competentă poate, de asemenea, să respingă noul plan de monitorizare sau să solicite îmbunătățiri suplimentare. De asemenea, autoritatea competentă poate concluziona că modificările propuse nu sunt semnificative.

poate presupune, în mod rezonabil, că modificările aduse planului de monitorizare sunt nesemnificative, acestea pot fi colectate și trimise AC o dată pe an (până la 31 decembrie), dacă autoritatea competentă autorizează această abordare.

Decizia finală potrivit căreia o modificare a planului de monitorizare este sau nu semnificativă ține de responsabilitatea autorității competente. Cu toate acestea, în numeroase cazuri, un operator poate anticipa în mod rezonabil această decizie:

- dacă modificarea este comparabilă cu unul dintre cazurile menționate la articolul 15 alineatul (3), modificarea este semnificativă;
- dacă modificarea propusă pentru planul de monitorizare are un impact redus asupra metodologiei generale de monitorizare sau asupra riscurilor de erori, modificarea ar putea fi nesemnificativă;
- în caz de dubiu, se presupune că modificarea este semnificativă și se urmează secțiunea 5.6.1.

Modificările nesemnificative nu necesită aprobarea autorității competente. Cu toate acestea, cu scopul de a oferi siguranță juridică, autoritatea competentă trebuie să comunice operatorului, fără întârzieri nejustificate, decizia sa de a considera modificările drept nesemnificative, în cazul în care operatorul le-a notificat ca fiind semnificative. Este de așteptat ca operatorii să aprecieze dacă autoritatea competentă confirmă primirea unei notificări, în general.

## 5.7 Principiul îmbunătățirii

În timp ce secțiunea anterioară a tratat actualizările planului de monitorizare care sunt obligatorii ca urmare a modificărilor factuale din cadrul instalației, RMR prevede de asemenea că operatorul trebuie să exploreze posibilități de îmbunătățire a metodologiei de monitorizare, în cazul în care instalația nu suferă modificări. În vederea punerii în aplicare a acestui „principiu al îmbunătățirii”, există două cerințe:

- operatorii trebuie să ia în calcul recomandările incluse în rapoartele de verificare (articolele 9 și 69 alineatul (4)) și
- operatorii trebuie să verifice în mod periodic, din proprie inițiativă, dacă metodologia de monitorizare poate fi îmbunătățită (articolul 14 alineatul (1) și articolul 69 alineatele (1)-(3)).

Operatorii trebuie să reacționeze la posibilele îmbunătățiri identificate prin:

- trimiterea spre aprobare, către autoritatea competentă, a unui raport privind îmbunătățirile propuse,
- actualizarea corespunzătoare a planului de monitorizare (pe baza procedurilor prezentate în secțiunile 5.6.1 și 5.6.2), precum și
- punerea în aplicare a îmbunătățirilor, în conformitate cu calendarul propus în raportul de îmbunătățire aprobat.

„Raportul de îmbunătățire” are două baze legale și termene limită diferite. Cu toate acestea, ambele rapoarte pot fi combinate dacă este posibil:

Pentru **raportul de îmbunătățire, elaborat în conformitate cu articolul 69 alineatul (1)**, din propria inițiativă a operatorului (care poate fi combinat cu cel privind constatările verficatorului – a se vedea paragraful următor), termenul limită este 30 iunie. Acesta trebuie să fie prezentat:

- anual pentru instalațiile de categoria C,
- la fiecare doi ani pentru instalațiile de categoria B și
- la fiecare patru ani pentru instalațiile de categoria A.

Termenul de 30 iunie poate fi prelungit de către autoritatea competentă până la 30 septembrie a aceluiași an.

**NOU!**

Simplificat



În cazul în care operatorul poate demonstra că motivele pentru costurile nerezonabile sau ne fezabilitatea tehnică vor rămâne valabile pentru a perioadă mai lungă de timp, autoritatea competentă poate prelungi perioadele de mai sus până la maxim 3, 4 sau 5 ani pentru instalațiile din categoria C, B sau, respectiv, A.

Pentru raportul de îmbunătățire elaborat ca răspuns la recomandările verificatorului (articolul 69 alineatul (4)), termenul limită este 30 iunie (sau până la 30 septembrie, dacă AC stabilește un astfel de termen ulterior) din anul în care este emis raportul de verificare, chiar dacă în același an este necesară depunerea unui raport de îmbunătățire în temeiul articolului 69 alineatul (1). Cu toate acestea, dacă operatorul a depus deja un plan de monitorizare actualizat pentru aprobare, care abordează toate problemele semnalate de verificator, raportul de îmbunătățire în temeiul articolului 69 alineatul (4) poate fi omis (a se vedea articolul 69 alineatul (5)).

Operatorii instalațiilor cu emisii reduse (→ secțiunea 4.4.2) trebuie să ia în considerare recomandările verificatorului în cadrul procesului de monitorizare, însă sunt scutiți de obligația de a furniza autorității competente raportul de îmbunătățire corespunzător (articolul 47 alineatul (3)).

Rapoartele de îmbunătățire elaborate în temeiul articolului 69 alineatul (1) trebuie să conțină în special următoarele informații:

- Îmbunătățirile pentru atingerea unor niveluri superioare, în cazul în care nivelurile „obligatorii” nu sunt încă aplicate. În acest context, „niveluri obligatorii” înseamnă “acele niveluri aplicabile care nu presupun costuri nerezonabile și dacă nivelul este fezabil din punct de vedere tehnic”<sup>85</sup>.
- Dacă operatorul aplică o metodă alternativă (→ secțiunea 4.3.4), raportul trebuie să conțină o justificare privind motivul pentru care aplicarea nivelului 1 pentru unul sau mai multe fluxuri de surse majore sau minore nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau presupune costuri nerezonabile. Dacă justificarea nu mai este aplicabilă, operatorul trebuie să raporteze modul în care urmează să fie aplicat cel puțin nivelul 1 pentru fluxurile de surse în cauză.
- Raportul trebuie să conțină, pentru fiecare îmbunătățire posibilă, fie o descriere a îmbunătățirii și calendarul aferent, fie dovezi privind ne fezabilitatea tehnică sau costurile nerezonabile, dacă este cazul (→secțiunea 4.6).



Notă: Comisia a furnizat modele armonizate pentru rapoartele de îmbunătățire.

<sup>85</sup> Nivelurile „obligatorii” sunt:  
(a) pentru metodele bazate pe calcul (articolul 26 alineatul (1) primul paragraf): nivelurile maxime definite în anexa II la RMR pentru instalațiile de categoria B și C, precum și nivelurile prevăzute în anexa V pentru instalațiile de categoria A și pentru parametrii de calcul ai combustibililor comerciali standard;  
(b) pentru abordările bazate pe măsurare (articolul 41 alineatul (1)): pentru fiecare sursă majoră de emisie, operatorul aplică cel puțin nivelurile enumerate în secțiunea 2 din anexa VIII în cazul unei instalații de categoria A și, în alte cazuri, cel mai înalt nivel enumerat în secțiunea 1 din anexa VIII.



## 6 METODE BAZATE PE CALCUL

Prezentul capitol oferă detalii suplimentare care trebuie luate în considerare în momentul aplicării metodelor de monitorizare bazate pe calcul. Principiile acestor metode au fost evidențiate deja în secțiunile 4.3.1 (metoda standard) și 4.3.2 (bilanțul masic). Toate metodele bazate pe calcul au elemente comune care trebuie definite în planul de monitorizare. Acestea vor fi discutate în prezentul capitol, după cum urmează:

- Pentru monitorizarea datelor de activitate, trebuie monitorizate cantitățile de materie sau de combustibil, nivelurile fiind definite în conformitate cu incertitudinea contorizării (→ secțiunea 6.1).
- Parametrii de calcul trebuie stabiliți fie ca valori implicite (secțiunea 6.2.1), fie prin intermediul unor analize (secțiunea 6.2.2)
- În ceea ce privește parametrii de calcul, o serie de cerințe specifice pot fi găsite în RMR. Acestea sunt discutate în secțiunea 6.3.

### 6.1 Monitorizarea datelor de activitate

#### 6.1.1. Definițiile nivelurilor

Astfel cum s-a discutat anterior, nivelurile (→ secțiunea 4.5) corespunzătoare datelor de activitate ale unui flux de surse sunt definite pe baza pragurilor pentru incertitudinea maximă admisă cu privire la determinarea cantității de combustibili sau de materie pe parcursul unei perioade de raportare. Îndeplinirea unui nivel trebuie demonstrată prin prezentarea către autoritatea competentă a unei evaluări a incertitudinii împreună cu planul de monitorizare, cu excepția cazului în care este vorba de o instalație cu emisii scăzute (→secțiunea 4.4.2). Elementele acestei evaluări a incertitudinii au fost discutate în secțiunea 5.3. Pentru ilustrare, 9 indică definițiile nivelului pentru arderea combustibililor. O listă completă a definițiilor nivelurilor din RMR este dată în secțiunea 1 din anexa II la RMR.

Tabelul 9: Definiții tipice ale nivelurilor pentru datele de activitate bazate pe incertitudine, date ca exemplu pentru arderea combustibililor.

Nivelul nr.	Definiție
1	Cantitatea de combustibil [t] sau [Nm <sup>3</sup> ] pe parcursul perioadei de raportare <sup>86</sup> se determină cu o incertitudine maximă mai mică decât $\pm 7,5\%$ .
2	Cantitatea de combustibil [t] sau [Nm <sup>3</sup> ] pe parcursul perioadei de raportare se determină cu o incertitudine maximă mai mică decât $\pm 5,0\%$ .
3	Cantitatea de combustibil [t] sau [Nm <sup>3</sup> ] pe parcursul perioadei de raportare se determină cu o incertitudine maximă mai mică decât $\pm 2,5\%$ .
4	Cantitatea de combustibil [t] or [Nm <sup>3</sup> ] pe parcursul perioadei de raportare se determină cu o incertitudine maximă mai mică decât $\pm 1,5\%$ .

<sup>86</sup> Perioada de raportare este anul calendaristic.

Rețineți că incertitudinea trebuie să se refere la „toate sursele de incertitudine, inclusiv incertitudinea instrumentelor, a calibrării, impactul asupra mediului”, cu excepția cazului în care se pot aplica o parte din simplificările menționate în secțiunea 5.3.2. Trebuie inclus, dacă este cazul, impactul produs de determinarea modificărilor aduse stocului la începutul și la sfârșitul perioadei.

### 6.1.2. Elemente relevante ale planului de monitorizare



În momentul redactării planului de monitorizare, operatorul trebuie să facă o serie de alegeri referitoare la modul în care sunt determinate datele de activitate. În cazul combustibililor, „datele de activitate” includ componenta puterii calorifice nete. Cu toate acestea, **cantitatea de materii sau de combustibil** este discutată în mod special în prezenta secțiune, de aceasta fiind legați parametri de calcul. În scopul simplificării, termenul „date de activitate” este utilizat în acest context ca sinonim cu „cantitatea de materii sau de combustibil”, iar puterea calorifică netă este discutată împreună cu alți parametri de calcul în secțiunile 6.2 și 6.3.2 de mai jos.

#### Contorizarea continuă vizavi de contorizarea pe bază de lot

În principiu, există două modalități prin care pot fi stabilite datele de activitate [articolul 27 alineatul (1)]:

- (a) pe baza unei **contorizări continue** în cadrul procesului care generează emisiile;
- (b) pe baza cumulării contorizărilor privind cantități emise separat (**contorizarea pe bază de lot**), luându-se în calcul variațiile semnificative ale stocurilor.

**Contorizarea continuă:** În cazul (a), materialul sau combustibilul sunt trecuți direct prin instrumentul de măsurare înainte de a alimenta procesul care emite GES (sau, în anumite cazuri, rezultând din acesta). Acesta este cazul, de exemplu, al contoarelor de gaz sau al benzilor de cântărire. În mod similar, contorizarea poate avea loc la intrarea în instalație, care este cazul cel mai obișnuit pentru alimentarea cu gaze naturale. Cantitatea perioadei de raportare se citește de pe contor fie ca „valoarea de la sfârșitul perioadei minus valoarea de la începutul perioadei” (în general, acesta este cazul contoarelor de gaz), fie prin adunarea (integrarea) mai multor citiri (de exemplu, din minut în minut, din oră în oră sau zilnic) pe parcursul întregii perioade de raportare. Evaluarea incertitudinii trebuie să abordeze, în primul rând, incertitudinea acestui instrument unic.



Rețineți că pot exista cazuri în care o parte din materia care intră în instalație nu este utilizată în cadrul acesteia, ci este exportată către o altă instalație sau consumată în cadrul instalației inițiale pentru o activitate care nu este inclusă în EU ETS. Deși cea de-a doua situație nu va întâlni cu aceeași frecvență ca în primele două etape ETS<sup>87</sup>, la evaluarea incertitudinii trebuie să se ia în considerare contorizarea cantității de combustibil sau de materie exportată și, prin urmare, aceasta trebuie efectuată

<sup>87</sup> Este important în special punctul 5 din anexa I la Directiva EU ETS revizuită: „Dacă se constată că într-o instalație se depășește pragul de capacitate pentru vreo activitate menționată în prezenta anexă, se includ în autorizația de emisii de gaze cu efect de seră toate instalațiile în care se ard combustibilii, altele decât instalațiile pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale.” Această teză reduce în mod semnificativ numărul de ocazii în care o parte din gazele naturale care intră în instalație este consumată în unități care nu se consideră că fac parte din autorizația de emisii de GES. Pentru detalii suplimentare, a se vedea orientările Comisiei privind interpretarea anexei I.  
([http://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf))



cu ajutorul unor instrumente de măsurare care permit cantității totale din cadrul instalației EU ETS să fie stabilită cu o incertitudine generală mai mică decât pragul admis pentru nivelul aplicabil.

**Contorizarea pe bază de lot:** În cazul (b), cantitatea de materie se stabilește pe baza bilanțului material [articolul 27 alineatul (2)]:

$$Q = P - E + (S_{begin} - S_{end}) \quad (10)$$



unde:

Q ..... cantitatea de combustibil sau de materie utilizată pe parcursul perioadei

P ..... cantitatea achiziționată

E ..... cantitatea exportată (de exemplu combustibilul furnizat părților din instalație sau altor instalații care nu sunt incluse în EU ETS)

$S_{begin}$  .....  $S_{la\ început}$  = stocul de materie sau de combustibil la începutul anului

$S_{end}$  .....  $S_{la\ sfârșit}$  = stocul de materie sau de combustibil la sfârșitul anului

Această metodă se aplică de obicei în cazul în care facturile sunt utilizate ca principala sursă de date pentru parametrul  $P$ . Operatorul trebuie să acorde o atenție specială faptului dacă în cadrul instalației au loc exporturi<sup>88</sup>. În plus, operatorul trebuie să includă în planul de monitorizare o descriere a modului în care sunt determinate stocurile la începutul și la sfârșitul anului de raportare. De remarcat anumite simplificări admise în acest sens, care sunt discutate mai jos în prezenta secțiune.

Metoda (b) este adeseori aplicată în cazul în care operatorul nu dispune de propriile instrumente de măsurare. În consecință, pentru evaluarea incertitudinii se aplică în general cerințele privind „instrumentele care nu se află sub controlul operatorului”. Cu toate acestea, operatorul trebuie să ia în considerare incertitudinile asociate cu determinarea modificărilor stocurilor. Se acordă o derogare în cazul în care facilitățile de depozitare nu sunt capabile să stocheze mai mult de 5% din cantitatea anuală utilizată din combustibilul sau materia în cauză. În acest caz, incertitudinea modificărilor stocului poate fi omisă din evaluarea incertitudinii [articolul 28 alineatul (2)].

#### Notă privind determinarea stocului:

RMR [articolul 27 alineatul (2)] permite două simplificări pentru determinarea stocurilor la începutul și la sfârșitul anului de raportare:

Simplificat

1. În cazul în care determinarea cantităților din stoc prin măsurări directe nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau ar presupune costuri nerezonabile, operatorul poate utiliza o metodă de estimare. Aceste situații pot exista, de exemplu, în cazul rezervoarelor pentru păcura grea, atunci când o fracțiune solidă de la suprafața uleiului lichid împiedică contorizarea exactă a nivelului de la suprafață.

Metodele permise de RMR sunt:

- a datele din anii precedenți, corelate cu ieșirile pentru perioada de raportare;

<sup>88</sup> „Exporturile” tipice includ utilizarea combustibililor pentru utilaje mobile, cum ar fi stivuitoare cu furcă sau, în cazul în care instalații învecinate sunt dotate cu un contor de gaz comun, dacă cel puțin una dintre instalații nu se încadrează în domeniul de aplicare al EU ETS.

- b) procedurile documentate și datele respective din declarațiile financiare auditate pentru perioada de raportare.
2. Teoretic, stocurile trebuie determinate în noaptea de 31 decembrie a fiecărui an, la miezul nopții, ceea ce nu este posibil în practică. Prin urmare, RMR permite<sup>89</sup> alegerea următoarei zile adecvate pentru separarea anului de raportare de anul următor. Datele trebuie reconciliate în conformitate cu anul calendaristic necesar. Deviațiile aplicate unuia sau mai multor fluxuri de surse se înregistrează în mod clar, formează baza unei valori reprezentative pentru anul calendaristic și sunt luate în considerare în mod sistematic în raport cu anul următor.

### **Instrumentele operatorului vis-a-vis de instrumentele furnizorului**

RMR nu impune fiecărui operator să își echipeze, cu orice preț, instalația cu instrumente de măsurare. Aceasta ar fi în contradicție cu abordarea RMR privind rentabilitatea. În schimb, pot fi utilizate instrumentele aflate sub controlul altor părți (în special sub controlul furnizorilor de combustibil). În special în contextul tranzacțiilor comerciale, cum ar fi achiziționarea de combustibil, contorizarea este efectuată adeseori de un singur partener comercial. Celălalt partener poate presupune că incertitudinea asociată cu măsurarea este suficient de scăzută, deoarece astfel de măsurări sunt reglementate, de cele mai multe ori, de un control metrologic legal. Alternativ, în contractele de achiziții se pot include cerințe privind asigurarea calității în cazul instrumentelor, inclusiv întreținerea și calibrarea. Cu toate acestea, operatorul trebuie să obțină confirmarea privind incertitudinea aplicabilă în cazul acestor contoare pentru a putea stabili dacă nivelul cerut poate fi atins.

Prin urmare, operatorul poate alege fie să utilizeze propriile instrumente, fie să se bazeze pe instrumentele utilizate de furnizor. Cu toate acestea, RMR indică o ușoară preferință pentru instrumentele proprii ale operatorului: în cazul în care operatorul decide să utilizeze alte instrumente, chiar dacă dispune de unele proprii, el trebuie să prezinte autorității competente dovezi care să ateste că instrumentele furnizorului respectă un nivel cel puțin la fel de ridicat, oferă rezultate mai fiabile și sunt mai puțin expuse la riscuri de control în raport cu metodologia bazată pe instrumentele proprii. Aceste dovezi trebuie să fie însoțite de o evaluare simplificată a incertitudinii.

**Simplificat**

În numeroase cazuri, evaluarea incertitudinii va fi foarte scurtă și simplă. În special, dacă operatorul nu dispune de un instrument alternativ pe care să îl poată controla, acesta nu este nevoit să compare nivelul aplicabil pe baza propriului instrument cu nivelul aplicabil pe baza instrumentului furnizorului. Pentru a demonstra nivelul aplicabil pentru instrumentul furnizorului, evaluarea incertitudinii trebuie să conțină, la solicitarea AC, dovezi corespunzătoare suplimentare.

De asemenea, riscul de control poate fi scăzut în cazul în care facturile fac obiectul controalelor unui departament de contabilitate<sup>90</sup>.

În cazul în care facturile sunt utilizate ca date primare pentru determinarea cantității de materie sau de combustibil, RMR impune ca operatorul să demonstreze că

<sup>89</sup> Dacă momentul exact nu este fezabil din punct de vedere tehnic sau presupune costuri nerezonabile pentru operator.

<sup>90</sup> Trebuie remarcat faptul că existența controalelor departamentelor de contabilitate nu scutește în mod automat operatorul de obligația de a include măsuri corespunzătoare de reducere a riscurilor în sistemul de control aferent EU ETS. Evaluarea riscurilor în conformitate cu articolul 59 (2) trebuie să includă acest risc, după caz.

partenerii comerciali sunt independenți. În principiu, acest lucru ar trebui considerat o garanție care atestă existența unor facturi corecte. În numeroase cazuri, va fi de asemenea un indicator privind gradul de aplicabilitate a controlului metrologic legal național.

Rețineți că există o posibilitate „hibridă” permisă de RMR: instrumentul nu se află sub controlul operatorului, însă acesta efectuează citirea în scopul monitorizării. În acest caz, proprietarul instrumentului este responsabil de întreținerea, calibrarea și reglarea acestuia și, în cele din urmă, de valoarea incertitudinii aplicabile, însă datele privind cantitatea de materie poate fi verificată direct de operator. Aceasta este o situație întâlnită frecvent în cazul contoarelor de gaze naturale.

**Informații privind cerințele suplimentare** referitoare la determinarea datelor de activitate: în prezenta secțiune 6.1 nu au fost discutate toate subiectele care sunt legate de incertitudine, inclusiv întreținerea, calibrarea și reglarea instrumentelor de măsurare. Acesta este însă un subiect important care depășește însă domeniul de aplicare al prezentului document de orientare. Prin urmare, se face trimitere la secțiunea 5.3, în special la 5.3.3, unde sunt menționate surse suplimentare de informații.



## 6.2 Parametri de calcul – Principii

În afara datelor de activitate, „parametri de calcul” sunt componente importante ale oricărui plan de monitorizare care utilizează o metodă bazată pe calcul. Acești parametri sunt (astfel cum sunt evidențiați în contextul formulelor de calcul din secțiunile 4.3.1 și 4.3.2):

- în cazul metodologiei standard pentru arderea combustibililor sau pentru combustibilii utilizați ca intrări în proces: factorul de emisie, puterea calorică netă, factorul de oxidare și fracțiunea de biomasă;
- în cazul metodologiei standard pentru emisiile de proces (în special descompunerea carbonaților): factorul de emisie și factorul de conversie;
- în cazul bilanțurilor masice: conținutul de carbon și, dacă este cazul: fracțiunea de biomasă și puterea calorică netă.

În conformitate cu articolul 30 alineatul (1) din RMR, acești factori pot fi determinați conform unuia dintre următoarele principii:

- a ca **valori implicite** (→ secțiunea 6.2.1); sau
- b prin **analize de laborator** (→ secțiunea 6.2.2).

Nivelul aplicabil va determina care dintre aceste opțiuni este utilizată. Nivelurile mai mici permit valori implicite, și anume valori menținute constante de-a lungul anilor și actualizate numai în momentul în care devin disponibile date mai exacte. Cel mai înalt nivel este definit pentru fiecare parametru în RMR prin analiză de laborator, care este mai strictă, însă și mai exactă. Rezultatul analizei este valabil pentru fiecare lot din care a fost prelevat eșantionul, în timp ce o valoare implicită este de obicei valoarea medie sau prudentă stabilită pe baza cantităților mari din materia respectivă. De exemplu, factorii de emisie pentru cărbune utilizați în inventarele naționale pot fi aplicabili unei medii naționale de diferite tipuri de cărbune utilizată, de asemenea, în statisticile din domeniul energiei, în timp ce analiza va fi valabilă doar pentru un singur lot care conține un singur tip de cărbune.

**Notă importantă:** În toate cazurile, operatorul trebuie să se asigure că datele de activitate și toți parametrii de calcul sunt utilizați consecvent, de exemplu, în cazul în care cantitatea de combustibil se determină în stare umedă înainte de a fi introdusă în cazan, parametrii de calcul trebuie să facă referire, de asemenea, la starea umedă. În cazul în care analizele sunt efectuate în laborator pe baza eșantioanelor în stare uscată, trebuie să se ia în considerare în mod corespunzător umiditatea, cu scopul de a se ajunge la parametrii de calcul aplicabili pentru materia umedă.

De asemenea, operatorii trebuie să fie atenți să nu amestece parametrii care au unități incompatibile. Acolo unde cantitatea de combustibil este determinată pe volum, PCN și/sau factorul de emisie trebuie să facă referire mai degrabă la volum decât la masă<sup>91</sup>.

### 6.2.1. Valori implicite

În cazul în care operatorul intenționează să utilizeze o valoare implicită pentru un parametru de calcul, valoarea parametrului respectiv trebuie să fie documentată în planul de monitorizare. Singura excepție o constituie cazul în care sursa de informații se modifică de la un an la altul. În principiu, acesta este cazul în care autoritatea competentă actualizează și publică cu regularitate factorii standard utilizați în inventarul național privind GES. În astfel de cazuri, planul de monitorizare trebuie să conțină, în locul valorii în sine, trimiteri la locul (pagina web, jurnalul oficial etc.) unde sunt publicate aceste valori [articolul 31 alineatul (2)].

Tipul aplicabil de valori implicite este determinat de definiția nivelului aplicabil. Secțiunile 2-4 din anexa II la RMR oferă o schemă generală pentru aceste definiții. Metodologiile de monitorizare specifice pe sector din anexa IV precizează suplimentar nivelurile în cauză sau depășesc uneori definițiile nivelurilor, precizând unele mai specifice. O listă completă a tuturor definițiilor nivelurilor ar depăși în mod semnificativ domeniul de aplicare al prezentului document de orientare. Cu toate acestea, o viziune de ansamblu simplificată asupra definițiilor nivelurilor furnizate în anexa II este prezentată în Tabelul 10.

*Tabelul 10: Viziune de ansamblu asupra celor mai importante definiții ale nivelurilor pentru parametrii de calcul, pe baza anexei II la RMR. Se utilizează următoarele abrevieri: FE ...factor de emisie, PCN ...putere calorifică netă, FO ...factor de oxidare, FC ...factor de conversie, CC ...conținut de carbon, FB ... fracțiune de biomasă. Definițiile nivelurilor sunt detaliate în textul de mai jos.*

Tip de flux de surse	Factor	Nivel	Definiția nivelului
Emisii de ardere	FE <sup>92</sup>	1	Valori implicite de tip I
		2a	Valori implicite de tip II
		2b	Indicatori stabiliți (dacă este cazul)
		3	Analize de laborator sau corelații empirice <b>NOU!</b>

<sup>91</sup> A se vedea secțiunea 4.3.1, care menționează condițiile în care operatorul poate utiliza factorii de emisie exprimați ca t CO<sub>2</sub>/t de combustibil în loc de t CO<sub>2</sub>/TJ.

<sup>92</sup> În conformitate cu secțiunea 2.1 din anexa II la RMR, nivelurile definite se referă la factorul de emisie preliminar, în care fracțiunea de biomasă se stabilește pentru un combustibil mixt sau o materie mixtă.

Tip de flux de surse	Factor	Nivel	Definiția nivelului
Emisii de ardere	FO	1	Valoare implicită FO=1
		2	Valori implicite de tip II
		3	Analize de laborator
Emisii de ardere și bilanț masic	PCN	1	Valori implicite de tip I
		2a	Valori implicite de tip II
		2b	Evidențe achiziții (dacă este cazul)
		3	Analize de laborator
<b>NOU!</b> Emisii de ardere, emisii de proces și bilanț masic	FB	1	Fracțiune de biomasă de tip I
		2	Fracțiune de biomasă de tip II
		3	Analize de laborator
Emisii de proces (metoda A: bazată pe intrări)	EF	1	Valori implicite de tip I
		2	Valori implicite de tip II
		3	Analize de laborator și valori stoichiometrice <b>NOU!</b>
Emisii de proces (metoda B: bazată pe ieșiri)	FE	1	Valori implicite de tip I
		2	Valori implicite de tip II
		3	Analize de laborator și valori stoichiometrice
Emisii de proces (metodele A și B)	FC	1	Valoare implicită FC=1
		2	Analize de laborator și valori stoichiometrice
Bilanț masic flux de sursă	CC	1	Valori implicite de tip I
		2a	Valori implicite de tip II
		2b	Indicatori stabiliți (dacă este cazul)
		3	Analize de laborator sau corelații empirice sau valori stoichiometrice pentru substanțele chimice pure <b>NOU!</b>

Astfel cum se poate vedea în 10, cel mai scăzut nivel aplică, în general, o valoare implicită aplicabilă la nivel internațional (factorul standard IPCC sau similar, menționat în anexa VI la RMR). Cel de-al doilea nivel utilizează un factor național, folosit în principiu pentru inventarul național al GES în temeiul Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice (UNFCCC). Cu toate acestea, se acceptă anumite tipuri de valori implicite sau metode de substituție considerate echivalente. Cel mai înalt nivel necesită de obicei determinarea parametrului pe baza analizelor de laborator.

Scurtele descrieri ale nivelurilor din 10 sunt detaliate în cele ce urmează:

**NOU!**

**NOU!**

**NOU!**

- **Valori implicite de tip I:** fie factori standard enumerați în anexa VI (și anume, în principiu, valori IPCC), fie alte valori constante în conformitate cu articolul 31 alineatul (1) litera (e), sau rezultând din analize efectuate în trecut, dar încă valabile<sup>93</sup>.
- **Valori implicite de tip II:** factori de emisie specifici țării, în conformitate cu articolul 31 alineatul (1) literele (b) (c) și (d), și anume valori folosite pentru inventarul național al GES<sup>94</sup>, alte valori publicate de AC pentru tipurile de combustibil cu un grad mai mare de dezagregare sau alte valori din literatura de specialitate care sunt agreate de autoritatea competentă<sup>95</sup> sau valori garantate de către furnizor<sup>96</sup>.
- **Indicatori stabiliți:** acestea sunt metode bazate pe corelări empirice determinate cel puțin o dată pe an în conformitate cu cerințele aplicabile analizelor de laborator (a se vedea secțiunea 6.2.2). Cu toate acestea, respectivele analize complexe se realizează doar o dată pe an, prin urmare acest nivel este considerat un nivel mai scăzut decât analizele complete. Corelațiile cu indicatorii se pot baza pe
  - măsurarea densității anumitor uleiuri sau gaze, inclusiv a celor frecvent folosite în rafinării sau în industria siderurgică, sau
  - puterea calorică netă pentru anumite tipuri de cărbune.
- **Evidența achizițiilor:** numai în cazul combustibililor tranzacționați în scop comercial, puterea calorică netă poate fi derivată din evidențele de achiziții puse la dispoziție de furnizorul de combustibil, cu condiția ca aceasta să fi fost derivată pe baza unor standarde convenite la nivel național sau internațional.
- **Analize de laborator:** în acest caz cerințele discutate în secțiunea 6.2.2 de mai jos se aplică în întregime. Aceasta include, de asemenea, utilizarea „indicatorilor stabiliți”, în cazul în care incertitudinea corelației empirice nu depășește 1/3 din valoarea incertitudinii asociată cu nivelul aplicabil pentru datele de activitate. În plus, autoritatea competentă poate accepta utilizarea conținutului stoichiometric al substanțelor chimice pure<sup>97</sup> ca întrunind nivelul care altfel ar necesita analize de laborator.
- **Fracțiune de biomasă de tip I<sup>98</sup>:** se aplică una din următoarele metode, care sunt considerate echivalente:
  - utilizarea unor valori publicate de autoritatea competentă sau de către Comisie.
  - utilizarea unor valori în conformitate cu articolul 31 (1), de exemplu: o „valoare implicită de Tip I/II”.
- **Fracțiune de biomasă de tip II<sup>99</sup>:**

<sup>93</sup> Articolul 31(1)(e) din RMR prevede: „valorile obținute în baza analizelor efectuate în trecut, dacă operatorul poate dovedi într-un mod acceptabil pentru autoritatea competentă că valorile respective sunt reprezentative pentru loturile viitoare din același combustibil sau materie”. Aceasta este o simplificare semnificativă pentru operatori, care nu sunt nevoiți să efectueze analize periodice de tipul celor descrise în secțiunea 6.2.2.

<sup>94</sup> Articolul 31(1)(b) din RMR prevede: „factorii standard utilizați de statul membru în inventarul național prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Națiunilor Unite privind Schimbările Climatice”.

<sup>95</sup> Articolul 31(1)(c) din RMR prevede: „valorile din literatura de specialitate convenite cu autoritatea competentă, incluzând factorii standard publicați de autoritatea competentă, care sunt compatibili cu factorii menționați la litera (b), dar sunt reprezentativi pentru surse de fluxuri de combustibili cu un grad mai mare de dezagregare”.

<sup>96</sup> Nou din 2021, articolul 31(1)(d) din RMR: „valorile specificate și garantate de furnizorul unui combustibil sau al unui material, dacă operatorul poate dovedi într-un mod acceptabil pentru autoritatea competentă că intervalul de încredere de 95 % pentru conținutul de carbon nu depășește 1 %” - aceasta este o abordare similară cu cea pentru „combustibilii standard comerciali” definiți la Articolul 3 (32).

<sup>97</sup> Termenul *pur* nu este definit în RMR. Cu toate acestea, ar trebui să se refere la cele mai bune practici din industrie pentru identificarea acestei stări de puritate a substanței, de ex. atunci când sunt vândute pe piață etichetate drept „purum”.

<sup>98</sup> Rețineți că aici nu se discută modul cum poate fi stabilită îndeplinirea criteriilor relevante de durabilitate și de economisiri de GES (dacă este cazul). O scurtă prezentare generală este oferită în secțiunea 6.3.6. Pentru biogaz în rețelele de gaze naturale vezi secțiunea 6.3.7. Mai multe informații despre tratarea problemelor legate de biomasă în EU ETS sunt oferite în documentul de orientare nr. 3 (pentru referință, a se vedea secțiunea 2.3)

- Utilizarea unei valori determinate în conformitate cu articolul 39 (2) al doilea paragraf, de exemplu: utilizarea unei metode de estimare aprobată de autoritatea competentă. Pentru combustibilii sau materiile care provin dintr-un proces de producție cu fluxuri de intrare definite și urmărite, operatorul poate baza o astfel de estimare pe un bilanț masic al carbonului fosil și al biomasei care intră și iese din proces.
- Utilizarea unei alte metode de estimare bazată pe orientările publicate de Comisie, în conformitate cu articolul 39 (2) al treilea paragraf. În cazul în care Comisia ia în considerare publicarea unor astfel de orientări în viitor, acestea vor fi găsite sau menționate în Documentul de orientare nr. 3.
- **Valori stoichiometrice:** în principiu, acestea sunt permise în același mod ca alte valori din literatură, adică trebuie să fie agreate cu autoritatea competentă și, prin urmare, pot fi considerate „valori implicite de Tip II”. Cu toate acestea, începând cu anul 2021, în anumite condiții (substanța trebuie să fie pură, utilizarea acelei valori ar putea fi conservatoare, altfel analizele de laborator necesare ar conduce la costuri nerezonabile), autoritatea competentă poate aproba că aceste valori sunt suficiente pentru a se conforma cu cel mai înalt nivel<sup>99</sup>. Acest lucru reduce, la rândul său, cazurile în care operatorii ar trebui să prezinte un raport de îmbunătățire, deoarece nivelul superior a fost astfel atins.

**NOU!**

### 6.2.2. Analize de laborator

În cazul în care RMR face referire la determinarea „în conformitate cu articolele 32-35”, aceasta înseamnă că trebuie să se determine un parametru prin analize (chimice) de laborator. RMR impune norme relativ stricte pentru aceste analize, cu scopul de a asigura un nivel înalt al calității rezultatelor. În special, trebuie avute în vedere următoarele puncte:

- Laboratorul trebuie să își demonstreze competența. Acest lucru poate fi realizat prin una dintre următoarele abordări:
  - o acreditare în conformitate cu standardul EN ISO/IEC 17025, în cazul în care metoda de analiză necesară se înscrie în domeniul de aplicare al acreditării; sau
  - demonstrarea îndeplinirii criteriilor menționate la articolul 34 (3). Acestea se consideră echivalente cu cerințele EN ISO/IEC 17025. Trebuie remarcat faptul că această abordare este permisă numai în cazul în care utilizarea unui laborator acreditat este indicată ca fiind nefezabilă din punct de vedere tehnic sau ca implică costuri nerezonabile (→ secțiunea 4.6).
- Modalitatea de prelevare a eșantioanelor din materia sau combustibilul care trebuie analizat este considerată esențială pentru primirea de rezultate *representative*. Operatorii trebuie să întocmească planuri de eșantionare sub formă de proceduri scrise (→ a se vedea secțiunea 5.4) și să obțină aprobarea autorității competente. Trebuie reținut faptul că aceasta se aplică, de asemenea, în cazul în care operatorul nu efectuează el însuși eșantionarea, ci o tratează ca un proces externalizat.

<sup>99</sup> Articolul 31 (5): La cererea operatorului, autoritatea competentă poate accepta ca un conținut de carbon stoichiometric al unei substanțe chimice pure să fie considerat ca întrunind un nivel care în caz contrar necesită analize efectuate în conformitate cu articolele 32-35, dacă operatorul poate demonstra, în mod satisfăcător autorității competente, că utilizarea analizelor ar duce la costuri nerezonabile și că utilizarea valorii stoichiometrice nu va conduce la subestimarea emisiilor.



- De obicei, metodele de analiză trebuie să respecte standardele internaționale sau naționale. Se acordă prioritate standardelor EN<sup>100</sup>.



Trebuie remarcat faptul că datele de mai sus fac în general referire la cele mai înalte niveluri pentru parametrii de calcul. Prin urmare, aceste cerințe destul de stricte se aplică arareori instalațiilor cu emisii scăzute. În special operatorii de instalații cu emisii scăzute (→ secțiunea 4.4.2) pot utiliza „orice laborator competent din punct de vedere tehnic și capabil să genereze rezultate valabile din punct de vedere tehnic cu ajutorul procedurilor analitice relevante, și prezintă dovezi cu privire la măsurile de asigurare a calității menționate la articolul 34 (3)”. În fapt, cerințele minime vizează capacitatea laboratorului de a demonstra că este competent din punct de vedere tehnic și capabil să își gestioneze personalul, procedurile, documentele și sarcinile într-un mod fiabil, precum și de a demonstra măsurile de asigurare a calității pentru calibrare și rezultatele testelor<sup>101</sup>. Cu toate acestea, este în interesul operatorului să primească rezultate fiabile din partea laboratorului. Prin urmare, operatorii trebuie să depună eforturi pentru a respecta cerințele articolului 34 la cel mai înalt grad de fezabilitate.

Simplificat

De asemenea, este important de remarcat faptul că RMR permite, în cerințele specifice privind activitatea din anexa IV, utilizarea de „ghiduri de bune practici industriale” pentru anumite niveluri scăzute în cazul în care nu se pot aplica valori implicite. În astfel de cazuri când, în pofida aprobării de a aplica o metodă pentru un nivel mai scăzut, se impune oricum efectuarea de analize, aplicarea integrală a articolelor 32-35 se poate dovedi necorespunzătoare sau imposibilă. Cu toate acestea, autoritatea competentă trebuie să considere următoarele drept cerințe minime:

- În cazul în care utilizarea unui laborator acreditat nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau presupune costuri nerezonabile, operatorul poate apela la orice laborator competent din punct de vedere tehnic și capabil să genereze rezultate valabile pe baza procedurilor analitice relevante și furnizează probe pentru măsurile de asigurare a calității menționate la articolul 34 (3).
- Operatorul prezintă un plan de eșantionare, în conformitate cu articolul 33.
- Operatorul determină frecvența analizelor, în conformitate cu articolul 35.



Mai multe orientări detaliate privind aspectele legate de analizele de laborator, prelevarea de probe, frecvența analizelor, echivalența acreditării etc. sunt disponibile în documentul de orientare nr. 5.

### 6.3 Parametri de calcul – Cerințe specifice

Pe lângă abordările generale pentru determinarea parametrilor de calcul (valori implicite/analize) tratate în secțiunea 6.2 și în prezentarea de ansamblu oferită în secțiunile 4.3.1 și 4.3.2, RMR prevede anumite reguli pentru fiecare parametru în parte. Acestea sunt prezentate în cele ce urmează.

<sup>100</sup> În ceea ce privește utilizarea standardelor, articolul 32 (1) definește următoarea ierarhie: „Operatorul se asigură că toate analizele, eșantionările, calibrările și validările pentru determinarea parametrilor de calcul sunt efectuate prin aplicarea de metode care au la bază standardele EN corespunzătoare.

În cazul în care astfel de standarde nu sunt disponibile, metodele se bazează pe standardele ISO adecvate sau pe standardele naționale. În cazul în care nu există standarde publicate aplicabile, se utilizează proiecte de standarde adecvate, orientări privind cele mai bune practici din industrie sau alte metode dovedite științific, limitând eroarea de eșantionare și de măsurare.”

<sup>101</sup> Exemple de astfel de măsuri sunt date la articolul 34 (3) (j): participarea regulată la programe de testare a competenței, aplicarea metodelor analitice în cazul materialelor de referință certificate sau compararea cu un laborator acreditat.



### 6.3.1. Factor de emisie

Articolul 3 (13) din RMR definește: „factor de emisie» înseamnă rata medie de emisii a unui gaz cu efect de seră raportată la datele de activitate ale unui flux de surse, presupunând că oxidarea este completă în cazul arderii și conversia este completă pentru toate celelalte reacții chimice.” De asemenea, articolul 3 (36) este important pentru materiile care conțin biomasă: „factor de emisie preliminar» înseamnă factorul de emisie total asumat al unui combustibil mixt sau al unei materii prime mixte, evaluat pe baza conținutului de carbon total compus din fracțiunea de biomasă și fracțiunea fosilă înainte de înmulțirea acestuia cu fracțiunea fosilă în vederea obținerii factorului de emisie”.

Important: în conformitate cu secțiunea 2.1 din anexa II la RMR, nivelurile definite în RMR fac referire la factorul de emisie *preliminar* în cazul în care se determină o fracțiune de biomasă pentru un combustibil mixt sau o materie mixtă, și anume nivelurile sunt aplicabile întotdeauna parametrilor individuali.

Raportarea factorului de emisie preliminar este acum obligatorie pentru toate fluxurile de surse (adică și pentru fluxurile de sursă - 100% biomasă)<sup>102</sup>, în timp ce a fost cerut doar pentru fluxurile de surse mixte de biomasă în timpul celei de-a treia faze a EU ETS.

Astfel cum arată definiția, factorul de emisie este factorul stoechiometric care convertește conținutul de carbon (fosil) al unei materii prime în masa echivalentă de CO<sub>2</sub> (fosil) care se presupune că este emis. Ajustările privind reacțiile incomplete sunt gestionate prin intermediul factorului de oxidare sau de conversie. Cu toate acestea, astfel cum se menționează la articolul 37 (1), uneori inventarele naționale nu utilizează factori de oxidare sau de conversie (și anume, factorii respectivi sunt stabiliți la 100%), însă includ ajustarea pentru reacția incompletă în factorul de emisie. În cazul în care acești factori sunt utilizați ca valori implicite în temeiul articolului 31 (1) (b), operatorii trebuie să se consulte cu autoritatea competentă dacă există îndoieli.

În ceea ce privește emisiile de ardere, factorul de emisie este exprimat mai degrabă în raport cu conținutul energetic (PCN) al combustibilului decât cu masa sau volumul acestuia. Cu toate acestea, în anumite condiții (în cazul în care utilizarea unui factor de emisie exprimat în t CO<sub>2</sub>/TJ presupune costuri nerezonabile sau dacă poate fi atinsă cel puțin acuratețea echivalenței emisiilor calculate), autoritatea competentă poate permite operatorului să utilizeze un factor de emisie exprimat în t CO<sub>2</sub>/t combustibil sau t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> [articolul 36 (2)].

În cazul în care nivelul aplicabil impune determinarea factorului de emisie prin analize, trebuie să se analizeze conținutul de carbon. În cazul în care un combustibil sau o materie conține atât carbon organic, cât și carbon anorganic<sup>103</sup>, de obicei trebuie să se determine conținutul total de carbon. Trebuie reținut faptul că, carbonul anorganic este considerat a fi întotdeauna fosil.

În ceea ce privește combustibilii, trebuie să se determine de asemenea PCN (în funcție de nivel, aceasta poate necesita o altă analiză a aceluiași eșantion).

Dacă factorul de emisie al unui combustibil exprimat ca t CO<sub>2</sub>/TJ trebuie calculat pe baza conținutului de carbon, se utilizează următoarea ecuație:

$$FE = CC \cdot f/PCN \quad (11)$$

<sup>102</sup> Aceasta nu este o povară administrativă mare, deoarece fluxurile de sursă de biomasă pură sunt întotdeauna fluxuri de sursă minime, astfel încât se poate aplica un nivel scăzut. Cea mai potrivită va fi utilizarea valorilor implicite pentru biomasa uscată, corectată în funcție de conținutul de umiditate. Acesta din urmă poate fi estimat sau măsurat. Mai multe îndrumări se găsesc în documentul de orientare nr. 3, care conține, de asemenea, într-o anexă, câțiva factori preliminari tipici.

<sup>103</sup> De exemplu, hârtia conține carbon organic (fibre de celuloză, rășini etc.), precum și carbon anorganic (materii de umplutură pe bază de carbonați).



**NOU!**



Dacă factorul de emisie al unei materii sau al unui combustibil exprimat în t CO<sub>2</sub>/t trebuie calculat pe baza conținutului de carbon, se utilizează următoarea ecuație:

$$FE = CC \cdot f \quad (12)$$

Denumirile variabile sunt explicate în secțiunile 4.3.1 și 4.3.2.

### 6.3.2. Puterea calorică netă PCN (NCV)

Întrucât datele de activitate aferente combustibililor trebuie raportate drept conținut energetic (→ secțiunea 4.3.1), PCN este un parametru important care trebuie raportat. Aceasta permite compararea rapoartelor de emisii cu statisticile privind energia și inventarele naționale de GES în temeiul UNFCCC (Convenția–Cadru a Națiunilor Unite asupra Schimbărilor Climatice).



Notă: deși datele de activitate ale combustibililor sunt „PCN înmulțită cu cantitatea de combustibil”, definițiile nivelurilor pentru datele de activitate se referă numai la cantitatea de combustibil, iar PCN este un parametru separat (factor de calcul) pentru care se aplică niveluri individuale.

Cu toate acestea, în anumite condiții, NCV nu este indispensabilă pentru calcularea emisiilor. Acesta este cazul:

- unde factorii de emisie ai combustibililor sunt exprimați în t CO<sub>2</sub>/t combustibil sau în t CO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> [articolul 36 (2)<sup>104</sup>];
- unde combustibilii sunt utilizați ca intrări în proces; și
- combustibilii fac parte dintr-un bilanț masic.

În aceste cazuri, PCN poate fi determinată utilizând o estimare conservatoare în loc să se utilizeze niveluri [articolul 26 (5)].

### 6.3.3. Factor de oxidare și factor de conversie

Acești doi factori se utilizează pentru a justifica o reacție incompletă. Prin urmare, dacă aceștia trebuie determinați pe baza unor analize de laborator, factorul va fi determinat după cum urmează (factor de oxidare):

$$OF = 1 - C_{ash} / C_{comb} \quad (13)$$

unde:

OF ..... FO = factor de oxidare [adimensional]

C<sub>ash</sub> ..... C<sub>cenușă</sub> = carbonul conținut în cenușă, funingine și alte forme de carbon neoxidat (cu excepția monoxidului de carbon, considerat echivalentul molar al emisiilor de CO<sub>2</sub>)

C<sub>comb</sub> ..... C<sub>ars</sub> = carbonul (total) ars.

Cele două variabile C sunt exprimate în [tone C], și anume cantitatea de materie sau de combustibil înmulțită cu concentrația de carbon din aceasta. Prin urmare, nu doar

<sup>104</sup> Autoritatea competentă poate permite acest lucru dacă utilizarea unui factor de emisie exprimat în t CO<sub>2</sub>/TJ ar presupune costuri nerezonabile sau dacă prin această metodă poate fi atinsă cel puțin o acuratețe echivalentă.

conținutul de carbon al cenușii trebuie determinat prin analiză, ci trebuie determinată, de asemenea, cantitatea de cenușă pentru perioada pentru care se determină factorul de oxidare.

Puncte suplimentare care trebuie luate în considerare în conformitate cu articolul 37:

- Spre deosebire de alți parametri, pentru toate categoriile de instalații și fluxuri de surse, nivelul 1 este nivelul minim aplicabil. Acesta este echivalent cu  $FO = 1$  sau  $FC = 1$ , și anume reflectă o ipoteză prudentă în orice caz.
- Autoritățile competente pot impune unui operator să utilizeze nivelul 1 respectiv. Astfel cum se subliniază în secțiunea 6.3.1, acest lucru poate obligatoriu deoarece, în anumite cazuri, efectul reacției incomplete a fost inclus în factorul de emisie.
- În cazul în care, într-o instalație se utilizează mai mulți combustibili și este necesar nivelul 3 (și anume, analize de laborator), operatorul poate alege una dintre următoarele două opțiuni:
  - determinarea unui factor de oxidare mediu pentru întreg procesul de ardere, care urmează să fie aplicată tuturor fluxurilor de surse implicate, sau
  - atribuirea unei oxidări incomplete unui flux de sursă major (de exemplu: utilizarea unui  $FO < 1$ ), precum și utilizarea  $FO = 1$  pentru alte fluxuri de surse.
- În cazul în care se utilizează biomasă sau combustibili micști, operatorul trebuie să prezinte dovezi care să ateste evitarea unei subestimări a emisiilor.

#### 6.3.4. Conținutul de carbon în cazul bilanțurilor masice

Datorită relației strânse dintre factorul de emisie în cazul metodologiei standard și conținutul de carbon în cazul bilanțului masic, se aplică, după caz, elementele discutate în secțiunea 6.3.1 (factorul de emisie). În special, analizele se aplică în același mod, iar valorile implicite prezentate în anexa VI la RMR pot fi convertite în valori implicite pentru conținutul de carbon prin utilizarea formulelor prezentate în secțiunea 4.3.2.

#### 6.3.5. Frațiunea de biomasă

**Pentru ca biomasa utilizată pentru ardere să fie evaluată zero (adică pentru aplicarea unui factor de emisie egal cu zero), biomasa trebuie să îndeplinească criteriile de durabilitate și de reducere a GES definite de Directiva RED<sup>105</sup> (articolul 38 (5) din RMR). De la 1 ianuarie 2022, RMR cere ca biomasa să respecte criteriile stabilite în RED II<sup>106</sup>.**

**O introducere în subiect este dată în secțiunea 6.3.6. Este furnizat un document de orientare separat<sup>107</sup> care explică în detaliu subiectele legate de biomasă.**



<sup>105</sup> Directiva surselor de energie regenerabilă", unde până la sfârșitul anului 2021 aceasta înseamnă Directiva 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (numită și „RED I”), iar din 2022 înseamnă RED II (a se vedea nota de subsol 106)

<sup>106</sup> Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (refăcută).

<sup>107</sup> Documentul de orientare nr. 3. Pentru referință a se vedea secțiunea 2.3.

Respectivul document de orientare nr. 3 tratează următoarele subiecte:

- Criteriile pentru evaluarea la zero a emisiilor provenite din biomasă (și anume, dacă se poate considera factorul de emisie ca fiind egal cu zero). Din 2022<sup>108</sup>, trebuie aplicate noile criterii ale RED II. **Un nou element deosebit de important pentru EU ETS este că astfel de criterii se vor aplica apoi nu numai lichidelor, ci și biomasei gazoase și solide.**
- Determinarea fracțiunii de biomasă (articolul 39), în special orice orientări pentru metodele de estimare aplicabile (fracțiunea de biomasă de Tip II);
- Simplificările, în special cele referitoare la determinarea datelor de activitate (articolul 38);
- O listă a combustibililor constituiți din biomasă;
- Îndrumări privind modul de aplicare a abordării bazate pe înregistrarea achizițiilor pentru determinarea biogazului în rețelele de gaze naturale (a se vedea, de asemenea, secțiunea 6.3.7).

### 6.3.6. Aplicabilitatea criteriilor RED II

**NOU!**

În majoritatea cazurilor în care „biomasa” este menționată în RMR, se adaugă că „se aplică articolul 38 alineatul (5)”<sup>109</sup>. Acest articol<sup>110</sup> clarifică relația dintre cerințele RMR și RED II și, în special, modul în care trebuie aplicate criteriile de durabilitate și de reducere a GES din RED II pentru a permite emisiilor provenite din biomasa să fie evaluate la zero. Următoarele puncte merită remarcate:

- Întrucât RED II se aplică energiei regenerabile, criteriile RED II se aplică numai utilizării în scop energetic a biomasei în EU ETS, adică emisiilor de ardere în

<sup>108</sup> Conform unei modificări a RMR (prin Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2022/388 al Comisiei din 8 martie 2022), a fost introdusă o perioadă de tranziție până la 31 decembrie 2022 în noul alineat (6) al articolului 38 din RMR: „Prin derogare de la alineatul (5), primul paragraf, statele membre sau autoritățile competente, după caz, pot considera îndeplinite criteriile de durabilitate și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră menționate la acest alineat pentru biocombustibili, biolichide și combustibili din biomasă utilizate pentru ardere de la 1 ianuarie 2022 până la 31 decembrie 2022.”

Acest amendament al RMR înseamnă că, în mod efectiv, în multe state membre (sau chiar în toate), criteriile RED II trebuie aplicate de către operatori numai de la 1 ianuarie 2023

<sup>109</sup> O excepție este articolul 18 alineatul (2) privind costurile nerezonabile. În acest context, articolul 38 alineatul (5) se aplică numai „cu condiția ca informațiile relevante ... să fie disponibile operatorului”. Această condiție este relevantă deoarece, în momentul în care se determină costuri nerezonabile, adesea nu este clar încă dacă biomasa care se intenționează a fi utilizată va respecta sau nu articolul 38 alineatul (5). În practică aceasta înseamnă că, dacă nu există mai multe informații disponibile, operatorul trebuie să aplice Articolul 18 alin. (2) presupunând că biomasa este conformă cu criteriile RED II aplicabile

<sup>110</sup> Articolul 38 alineatul (5) din RMR:  
„Acolo unde se face trimitere la prezentul alineat, biocarburanții, biolichidele și combustibilii din biomasă utilizați pentru ardere trebuie să îndeplinească criteriile de durabilitate și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră prevăzute la articolul 29 alineatele (2) – (7) și (10) din Directiva (UE) 2018/2001.

Cu toate acestea, biocarburanții, biolichidele și combustibilii din biomasă produși din deșeuri și reziduuri, altele decât reziduurile agricole, de acvacultură, piscicole și forestiere, trebuie să îndeplinească numai criteriile prevăzute la articolul 29 alineatul (10) din Directiva (UE) 2018/2001. Prezentul paragraf se aplică, de asemenea, deșeurilor și reziduurilor care sunt mai întâi procesate într-un produs înainte de a fi prelucrate în continuare în biocombustibili, biolichide și combustibilii din biomasă.

Electricitatea, încălzirea și răcirea produse din deșeurile solide municipale nu se supun criteriilor prevăzute la articolul 29 alineatul (10) din Directiva (UE) 2018/2001.

Criteriile prevăzute la articolul 29 alineatele (2) – (7) și 10 din Directiva (UE) 2018/2001 se aplică indiferent de originea geografică a biomasei.

Articolul 29 alineatul (10) din Directiva (UE) 2018/2001 se aplică unei instalații astfel cum este definită la articolul 3 litera (e) din Directiva 2003/87/CE.

Respectarea criteriilor prevăzute la articolul 29 alineatele (2-7) și (10) din Directiva (UE) 2018/2001 se evaluează în conformitate cu articolele 30 și 31 alineatul (1) din directiva respectivă.

În cazul în care biomasa utilizată pentru ardere nu respectă prezentul alineat, conținutul său de carbon va fi considerat carbon fosil.”

sensul RMR<sup>111</sup>. Acest lucru este clarificat chiar în RMR, întrucât articolul 38 alin. (5) prevede că: „...biocarburanții, biolichidele și combustibilii din biomasă utilizați pentru ardere trebuie să îndeplinească criteriile de sustenabilitate și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră“.

- Deoarece RED II în sine, nu conține o definiție a termenului „instalație”, RMR clarifică faptul că se aplică definiția „instalației” din Directiva EU ETS<sup>112</sup>.
- Nu se aplică toate criteriile prevăzute la articolul 29 din RED II. În special:
  - Se aplică criteriile de durabilitate „legate de teren” de la articolul 29 alineatele (2) - (7) din RED II;
  - Se aplică criteriile de reducere a GES din articolul 29(10) din RED II;
  - Criteriile suplimentare de eficiență pentru producția de energie electrică (articolul 29(11) din RED II) nu se aplică;
- Unele prevederi cuprinse în articolul 29(1) din RED II sunt copiate în RMR pentru a clarifica aplicabilitatea lor. În special, aceasta include simplificarea conform căreia pentru deșeurile solide municipale nu se aplică criteriile de reducere a GES. În plus, criteriile RED II se aplică indiferent de originea geografică a biomasei.

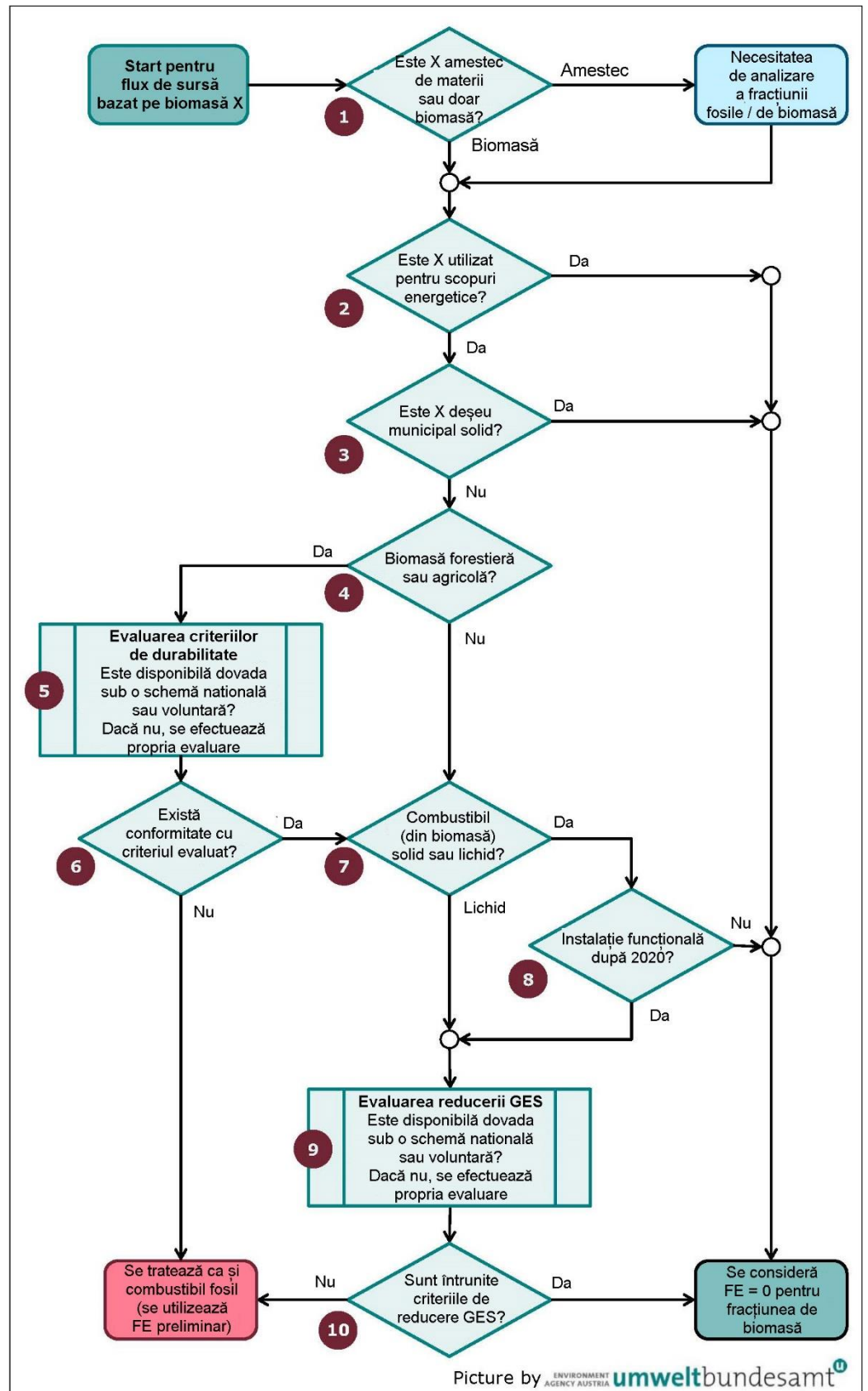
Figura 9 prezintă un „arbore decizional” la care un operator poate să apeleze pentru a determina ce proceduri scrise trebuie incluse în planul de monitorizare și pentru a determina factorul de emisie al biomasei. Pașii numerotați din această imagine înseamnă următoarele:

1. Primul pas este de a determina dacă fluxul de sursă este format exclusiv din biomasă sau dacă este amestecat cu o fracțiune fosilă. În acest din urmă caz, sunt necesare analize relevante ale fracțiunii de biomasă sau aplicarea unei valori implicite rezonabile (a se vedea secțiunea 6.2). Posibilitatea de a aplica un factor de emisie zero se aplică numai fracțiunii de biomasă a fluxului de sursă.  
Dacă fracțiunea de biomasă ar trebui determinată pe baza dovezilor de durabilitate dintr-o schemă de certificare, consultați secțiunea 4.3.2 din GD3.  
Dacă doar o parte a fluxului sursă este biomasă, se aplică următorii pași numai la acea fracțiune de biomasă. Cu toate acestea, dacă dovezile necesare pentru îndeplinirea criteriilor RED II sunt disponibile numai pentru o parte a acelei fracțiuni de biomasă, trebuie să se distingă trei fracțiuni: una fosilă, o parte de biomasă care este tratată ca fiind fosilă și o parte de biomasă care are emisii zero deoarece îndeplinește criteriile RED II.
2. Determinați dacă fluxul de sursă este utilizat în scopuri energetice. Numai în acest caz, sunt necesari următorii pași.
3. Dacă fluxul de sursă este format din deșeuri solide municipale, nu trebuie luate în considerare alte criterii. Emisiile aferente fracțiunii de biomasă pot fi evaluate la zero.

<sup>111</sup> Există unele cazuri limită în care este posibil să nu fie clar dacă un material este un combustibil sau o intrare de proces, cum ar fi agenții formatori de pori în industria ceramică. În acest caz, următoarele reguli pot fi utilizate ca îndrumare: „în cazul în care emisiile de CO<sub>2</sub> provin dintr-un proces care are un scop principal, altul decât generarea de căldură, autoritatea competentă poate conveni că fluxul de sursă nu acționează ca un combustibil. Prin urmare, astfel de fluxuri sursă servesc unor scopuri non-energetice și, prin urmare, criteriile de durabilitate nu se aplică.” (a se vedea și secțiunea 3.5 din GD2 privind regulile de alocare gratuită)

<sup>112</sup> Articolul 3 litera (e) din Directiva EU ETS: „instalație” înseamnă o unitate tehnică staționară în care se desfășoară una sau mai multe activități enumerate în anexa I și orice alte activități direct asociate care au o legătură tehnică cu activitățile desfășurate pe acel amplasament și care ar putea avea un efect asupra emisiilor și poluării;

**NOU!**



Picture by ENVIRONMENT AGENCY AUSTRIA **umweltbundesamt**

Figura 9: Arborele decizional pentru aplicarea criteriilor de durabilitate și de reducere a GES din RED II la monitorizarea fluxurilor de surse EU ETS.



4. Stabiliți dacă fluxul de sursă este orice tip de biomasă forestieră sau agricolă sau (produsă din) „reziduuri din agricultură, acvacultură, pescuit sau silvicultură”, deoarece pentru astfel de fluxuri de sursă se aplică criteriile de durabilitate „legate de teren” (articolul 29 alineatul (2) ) la (7) din RED II)<sup>113</sup>. Pentru alte reziduuri sau deșeuri (inclusiv toate tipurile de deșeuri industriale, dacă conțin biomasă), trebuie respectate doar criteriile de reducere a GES. Pentru mai multe informații referitor la definiția „deșeurilor”, vă rugăm să consultați secțiunea 3.4.6.4 din GD3.  
Rețineți, totuși, că pentru biomasa care provine din reziduuri de la animale, din acvacultură și pescuit, articolul 29 din RED II nu enumeră criterii specifice de durabilitate legate de teren. De asemenea, nu există valori implicite în anexele V și VI la RED II. Prin urmare, pentru astfel de materiale, operatorii vor trebui să determine doar reducerile de GES pe baza metodologiilor de calcul prezentate în acele anexe. Prin urmare, treceți la pasul 7.
5. În funcție de pasul 4, trebuie evaluate criteriile de durabilitate (legate de terenuri) pentru producția de biocombustibili, biolichide sau combustibili din biomasă. Pe scurt, operatorul se poate baza pe certificarea materialului/combustibilului utilizat în cadrul unui sistem național sau a unei scheme voluntare (internaționale) aprobată de Comisie sau de către Statul Membru al instalației (sau de administrare al operatorului de aeronave).  
Autoritățile competente pot solicita operatorului să utilizeze o schemă recunoscută, în cazul în care există una disponibilă. Dacă nu este disponibilă pentru operator o dovadă de durabilitate sub o schemă de certificare, operatorul va trebui să efectueze el însuși evaluarea criteriilor relevante și să obțină confirmarea verficatorului<sup>114</sup>, cu condiția ca legislația națională și autoritatea competentă să permită acest lucru în Statul Membru în care este utilizată biomasa (în cazul operatorilor de aeronave, Statul Membru de administrare) Mai multe detalii referitoare la punctele 4 și 5 se regăsesc în secțiunile 3.4.5 și 3.4.6 din GD3.
6. Dacă pasul anterior arată că nu sunt respectate criteriile relevante de durabilitate, atunci operatorul trebuie să trateze materialul ca și cum ar fi fosil, adică factorul de emisie preliminar devine factor de emisie.
7. Dacă fluxul sursă este lichid, evaluarea reducerilor de GES este obligatorie (adică situația este ca în a treia fază a EU ETS). Treceți la pasul 9.
8. Deoarece cerința suplimentară pentru „combustibili din biomasă”, adică biomasă solidă sau gazoasă, se aplică numai instalațiilor care își încep funcționarea<sup>115</sup> de la 1 ianuarie 2021, instalațiile mai vechi (mai exact: instalațiile care au folosit biomasă deja înainte de 2021) nu trebuie să efectueze o evaluare suplimentară<sup>116</sup>.
9. Conform articolului 29(10) din RED II, reducerile necesare de GES trebuie calculate în conformitate cu articolul 31(1) din RED II (mai multe detalii sunt

<sup>113</sup> Al doilea paragraf al art. 38 alineatul (5) RMR: „Cu toate acestea, biocarburanții, biolichidele și combustibilii din biomasă produși din deșeuri și reziduuri, altele decât reziduurile agricole, de acvacultură, pescuit și forestiere, trebuie să îndeplinească numai criteriile prevăzute la articolul 29 alineatul (10) din Directiva (UE) 2018/2001. Prezentul paragraf se aplică, de asemenea, deșeurilor și reziduurilor care sunt mai întâi procesate într-un produs înainte de a fi prelucrate în continuare în biocombustibili, biolichide și combustibili din biomasă.”

<sup>114</sup> Rețineți că, pentru conformitatea cu articolul 30 alineatul (3) din RED II (care este relevant în conformitate cu al 6-lea paragraf din articolul 38 alineatul (5) din RMR), operatorii trebuie să „stabilească un standard adecvat de audit independent al informațiilor transmise și să furnizeze dovezi că acest lucru a fost făcut.” Auditorii implicați în acest pas nu sunt neapărat verficatorii EU ETS. Cu toate acestea, dacă verficatorul are competența relevantă (după cum este demonstrat printr-o acreditare sau prin alte mijloace acceptate de SM), nu există niciun obstacol pentru verficatorul EU ETS în a efectua auditul relevant. În orice caz, rezultatul auditului ar trebui să fie pus la dispoziția verficatorului.

<sup>115</sup> Se aplică articolul 29 alineatul (10) din RED: „Se consideră că o instalație este în funcțiune odată cu producția fizică de biocombustibili, biogaz consumat în sectorul transporturilor și biolichide și când producția fizică de încălzire, răcire și energie electrică din combustibilii din biomasă a început”.

<sup>116</sup> Consultați secțiunea 3.4.6.2 din GD3 pentru informații suplimentare despre data de începere a activității

oferite în secțiunea 3.4.6.2 a Ghidului de orientare nr. 3). Reducerile necesare sunt:

- a Pentru producția de biocombustibili și biolichide: cel puțin 50% dacă sunt produse în instalații aflate în funcțiune înainte de 5 octombrie 2015, cel puțin 60% pentru instalațiile care încep să funcționeze până la 31 decembrie 2020 și cel puțin 65% pentru instalațiile care încep să funcționeze de la 1 ianuarie 2021.
  - b Pentru producerea de energie electrică, încălzire și răcire din combustibili din biomasă (adică pentru utilizarea biomasei solide sau gazoase): cel puțin 70 % pentru instalațiile care încep să funcționeze de la 1 ianuarie 2021 până la 31 decembrie 2025 și 80 % pentru instalațiile care încep să funcționeze de la 1 ianuarie 2026.
10. Dacă reducerile de GES sunt peste pragul aplicabil, emisiile din biomasă pot fi evaluate la zero, în caz contrar, trebuie tratată ca și cum ar fi fosilă. Cu acest pas, evaluarea este încheiată.

Rețineți că atunci când consultarea acestui „arboare decizional” arată că nu este nevoie să se furnizeze dovezi asupra criteriilor de durabilitate sau de reducere a GES, unele state membre vor solicita în continuare o confirmare a naturii fluxului sursă, în condițiile în care nu se aplică criteriile RED II. Statele membre pot solicita ca astfel de dovezi să fie eliberate de un sistem de certificare recunoscut de Comisie sau de Statul Membru al instalației (ori Statul Membru de administrare pentru operatorul de aeronave). Alte state membre pot solicita, de ex. o declarație formală a operatorului care confirmă tipul de material și că nu se aplică criteriile RED II pentru acesta.

### 6.3.7. Reguli speciale pentru biogaz

**NOU!**

Din anul 2022, operatorii pot utiliza o abordare specială a contabilizării biogazului, în conformitate cu articolul 39 alineatul (4). În cazul în care biogazul este injectat în rețelele de gaze naturale și achiziționat de un operator EU ETS conectat la aceeași rețea de gaz, operatorul menționat poate raporta acea cantitate de biogaz achiziționată așa cum este consumată în instalația sa, chiar dacă biogazul nu este livrat fizic la instalație. Aceasta se realizează prin determinarea și atribuirea unei fracțiuni de biomasă la gazul total (gaz natural plus biogaz) pe baza fracției din conținutul energetic al biogazului în consumul total de gaz. Deși nu este menționat în mod explicit în RMR, pare oportun ca o astfel de abordare să fie considerată echivalentă cu nivelul 2 (ca și alte metodologii de estimare).

Condițiile preliminare pentru această abordare sunt:

- Cantitatea de biogaz utilizată este determinată din evidențele de achiziție;
- Operatorul demonstrează, spre satisfacția AC, că nu există o dublă contabilizare a aceleiași cantități de biogaz. Acest lucru se poate face în special prin utilizarea unui sistem de „registru al biogazului” sau a unei baze de date similare, care asigură, de asemenea, că nu există nicio garanție de origine dezvăluită altor utilizatori de biogaz. Aceasta înseamnă că garanția de origine (dacă a fost generată) trebuie să fie strâns legată de cantitatea fizică definită de biogaz și nu poate fi dată („dezvăluită”) unui alt consumator de gaze;
- Producătorul și consumatorul de biogaz sunt conectați la aceeași rețea de gaze;
- Sunt respectate criteriile de durabilitate și de reducere a GES stabilite în RED II.

Îndrumări suplimentare pentru aplicarea acestor criterii sunt oferite în secțiunea 5.3 a Documentului de orientare nr. 3 („Problemele legate de biomasă în EU ETS”).



### 6.3.8. Reguli speciale pentru materiale mixte de proces

**NOU!**

Cele mai multe emisii de CO<sub>2</sub> de proces provin din carbon anorganic, mai ales carbonați. Cu toate acestea, în unele cazuri, carbonul elementar (grafit) sau chiar carbonul organic poate fi conținut în materiale care duc la emisii de proces. Un exemplu remarcabil este utilizarea ureei pentru curățarea gazelor de ardere (deNO<sub>x</sub>). După cum clarifică notele de subsol 36 și 37, „emisii de proces” sunt practic toate emisiile care nu sunt emisii de combustie. Din motive pragmatice, chiar dacă este o oxidare care duce la emisii de CO<sub>2</sub> în acele cazuri non-carbonate, RMR permite monitorizarea emisiilor din astfel de materiale ca emisii de proces. Cerințele detaliate sunt prezentate în anexa II secțiunea 4 din RMR. Acestea se aplică tuturor materiilor de proces care conduc la emisii de CO<sub>2</sub>, de exemplu:

- Carbon anorganic (Carbonați, carbon elementar);
- Carbon organic (de exemplu uree) și biomasă;
- Amestecuri ale acestora.

Secțiunea 4 din anexa II a RMR permite următoarele abordări:

- Bazat pe intrări (Metoda A): Datorită faptului că emisiile sunt într-o relație stoechiometrică cu conținutul de carbon al materiilor de intrare, această abordare este permisă pentru toate materiile de intrare din proces;
- Bazat pe ieșiri (Metoda B): Aceasta este permisă numai dacă toate emisiile provin din descompunerea carbonaților.

În cazul materiilor mixte în care urmează să fie analizat mai mult de un tip de carbon, de exemplu o argilă care conține carbonați, precum și o fracțiune organică, RMR-ul permite două abordări generale:

- Carbonul total conținut în materia de intrare poate fi determinat, dând un factor de emisie mixt (preliminar) (dacă este cazul, trebuie determinată și fracțiunea de biomasă), sau
- Fluxul de sursă poate fi împărțit în mod oficial în două fluxuri în scopul raportării, astfel încât un flux să servească pentru raportarea emisiilor de carbon anorganic, iar celălalt pentru emisiile de carbon organic.

Orice factor de conversie aplicabil trebuie determinat folosind o abordare compatibilă cu abordarea aleasă pentru factorul de emisie.

Cu excepția celor de mai sus, în principiu toate regulile menționate în secțiunea 6.2 se aplică materiilor de proces și factorilor de calcul ai acestora. Există o singură excepție: PCN trebuie raportat doar „dacă este relevant”. RMR clarifică „*PCN este considerată nerelevantă pentru fluxurile de sursă de minimis sau în cazul în care materialul nu este el însuși combustibil fără a fi adăugați alți combustibili. Dacă există dubii, operatorul solicită confirmarea autorității competente cu privire la necesitatea monitorizării și raportării PCN.*”

## 6.4 Emisii de PFC

Secțiunea 8 din anexa IV la Regulamentul privind monitorizarea și raportarea descrie determinarea emisiilor de PFC (perfluorocarburi). Emisiile de PFC sunt incluse în prezent în ETS doar în ceea ce privește „producția de aluminiu primar”. Gazele care trebuie monitorizate sunt CF<sub>4</sub> și C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>. Trebuie incluse emisiile rezultate din efectele

anodice, precum și emisiile fugitive. Emisiile de PFC care nu sunt legate de efectele anodului se calculează pe baza metodelor de estimare.



RMR precizează că „se utilizează cea mai recentă versiune a recomandărilor menționate pentru nivelul 3 în secțiunea 4.4.2.4 a Orientărilor IPCC din 2006.” Recomandările respective sunt „Aluminium sector greenhouse gas protocol” („Protocolul referitor la gazele cu efect de seră din sectorul aluminiului”), publicat de Institutul Internațional al Aluminiului (IAI)<sup>117</sup>. Acesta utilizează o metodă bazată pe calcul care deviază în mod semnificativ de la metoda bazată pe calcul evidențiată în secțiunea 4.3.1. RMR permite două metode diferite: „metoda pantei” și „metoda supratensiunii”. Metoda care trebuie aplicată depinde de echipamentul de control al procesului instalației.

Deși RMR descrie cerințele principiului și formulele de calcul, trebuie luate în considerare și alte detalii privind metodele aplicabile din recomandările menționate mai sus. Trebuie remarcat că recomandările IAI nu sunt aplicabile pentru emisiile de CO<sub>2</sub> rezultate în urma producției de aluminiu primar sau a producției anodice. În schimb, se utilizează metodele de calcul obișnuite prevăzute de RMR.

Pentru calcularea emisiilor de CO<sub>2(e)</sub> din emisiile de CF<sub>4</sub> și C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, operatorul trebuie să utilizeze următoarea formulă:

$$Em = Em(CF_4) \cdot GWP_{CF_4} + Em(C_2F_6) \cdot GWP_{C_2F_6} \quad (14)$$

unde

$Em$  ..... emisiile exprimate în t CO<sub>2(e)</sub>

$Em(CF_4)$ ... emisiile de CF<sub>4</sub> în tone

$Em(C_2F_6)$ .. emisiile de C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> în tone

$GWP$  ..... potențialul de încălzire globală, astfel cum este menționat în tabelul 6 din secțiunea 3 a anexei VI la RMR.

## 7 ABORDĂRI SIMPLIFICATE

### 7.1 Instalații cu emisii reduse

Pentru definirea instalațiilor cu emisii reduse, a se vedea secțiunea 4.4.2. Pentru astfel de instalații sunt disponibile anumite simplificări, menționate la articolul 47 din RMR. Acestea sunt:

- Instalația poate utiliza un plan de monitorizare simplificat (în cazul în care un stat membru a furnizat un model corespunzător), a se vedea secțiunea 7.2.
- Operatorul poate aplica cel puțin nivelul minim 1 pentru datele de activitate și parametrii de calcul pentru toate fluxurile de surse, cu excepția cazului în care se poate obține un nivel mai ridicat de acuratețe fără eforturi suplimentare din partea operatorului (adică nu sunt necesare justificări referitoare la costurile nerezonabile).

Simplificat



<sup>117</sup> Documentul poate fi descărcat la următoarea adresă:  
[http://www.world-aluminium.org/media/filer\\_public/2013/01/15/fl0000127.pdf](http://www.world-aluminium.org/media/filer_public/2013/01/15/fl0000127.pdf)

- Operatorul nu este obligat să înainteze documentele justificative prevăzute la articolul 12 alineatul (1) în momentul prezentării unui plan de monitorizare spre aprobare, adică nu există cerințe privind prezentarea:
  - de dovezi care să ateste atingerea nivelurilor solicitate (evaluarea incertitudinii, se vedea secțiunea 5.3), precum și
  - a unei evaluări a riscurilor ca parte a sistemului de control.
- Operatorul este scutit de raportarea îmbunătățirilor ca răspuns la recomandările verificatorului.
- Operator poate determina cantitatea de combustibil sau de materie utilizând evidențele de achiziții disponibile și documentate, precum și modificările stocurilor estimate, fără a furniza o evaluare a incertitudinii.
- De asemenea, acesta este scutit de includerea incertitudinii stocurilor determinate la începutul și la sfârșitul anului de raportare în evaluarea incertitudinii.
- Dacă operatorul utilizează analize efectuate de un laborator neacreditat, sunt necesare dovezi simplificate privind competența laboratorului<sup>118</sup>.

Trebuie să se respecte toate celelalte cerințe privind instalațiile. Cu toate acestea, deoarece o instalație cu emisii reduse poate aplica niveluri mai scăzute, cerințele generale privind monitorizarea sunt, de regulă, relativ ușor de îndeplinit.

## 7.2 Alte instalații „simple“

Regulamentul privind monitorizarea și raportarea urmărește evitarea costurilor nerezonabile sau disproporționate pentru instalații, în măsura în care acest lucru este posibil. Conceptul de „instalații cu emisii reduse”, s-a dovedit a fi util însă insuficient, deoarece există multe instalații care participă la EU ETS care sunt relative ușor de monitorizat, însă nu pot utiliza o parte din simplificările destinate instalațiilor cu emisii reduse.

Înainte de a discuta elementele suplimentare ale RMR, trebuie să ne întrebăm cum poate fi simplificat un plan de monitorizare în general, și anume cum poate fi redusă sarcina administrativă pentru operatori (privind instalațiile „simple“)? În principiu, există trei domenii care trebuie acoperite în planul de monitorizare (presupunând că instalațiile „simple” utilizează întotdeauna pentru monitorizare o metodă bazată pe calcul):

- monitorizarea datelor de activitate,
- determinarea parametrilor de calcul, precum și
- aspectele organizaționale, inclusiv fluxul de date și procedurile de control.

În momentul analizării posibilităților de simplificare în conformitate cu RMR, reiese că cerințele acestuia sunt în mare parte proporționate, și anume, în cazul în care o instalație este cu adevărat simplă, monitorizarea este de asemenea simplă de efectuat. În ceea ce privește monitorizarea datelor de activitate, cea mai evidentă simplificare este utilizarea facturilor. Pentru parametrii de calcul, numai cele mai înalte niveluri necesită eforturi suplimentare, datorită analizelor de laborator care trebuie efectuate, în timp ce emitenții mai mici sunt de obicei autorizați să utilizeze valori implicite. Singurul domeniu care mai trebuie simplificat vizează aspectele „organizaționale” (din care o mare parte necesită proceduri scrise). Aici intervine articolul 13 din RMR.

<sup>118</sup> Operatorul poate utiliza „orice laborator competent din punct de vedere tehnic și capabil să genereze rezultate valabile din punct de vedere tehnic cu ajutorul procedurilor analitice relevante și prezintă dovezi cu privire la măsurile de asigurare a calității menționate la articolul 34 alineatul (3)”. Pentru detalii suplimentare, a se vedea secțiunea 6.2.2.

Regulamentul privind monitorizarea și raportarea prevede o abordare flexibilă pentru a permite simplificările pe care autoritatea competentă le consideră adecvate. Articolul 13 alineatul (1) din RMR oferă statelor membre posibilitatea de a permite operatorilor să utilizeze planuri de monitorizare standard sau simplificate pentru care statele membre pot publica modele pe baza modelelor și orientărilor furnizate de Comisie. Articolul menționează în special posibilitatea ca aceste modele să includă descrieri (standardizate) ale procedurilor de control și de flux de date (→ secțiunea 5.5).

Modelele dedicate pot soluționa două probleme: în primul rând, conținutul minim al planurilor de monitorizare, disponibil în anexa I la RMR, precum și în modelele electronice de planuri de monitorizare furnizate de Comisie, are drept obiectiv evitarea lacunelor din planurile de monitorizare aparținând instalațiilor complexe. Dacă se răspunde în totalitate la aceste necesități, se poate evita o sarcină inutilă pentru operatorii de instalații mici sau simple.

În al doilea rând, anumite elemente ale planurilor de monitorizare se pot aplica unui număr mare de instalații într-un mod similar. Aceasta ar însemna o simplificare semnificativă pentru operatori în cazul în care ar fi disponibile texte standard, pe care să le poată utiliza acolo unde este cazul în loc să le redacteze singuri. O îmbunătățire suplimentară a eficienței procesului de aprobare a planurilor de monitorizare rezultă în cazul în care autoritățile competente diseminează ele însele informații privind blocurile de text considerate adecvate în situații standard.

## 7.2.1. Abordare practică a simplificărilor



Ținând seama de natura și de modul de funcționare al modelelor de plan de monitorizare furnizate de Comisie, cea mai practică metodă de care dispun statele membre care doresc să utilizeze articolul 13 este să furnizeze versiuni modificate ale modelului inițial de plan de monitorizare pus la dispoziție de Comisie. Modelele modificate pot fi adaptate la necesitățile instalațiilor simple în special prin două elemente:

- ascunderea foilor sau a secțiunilor irelevante ale modelelor de plan<sup>119</sup>;
- introducerea de blocuri de text standard în model, de exemplu pentru sursele de date standard (inventarul național al GES etc.), valorile implicite sau procedurile simple de control și flux de date.

Această abordare ar ajuta și operatorii care pot utiliza doar anumite părți din modelele standard sau simplificate ale planului de monitorizare.



Trebuie remarcat faptul că este necesar ca simplificările aduse modelelor să corespundă tipurilor de instalații pentru care au fost întocmite modelele în cauză. Comisia a publicat un Plan de Monitorizare simplificat exemplar pe site-ul său MRVA [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions_en)

<sup>119</sup> Trebuie remarcat faptul că modelul inițial nu ascunde secțiuni întregi din cauza cerințelor de transparență. Secțiunile care nu sunt relevante din cauza altor intrări de date sunt marcate în mod automat cu gri în modelul inițial, fără a fi însă ascunse.

## 7.2.2. Determinarea domeniului de aplicare a metodelor simplificate

Instrumentul central pentru determinarea caracterului adecvat al simplificărilor este evaluarea riscurilor<sup>120</sup>. Autoritățile competente pot permite utilizarea unei abordări standard și simplificate în planul de monitorizare numai acolo unde aceasta nu conduce la un risc nejustificat de inexactități în raportul de emisii. Întrucât fiecare instalație este diferită, nu pare adecvat să se definească o singură modalitate de simplificare semnificativă în cazul unei game variate de instalații. În schimb, RMR oferă autorităților competente flexibilitate, însă impune ca simplificările să fie justificate pe baza unei evaluări simplificate a riscurilor.



Se știe că o evaluare detaliată a riscurilor poate reprezenta un efort disproporționat pentru autoritatea competentă. Prin urmare, prezenta orientare prevede anumiți indicatori pe baza cărora autoritățile competente pot decide dacă simplificările pot fi sau nu permise. Se propune clasificarea instalațiilor în unul din următoarele trei grupuri:

1. tipuri de instalații considerate prea complexe pentru a permite simplificări în temeiul articolului 13 (→ indicatorii furnizați în secțiunea 7.2.2.1),
2. instalații considerate eligibile pentru planuri de monitorizare standard sau simplificate în temeiul articolului 13 (→ secțiunea 7.2.2.2) și
3. instalații pentru care se solicită o evaluare a situației individuale.

În cel de-al treilea caz, autoritățile competente sunt încurajate să utilizeze articolul 13 alineatul (2) al doilea paragraf, și anume operatorul este cel care trebuie să efectueze o evaluare a riscurilor pentru instalația sa. În acest caz special, poate fi necesară aplicarea doar a câtorva dintre simplificările oferite în modelele standard ale planului de monitorizare.

### 7.2.2.1 Instalații cu riscuri potențiale ridicate

Următoarele tipuri de instalații sunt considerate prea complexe pentru autorizarea PM simplificate:

- Instalațiile care aplică metode bazate pe măsurare (CEMS),
- Instalațiile care desfășoară activități pentru care PFC sau N<sub>2</sub>O sunt incluse în anexa I la Directiva EU ETS,
- Instalațiile de captare, transportare și stocare geologică a CO<sub>2</sub>, astfel cum se prevede în anexa I la Directiva EU ETS,
- Instalațiile care aplică o metodă alternativă în conformitate cu articolul 22 din RMR,
- Instalațiile de categoria C care folosesc alte fluxuri de surse decât combustibilii comerciali standard<sup>121</sup>,

<sup>120</sup> Articolul 13 alineatul (2): „Înainte de aprobarea oricărui plan de monitorizare simplificat menționat la alineatul (1), autoritatea competentă efectuează o evaluare simplificată a riscurilor cu privire la măsura în care activitățile de control și procedurile pentru activitățile de control propuse sunt proporționale cu riscurile inerente și cu riscurile de control identificate și justifică utilizarea unui astfel de plan de monitorizare simplificat.

Statele membre pot solicita operatorului sau operatorului de aeronave să efectueze pe cont propriu evaluarea riscurilor în conformitate cu paragraful anterior, dacă este cazul.”

<sup>121</sup> AC pot lua în considerare tratarea carburanților în același mod dacă aceștia au fost acceptați eligibili pentru utilizarea aceleiași niveluri ca și carburanții standard comerciali, în conformitate cu articolul 31 alineatul (4) din RMR, a se vedea nota de subsol 65

- Instalațiile de categoria B sau C care dețin cel puțin un flux de surse major pentru care se utilizează instrumente care nu fac obiectul controlului metrologic legal național,
- Instalațiile care trebuie să utilizeze analize de laborator în conformitate cu articolele 33-35,
- Instalațiile care au de monitorizat peste trei fluxuri de surse majore sau care aplică mai multe metodologii de monitorizare diferite (de exemplu contorizarea pe bază de lot, precum și unele măsurători continue pentru datele de activitate, mai multe planuri diferite de eșantionare etc.)

### 7.2.2.2 Instalații eligibile pentru planurile de monitorizare simplificate

Următoarele tipuri de instalații sunt considerate în general eligibile pentru autorizarea PM simplificate:

- Instalațiile de categoria A și B care folosesc drept flux de surse doar gazul natural,
- Instalațiile care utilizează numai combustibili<sup>122</sup> comerciali standard fără emisii de proces,
- Instalațiile care
  - pot utiliza exclusiv facturi pentru monitorizarea datelor de activitate,
  - utilizează exclusiv valori implicite pentru parametrii de calcul și
  - utilizează un număr limitat<sup>123</sup> de fluxuri de surse cu carbon fosil;
- Instalațiile cu emisii scăzute, dacă
  - doar fluxurile de surse minore și de minimis nu sunt monitorizate pe baza facturilor și a valorilor implicite,
  - instalația nu utilizează CEMS sau metode alternative și
  - instalația nu desfășoară activități care emit PFC sau N<sub>2</sub>O și nu captează, transportă sau stochează geologic CO<sub>2</sub>.
- Instalațiile care emit CO<sub>2</sub> fosil doar din fluxuri de surse minore și de minimis.

Lista include, de asemenea, toate instalațiile care respectă criteriile de mai sus, însă trebuie să monitorizeze, în plus, unul sau mai multe fluxuri de surse de biomasă. Cu alte cuvinte, fluxurile de surse de biomasă nu afectează eligibilitatea pentru abordările simplificate, astfel cum se indică în exemplul de mai jos.



- Se presupune că o instalație de categoria A sau B are drept flux de surse doar gaz natural și utilizează în plus diverse tipuri de biomasă solidă<sup>124</sup>. Aceasta poate fi, de exemplu, o centrală de termoficare pe biomasă care utilizează gaz natural pentru acoperirea perioadelor de încărcare maximă.
- Dacă se ignoră biomasa, instalația respectă primul criteriu prezentat mai sus. Prin urmare, instalația este eligibilă de asemenea pentru abordările simplificate ca întreg.

<sup>122</sup> A se vedea, de asemenea, nota de subsol 121

<sup>123</sup> Ca recomandare, AC ar trebuie să efectueze o evaluare individuală în cazul în care numărul fluxurilor de surse este mai mare de 10.

<sup>124</sup> Rețineți că, începând cu 2022, instalația ar trebui să ofere dovezi pentru sustenabilitate și reducerea emisiilor GES a biomasei consumată. În funcție de sursa de biomasă (în special de distanța pe care trebuie să o transporte), acest lucru poate necesita eforturi suplimentare din partea operatorului, iar exemplul se poate dovedi a nu fi eligibil pentru un plan de monitorizare simplificat.

Comisia a publicat un exemplu de Plan de Monitorizare simplificat în conformitate cu articolul 13 RMR. Poate fi găsit la următorul link:

[https://ec.europa.eu/clima/system/files/2017-01/simplified\\_monitoring\\_plan\\_exemple\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/system/files/2017-01/simplified_monitoring_plan_exemple_en.pdf).



## 8 CEMS

### 8.1 Cerințe generale

Pe lângă cele subliniate în secțiunea 4.3.3 cu privire la metodele bazate pe măsurare, trebuie luate în considerare următoarele puncte suplimentare:

- CEMS sunt puse în prezent pe picior de egalitate cu metodele bazate pe calcul, și anume nu mai este necesar să se demonstreze autorității competente că utilizarea CEMS conduce la un nivel mai înalt de acuratețe decât metoda bazată pe calcul care utilizează abordarea privind nivelul cel mai potrivit. Cu toate acestea, au fost definite cerințe privind nivelul minim (→ a se vedea secțiunea 5.2) care implică faptul că se pot aplica niveluri de incertitudine comparabile cu cele ale metodelor de calcul. Prin urmare, operatorul trebuie să demonstreze autorității competente că nivelurile respective pot fi atinse prin intermediul CEMS propuse. Tabelul 11 oferă o viziune de ansamblu asupra nivelurilor definite pentru metodele bazate pe măsurare.
- Emisiile bazate pe măsurare trebuie coroborate prin intermediul unei metode bazate pe calcul. Cu toate acestea, nu sunt necesare niveluri specifice pentru acest calcul.  
Datorită naturii nestoechiometrice a emisiilor de N<sub>2</sub>O rezultate în urma producției de acid azotic, nu este necesară coroborarea calculului pentru emisiile respective.
- Monoxidul de carbon (CO) emis în atmosferă este considerat cantitatea molară echivalentă de CO<sub>2</sub> [articolul 43 alineatul (1)].
- Măsurarea concentrației poate fi dificilă în fluxurile de gaz cu concentrații foarte ridicate de CO<sub>2</sub>. Acest lucru este în special important pentru măsurarea CO<sub>2</sub> transferat între instalații pentru captare, sistemele de conducte pentru transport și instalațiile pentru stocarea geologică a CO<sub>2</sub>. În aceste cazuri, concentrațiile de CO<sub>2</sub> pot fi determinate în mod indirect, prin stabilirea concentrației tuturor celorlalți constituenți ai gazului și scăderea acestora din total (ecuația 3 din anexa VIII la RMR).
- Debitul de gaze de ardere poate fi determinat fie prin măsurare directă, fie cu ajutorul unui bilanț masic<sup>125</sup> care utilizează doar parametri ușor de măsurat, și anume fluxurile de materie la intrare, debitul de aer la intrare și concentrația de O<sub>2</sub>, precum și alte gaze care trebuie măsurate și pentru alte scopuri.
- Operatorul trebuie să se asigure că echipamentul de măsurare este adecvat mediului în care urmează să fie utilizat și că acesta este întreținut și calibrat cu

<sup>125</sup> Articolul 43 alineatul (5) permite calcularea, „cu ajutorul unui bilanț masic adecvat, luând în considerare toți parametrii importanți de la intrare, incluzând, pentru emisiile de CO<sub>2</sub>, cel puțin masele materiilor intrate, debitul aerului intrat și randamentul procesului, cât și parametrii importanți de la ieșire, incluzând cel puțin produsul final și concentrațiile de O<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> și NO<sub>x</sub>”.



regularitate. Cu toate acestea, operatorul trebuie să fie conștient de faptul că echipamentul se poate defecta ocazional. Prin urmare, articolul 45 subliniază modul în care pot fi înlocuite în mod prudent. Operatorul trebuie să prevadă această înlocuire a datelor în momentul întocmirii planului de monitorizare<sup>126</sup>.

- Operatorii trebuie să aplice standardul EN 14181 („Emisii de la surse fixe – Asigurarea calității sistemelor automate de măsurare”) pentru asigurarea calității. Acest standard necesită realizarea anumitor activități:
  - QAL 1: teste necesare pentru a stabili dacă CEMS îndeplinesc cerințele specificate. În acest sens, se utilizează standardul EN ISO 14956 („Calitatea aerului. Evaluarea aplicabilității unei proceduri de măsurare prin comparare cu o incertitudine de măsurare cerută”).
  - QAL 2: calibrarea și validarea CEMS;
  - QAL 3: asigurarea continuă a calității pe parcursul exploatării;
  - AST: test anual de supraveghere
  - În conformitate cu standardul respectiv, QAL 2 și AST trebuie efectuate de laboratoare acreditate, în timp ce QAL 3 se efectuează de către operator. Trebuie să se asigure competența personalului care efectuează testele.
  - Acest standard nu acoperă asigurarea calității oricărui sistem de colectare sau de prelucrare a datelor (și anume, sistemele IT). Pentru acestea, operatorul trebuie să garanteze asigurarea corespunzătoare a calității prin mijloace diferite.
- Alt standard care trebuie aplicat este EN 15259 („Calitatea aerului –Măsurarea emisiilor surselor fixe – Cerințe referitoare la secțiuni și amplasamente de măsurare, precum și la obiectivul, planul și raportul de măsurare”).
- Standardul care trebuie aplicat pentru măsurătorile debitului de gaze arse este EN ISO16911-2 („Emisii surse staționare – Determinare manuală și automata a vitezei și a debitului volumic în conducte”).
- Toate celelalte metode aplicate în contextul metodei bazate pe măsurare trebuie să se bazeze, în egală măsură, pe standarde EN. În cazul în care astfel de standarde nu sunt disponibile, metodele trebuie să se bazeze pe standarde ISO adecvate, pe standarde publicate de Comisie sau pe standarde naționale. În cazul în care nu există standarde publicate aplicabile, se utilizează proiecte de standarde adecvate, orientări privind cele mai bune practici din industrie sau alte metode dovedite științific, limitând erorile de eșantionare și de măsurare.

Operatorul ține seama de toate aspectele relevante ale sistemului de măsurare continuă, inclusiv de locul unde se află echipamentul, de calibrare, de măsurare, de asigurarea calității și de controlul calității.
- Operatorul se asigură că laboratoarele care efectuează măsurătorile, calibrările și evaluările relevante ale echipamentelor pentru sistemele de măsurare continuă a emisiilor (CEMS) sunt acreditate conform EN ISO/IEC 17025 pentru metodele analitice sau activitățile de calibrare relevante. În cazul în care laboratorul nu deține o astfel de acreditare, operatorul se asigură că se respectă cerințe echivalente cu cele de la articolul 34 alineatele (2) și (3).

<sup>126</sup> În conformitate cu secțiunea 1 punctul 4 litera (a) subpunctul (ii) din anexa I la RMR, planul de monitorizare trebuie să conțină: „metoda utilizată pentru a determina dacă se pot calcula orele valabile sau perioadele de referință mai mici valabile pentru fiecare parametru, precum și pentru înlocuirea datelor lipsă în conformitate cu articolul 45”.

Tabelul 11: Nivelurile definite pentru CEMS (a se vedea secțiunea 1 din anexa VIII la RMR), exprimate pe baza incertitudinilor maxime admisibile pentru media orară anuală a emisiilor.

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Nivelul 4
Surse de emisii de CO <sub>2</sub>	± 10%	± 7.5%	± 5%	± 2.5%
Surse de emisii de N <sub>2</sub> O	± 10%	± 7.5%	± 5%	N.A.
Transfer de CO <sub>2</sub>	± 10%	± 7.5%	± 5%	± 2.5%
Transfer de N <sub>2</sub> O <b>NOU!</b>	± 10%	± 7.5%	± 5%	N.A.

Pentru determinarea CO<sub>2</sub> din biomasă, RMR 2018/2066 permite mai multă flexibilitate. Articolul 43 alineatul (4) permite nu numai abordări bazate pe calcul, ci și

**NOU!**

- Metode care utilizează analize de radiocarbon ale probelor prelevate din gazele de ardere prin prelevare continuă. În acest scop, se aplică EN ISO 13833 „Sursă staționară emisii – Determinarea raportului dintre biomasă (biogenă) și dioxid de carbon 23 rezultat din fosil – Eșantionarea și determinarea radiocarbonului”;
- „Metoda bilanțului masic” (bazată pe ISO 18466 „Emisii surse staționare – Determinarea fracției biogene în CO<sub>2</sub> din gaz folosind metoda bilanțului masic”).

## 8.2 Emisii de N<sub>2</sub>O

Secțiunea 16 din anexa IV la RMR prevede determinarea emisiilor de N<sub>2</sub>O din anumite procese chimice de producție, care fac obiectul anexei I la Directiva EU ETS (producția de acid azotic, acid adipic, glioxal și acid glioxilic) sau care pot fi incluse în mod unilateral în conformitate cu articolul 24 din directivă (producția de caprolactamă). N<sub>2</sub>O emis în urma activității de „ardere a combustibililor” nu este inclus. În general, emisiile de N<sub>2</sub>O trebuie determinate prin intermediul unei metode bazate pe măsurare.

Pe lângă punctele menționate în secțiunile 4.3.3 și 8.1, trebuie avute în vedere următoarele puncte specifice:

- În subsecțiunea B.3 a secțiunii 16 din anexa IV se furnizează cerințe specifice privind determinarea debitului de gaze de ardere. Dacă este necesar, concentrația de oxigen trebuie măsurată în conformitate cu subsecțiunea B.4.
- Subsecțiunea B.5 specifică cerințele pentru calcularea emisiilor de N<sub>2</sub>O în cazul perioadelor specifice de emisii nereduse de N<sub>2</sub>O (de exemplu, în cazul în care sistemul de reducere se defectează), precum și în cazul în care măsurarea nu este fezabilă din punct de vedere tehnic.

Pentru calcularea emisiilor de CO<sub>2(e)</sub> din emisiile de N<sub>2</sub>O, operatorul trebuie să utilizeze următoarea formulă:

$$Em = Em(N_2O) \cdot GWP_{N_2O} \quad (15)$$

Unde:

$Em$  ..... emisii exprimate în t CO<sub>2(e)</sub>

$Em(N_2O)$  .... emisii de N<sub>2</sub>O în tone

$GWP_{N_2O}$ ..... potențialul de încălzire globală al N<sub>2</sub>O, astfel cum este indicat în tabelul 6 din secțiunea 3 a anexei VI la RMR.

## 8.3 CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O și CCS transferat / inerent

**NOU!**

### 8.3.1. CO<sub>2</sub> și CCS transferat

Acolo unde CO<sub>2</sub> fosil<sup>127</sup> aproape pur<sup>128</sup> nu este emis, ci transferat în afara unei instalații, acesta poate fi scăzut din emisiile instalației respective numai dacă instalația este una dintre următoarele [articolul 49 alineatul (1)]:

- instalație de captare în scopul transportării și stocării geologice pe termen lung într-un sit de stocare autorizat în temeiul Directivei 2009/31/CE;
- o rețea de transport în scopul stocării geologice pe termen lung într-un sit de stocare autorizat în temeiul Directivei 2009/31/CE;
- un sit de stocare autorizat în temeiul Directivei 2009/31/CE în scopul stocării geologice pe termen lung.
- o instalație în care CO<sub>2</sub> este utilizat pentru a produce carbonat de calciu precipitat (CCP), în care CO<sub>2</sub> utilizat este legat chimic<sup>129</sup>.

**NOU!**

În toate celelalte cazuri, CO<sub>2</sub> transferat în afara instalației este considerat drept emisie a instalației inițiale.

#### Monitorizare în cazul producerii CCP

Pentru cazul CCP, MRR cere să se utilizeze<sup>130</sup> în mod explicit o metodă bazată pe calcul, ceea ce poate fi simplu, așa cum se prezintă mai jos. Cu toate acestea, un rezultat dificil apare în cazul în care instalația producției de CCP nu este în EU ETS. O schiță a unei metode de monitorizare este prezentată după cum urmează:

- Dacă producătorul de CCP se află în EU ETS și independent de instalația care transferă CO<sub>2</sub>:

<sup>127</sup> CO<sub>2</sub> din biomasă ar putea fi dedus dacă este transferat în afara instalației. Cu toate acestea, ca CO<sub>2</sub> din biomasă are cota zero (dacă este cazul, a se vedea secțiunea 6.3.6), suma care trebuie dedusă ar fi zero, de asemenea.

<sup>128</sup> Spre deosebire de „CO<sub>2</sub> inerent”, care face parte dintr-un flux sursă și, prin urmare, doar unul dintre mai mulți constituenți ai unui flux de gaz, „CO<sub>2</sub> transferat” este de obicei „preponderent” compus din CO<sub>2</sub>.

<sup>129</sup> Articolul 49 alineatul (1) litera (b) se poate aplica numai dacă există un transfer de CO<sub>2</sub> către o altă instalație. Totuși, acolo sunt cazuri în care CO<sub>2</sub> este legat chimic în CCP în aceeași instalație. De asemenea, în acest caz CO<sub>2</sub> legat poate fi socotit ca neemis de instalație. Acest lucru este acum permis deoarece ultima frază din secțiunea 10 din anexa IV la RMR a fost eliminată. Această frază a fost „Unde CO<sub>2</sub> este utilizat în fabrică sau transferat într-o altă fabrică pentru producerea de PCC (calciu precipitat carbonat), acea cantitate de CO<sub>2</sub> se consideră emisă de instalația care produce CO<sub>2</sub>.” Pentru monitorizarea CO<sub>2</sub> legat chimic în PCC, cea mai simplă metodă ar fi „metodologia bilanțului masic”, în conformitate cu articolul 25 din RMR. Dacă PCC este privit ca un „material depășind limitele bilanțului masic”, atunci CO<sub>2</sub> legat în acesta nu este raportat ca emis. Cu toate acestea, în prezent, anexa IV secțiunea 10 nu menționează abordarea bilanțului masic ca aplicabil. Prin urmare, chiar dacă operatorul folosește în practică un bilanț masic, acesta trebuie raportat de către atribuirea emisiilor de la calcinarea calcarului unui factor de conversie adecvat sub metodologie standard. În cazul în care se folosește var achiziționat, astfel încât CO<sub>2</sub> legat ar fi mai mult decât ce se emite din arderea efectivă a varului, acel CO<sub>2</sub> poate fi luat în considerare prin atribuirea unui factor de conversie/oxidare adecvat la unul sau mai multe alte fluxuri sursă, după cum este necesar.

<sup>130</sup> Acesta va fi de obicei un bilanț masic, deoarece trebuie determinată cantitatea de CO<sub>2</sub> legată.

- Instalația care primește și/sau transferă CO<sub>2</sub> ca flux de intrare (de exemplu, folosind un SMC (a se vedea mai jos) pentru fluxul de gaz și concentrația de CO<sub>2</sub>) – această cantitate trebuie să fie distribuită și aliniată între ambele instalații (vezi ultimul paragraf al acestei secțiuni).  
Această monitorizare continuă poate fi omisă dacă fluxul cantității de CO<sub>2</sub> ale instalației sau a unei părți clar identificabile a acesteia (de exemplu, toate emisiile unui singur cuptor de var) sunt transferate. În acest caz, cantitatea de CO<sub>2</sub> poate fi calculată din fluxurile sursei de intrare ale acelei instalații (parte).
- Producătorul CCP monitorizează cantitatea de CO<sub>2</sub> legată în CCP prin monitorizarea cantității de CCP produsă și calculând cantitatea de CO<sub>2</sub> legată folosind factorii stoichiometrici corespunzători.
- Emisiile producătorului de CCP sunt  $Em = CO_2 \text{ intrat} - CO_2 \text{ legat}$ .
- Dacă producătorul de CCP nu face parte din EU ETS și nu are nicio obligație MRV proprie, cele două instalații conectate vor necesita un anumit acord contractual:
  - Fie producătorul PCC monitorizează și raportează datele relevante despre CO<sub>2</sub> către operatorul EU ETS (în principiu, cantitatea de CCP produsă este suficientă pentru informare) și acordă acces verificatorului; sau
  - Producătorul CCP acordă acces personalului producător EU ETS la acesta instalație astfel încât să poată îndeplini sarcinile de monitorizare relevante, inclusiv accesul verificatorului.

Monitorizarea în acest caz este mai simplă: Cantitatea totală de CO<sub>2</sub> transferat nu necesită monitorizare. Operatorul instalației EU ETS care transferă CO<sub>2</sub> către producătorul de CCP trebuie doar să determine (cu factorul stoichiometric) cantitatea de CO<sub>2</sub> legată și să o scadă din emisiile proprii instalației.

## Monitorizarea CCS

Pentru ca acest calcul să fie consecvent în cazul unui „lanț CSC” (și anume, mai multe instalații efectuează împreună captarea, transportul și stocarea geologică a CO<sub>2</sub>), instalația de primire trebuie să adauge CO<sub>2</sub> respectiv la emisiile sale (a se vedea secțiunile 21-23 din anexa IV la RMR) înainte de a putea scade, din nou, cantitatea transferată către următoarea instalație sau către situl de stocare. Prin urmare, instalațiile de captare și stocare a carbonului (CSC) sunt monitorizate cu ajutorul unei forme a metodei privind bilanțul masic, unde o parte din CO<sub>2</sub> care intră sau iese din instalație (și anume, la punctele de transfer) este monitorizată prin intermediul unor sisteme de măsurare continuă.

Pentru aceste sisteme de măsurare continuă (CMS), normele specifice CEMS (a se vedea secțiunea 8.1) se aplică mutatis mutandis (cuvântul „emisii” trebuie omis din CEMS). Se aplică în special dispoziția privind măsurarea „indirectă” a CO<sub>2</sub><sup>131</sup>. Trebuie utilizat cel mai înalt nivel (nivelul 4), cu excepția cazului în care se demonstrează costuri nerezonabile sau ne fezabilitatea tehnică. Ca dispoziție specială, este important să se identifice cu claritate în raportul de emisii anuale instalațiile de transfer și de primire, pe baza identificatorilor unici utilizați de asemenea în sistemul de registre al ETS.

În vederea monitorizării la interfața dintre instalații, operatorii hotărăsc dacă măsurarea se efectuează de către instalația de transfer sau de primire [articolul 48 alineatul (3)]. În cazul în care ambele efectuează măsurători, iar rezultatele diferă, se utilizează media aritmetică. Dacă deviația este mai mare decât incertitudinea aprobată în PM, operatorii trebuie să raporteze o valoare ajustată în mod prudent, care necesită aprobarea autorității competente.

<sup>131</sup> De ex. determinând concentrația tuturor celorlalți constituenți ai gazului și scăzându-i din total (Ecuația 3 din anexa VIII a RMR).

**NOU!**

### 8.3.2. N<sub>2</sub>O transferat

RMR 2018/2066 conține și reguli specifice pentru tratarea N<sub>2</sub>O, adică transferat la o altă instalație (articolul 50). Condiția prealabilă pentru scăderea N<sub>2</sub>O din emisiile raportate ale instalației care transferă este că N<sub>2</sub>O este primit de o instalație care monitorizează și raportează emisiile conform RMR. Această din urmă instalație trebuie să trateze N<sub>2</sub>O ca și cum ar fi fost generat în cadrul instalației receptoare în sine (adică să o monitorizeze de către CEMS și să o raporteze).

Dacă N<sub>2</sub>O nu este utilizat în instalația de recepție sau dacă nu există dovezi că N<sub>2</sub>O este distrus de echipamentele de reducere adecvate, adică în cazul în care N<sub>2</sub>O este vândut și emis ulterior în afara instalației, acesta va fi contabilizat ca și emisie a instalației de unde provine.

### 8.3.3. CO<sub>2</sub> inerent

În timp ce „CO<sub>2</sub> transferat” din RMR înseamnă „CO<sub>2</sub> mai mult sau mai puțin pur” (Directiva CSC<sup>132</sup> prevede că un flux de CO<sub>2</sub> „conține preponderent” CO<sub>2</sub>), termenul „CO<sub>2</sub> inerent” din RMR (articolul 48) se referă la CO<sub>2</sub> care rezultă în urma unei activități<sup>133</sup> incluse în anexa I și este conținut de un gaz considerat combustibil, cum ar fi gazele reziduale care provin de la un furnal sau din anumite părți ale rafinăriilor petroliere, sau dintr-un proces de intrare (cum ar fi gazul de sinteză).

Pentru a se asigura o raportare coerentă atât în ceea ce privește instalația de primire, cât și instalația de transfer, se aplică următoarele abordări:

- În cazul în care o instalație EU-ETS utilizează un flux sursă care conține CO<sub>2</sub> inerent, factorul de emisie (sau, în cazul bilanțului masic, conținutul de carbon) ține seama de CO<sub>2</sub> inerent (și anume, CO<sub>2</sub> formează o parte din fluxul sursă, iar CO<sub>2</sub> inerent se consideră a fi emis de instalația care emite efectiv CO<sub>2</sub> – ul respectiv).
- Instalația EU-ETS care transferă CO<sub>2</sub> celeilalte instalații, scade CO<sub>2</sub> din emisiile sale. De obicei, acest lucru se face cu ajutorul bilanțului masic. CO<sub>2</sub> inerent este pur și simplu tratat ca orice alt carbon din fluxul de surse la ieșire. Se poate aplica o excepție în cazul în care CO<sub>2</sub> inerent este transferat către o instalație care nu este inclusă în ETS: în acest caz, CO<sub>2</sub> inerent se consideră emisie de la instalația ETS care transferă CO<sub>2</sub>.

În ceea ce privește monitorizarea punctului de transfer, se aplică aceeași abordare ca în cazul CO<sub>2</sub> transferat, și anume operatorii hotărăsc dacă măsurarea este efectuată de instalația de transfer sau de cea de primire (articolul 48 alineatul (3), a se vedea secțiunea 8.3.1 de mai sus).

<sup>132</sup> Directiva 2009/31/CE:  
<http://eur-lex.europa.eu/legal-con-tent/EN/TXT/?uri=CELEX:02009L0031-20120217>.

<sup>133</sup> Sau o activitate inclusă în EU ETS în conformitate cu articolul 24 din Directiva EU ETS („opt-in”).

## 9 ANEXA I

### 9.1 Acronime

AC .....Autoritatea competentă

Autorizație...Autorizație de emisii de GES

CSC .....Captarea și stocarea [geologică] a carbonului

CEMS .....Sistem de măsurare continuă a emisiilor

EMA .....Eroarea maximă admisă (termen utilizat de obicei în cadrul controlului metrologic legal național)

ETSG .....Grupul de sprijin ETS (un grup format din experți ETS sub egida rețelei IMPEL, care au elaborat note orientative importante privind aplicarea OMR 2007)

EU ETS .....Schema UE de comercializare a certificatelor de emisii

IMPEL .....Rețeaua Uniunii Europene pentru punerea în aplicare și respectarea legislației din domeniul mediului (<http://impel.eu>)

MRV .....Monitorizare, raportare și verificare

PM .....Plan de monitorizare

RAV .....Regulamentul privind acreditarea și verificarea (Regulamentul A&V)

REA .....Raport de emisii anuale

RMR.....Regulamentul privind monitorizarea și raportarea (Regulamentul M&R)

SM .....Stat membru (state membre)

## 9.2 Texte legislative

**Directiva EU ETS:** Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, modificată de mai multe ori. Versiunea consolidată poate fi descărcată la următoarea adresă: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/87/2020-01-01>

**RMR:** Regulamentul (UE) nr. 2066/2018 al Comisiei din 19 decembrie 2018 privind monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră în conformitate cu Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului și de modificare a Regulamentului Comisiei (UE) nr. 601/2012. Se poate descărca la următoarea adresă: [https://eurlex.europa.eu/eli/reg\\_impl/2018/2066/oj](https://eurlex.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj), și ultimul amendament la adresa: [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_impl/2020/2085/oj](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2020/2085/oj), versiunea consolidată la adresa: [http://data.europa.eu/eli/reg\\_impl/2018/2066/2022-01-01](http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/2022-01-01).

**AVR:** Regulamentul (UE) nr. 2018/2067 al Comisiei privind verificarea rapoartelor de emisii de gaze cu efect de seră și a rapoartelor privind datele și acreditarea verificatorilor în conformitate cu Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului. Se poate descărca la următoarea adresă: [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_impl/2018/2067/2021-01-01](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2067/2021-01-01)

**Directiva RES (sau RED I):** Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE. Se poate descărca la următoarea adresă: <http://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/28/>

**RED II:** Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare). Se poate descărca la următoarea adresă: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/o>



## 10 ANEXA II – ÎNTREBĂRI FRECVENTE ȘI RĂSPUNSURI (FAQS)

### 10.1 Ce tipuri de costuri sunt incluse în sau excluse din determinarea costurilor nerezonabile?

Ultima actualizare a art. 18, alin (1) din RMR prevede că “autoritatea competentă consideră că se poate vorbi de costuri nerezonabile atunci când estimarea costurilor depășește beneficiul”. Pe lângă clarificarea conform căreia “costurile trebuie să includă o perioadă de amortizare adecvată în funcție de durata de viață economică a echipamentului”, nu există o definiție suplimentară a tipurilor de costuri care sunt incluse sau ce fel de tipuri sunt incluse. În general, ar trebui luate în considerare doar acele costuri care sunt suplimentare unui sistem de referință, adică costurile mai mari în comparație cu echipamentele existente sau costurile unui echipament mai scump (dar mai precis sau mai puțin fiabil) mai puțin costurile echipamentelor care ar fi achiziționate, adică fără obligații de monitorizare în temeiul Directivei ETS.

Următoarele tipuri de costuri pot fi considerate relevante:

- Costuri de investiție: Aceste costuri se bazează pe o perioadă de amortizare adecvată. După caz, se poate aplica o rată a dobânzii adecvată.
- Costuri de operare și întreținere (O&M): Aceste costuri include costurile pentru orice calibrare sau întreținere externalizată. De asemenea, ar trebui să includă, pentru a exista un tratament egal, orice costuri interne cu forța de muncă legate de O&M. Se iau în considerare numai acele costuri cu forța de muncă pentru care operatorul poate demonstra, spre satisfacția autorității competente, că acestea pot fi atribuite în mod clar îmbunătățirii în cauză.
- Costuri legate de modificările operațiunilor: Aceste costuri pot apărea de ex. dacă instalarea echipamentelor de măsurare necesită o oprire temporară a operațiunilor. Din nou, se iau în considerare numai acele costuri pentru care operatorul poate demonstra, în mod satisfăcător autorității competente, că acestea pot fi atribuite în mod clar instalării noului echipament. Dacă oricum a fost planificată o oprire, aceasta va fi luată în considerare.
- Orice alte costuri: Aceste costuri pot include, de ex. costurile cu eșantionarea, costurile pentru analize suplimentare etc.

În unele cazuri unele costuri, de ex. costurile legate de opririle de întreținere sau înlocuirea instrumentelor pot să nu apară în fiecare an. În astfel de cazuri, aceste costuri trebuie însumate pe întreaga perioadă de amortizare și împărțite la numărul de ani din această perioadă de amortizare.

*Exemplu:* Pentru a evalua dacă achiziția unui instrument de măsurare implică costuri nerezonabile operatorul dorește să calculeze costurile anuale de O&M (operare&mentenanță). Perioada de amortizare a acestei investiții a fost convenită a fi de 10 ani. În specificațiile producătorului instrumentului se specifică că este necesară o întreținere specială la fiecare 3 ani. Costurile asociate operare& întreținere sunt de 3.000 € fiecare. Care sunt costurile anuale ale acestei întrețineri specială? Operatorul stabilește costurile anuale la valoarea de 900 €/an, deoarece această întreținere specială va fi necesară de 3 ori pe toată perioada de amortizare, rezultând 9.000 €. Împărțirea la perioada de amortizare de 10 ani oferă rezultatul. Alternativ, simpla împărțire a celor 3.000 € la 3 poate fi, de asemenea, o abordare acceptabilă, acolo unde este considerate adecvate, de ex. dacă durata de viață tehnică se abate semnificativ de la durata de viață economică.

Pentru a determina dacă costurile pot fi considerate nerezonabile, se poate lua în considerare, instrumentul pentru costuri nerezonabile furnizat pe pagina principală a DG CLIMA: [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/monitoring-reporting-and-verification-eu-ets-emissions_en)

## 10.2 Este posibil să se aplice metoda bilanțului masic pentru activitățile pentru care RMR nu permite în mod explicit aplicarea metodei bilanțului masic?

Nu, RMR nu permite aplicarea unei abordări a bilanțului de masa cu excepția activităților pentru care această opțiune este una explicită. În special pentru ardere, bilanțul de masă al activităților este aplicabil numai dacă:

- Instalația este un terminal de procesare a gazelor (în acest caz Anexa IV, secțiunea 1 (B) permite utilizarea unui bilanț de masa în conformitate cu art. 25;
- O altă activitate din Anexa I a Directivei ETS în afară de ardere, unde Anexa IV a RMR permite sau impune utilizarea bilanțului de masa în conformitate cu art. 25 pentru acea activitate specifică; sau
- Metodologia de bilanț de masa propusă se aplică numai la fluxurile cu sursă de minimis. În acest caz bilanțul de masă s-ar califica ca o metodă de estimare permisă.

Atunci când activitatea nu prevede monitorizarea utilizând bilanțul masic, o astfel de abordare se poate aplica, în principiu doar ca o abordare alternativă, în conformitate cu art. 22. În consecință, operatorul trebuie să verifice și să raporteze regulat în conformitate cu art. 69, aliniatele (1) și (3), dacă metoda de monitorizare poate fi îmbunătățită, de ex. prin instalarea instrumentelor de măsură. Cu toate acestea, în circumstanțe specifice RMR permite, de asemenea, o abordare a bilanțului de masă fără a se menționa în mod explicit acest lucru. Articolul 27, aliniatul (1), litera (b) și art. 27, alin (2) permit determinarea datelor de activitate, în baza agregării cantităților, așa cum apare în formula (a se vedea secțiunea 6.1.2):

$$Q = P - E + (S_{begin} - S_{end})$$

Unde:

$Q$  ..... cantitatea de combustibil sau materie primă aplicat/aplicată în perioadă

$P$  ..... cantitatea achiziționată

$E$  ..... cantitatea exportată (de exemplu, combustibil livrat către părți ale instalației sau alte instalații care nu sunt incluse în EU-ETS)

$S_{begin}$  .....  $S_{inceput}$  = stoc de materie primă sau combustibil la începutul anului

$S_{end}$  .....  $S_{sfârșit}$  = stoc de materie primă sau combustibil la sfârșitul anului

Aplicarea acestei abordări este posibilă dacă toți parametrii, adică  $S_{inceput}$ ,  $S_{sfârșit}$ ,  $P$  și  $E$  se referă la același flux de sursă.

**Exemplul 1:** O instalație care produce substanțe chimice organice fine ce utilizează ca solvent acetat de etil pentru reacții chimice. O parte din acest solvent se evaporă în timpul reacției și este ars într-un incinerator conectat la hota de evacuare. Restul solventului este vândut ("exportat din instalație") conținând doar contaminanți minori cu impact neglijabil asupra schimbării PCN și FE.

În acest caz, cantitatea de acetat de etil ars în incineratoarele determinate de citirile de nivel din rezervoarele de stocare, cantitățile achiziționate și cantitatea vândută. Prin urmare, această abordare de monitorizare este pe deplin conformă cu cerințele art. 27, alin (1), lit. (b).

**Exemplul 2:** O instalație similar cu exemplul 1 utilizează și alți solvenți. Acum, un amestec din acești solvenți este exportat din instalație. Amestecarea solvenților are un impact asupra PCN și FE. Datorită acestei interdependențe între datele de activitate și alți factori de calcul, materiile prime care intră și ies din instalație nu pot fi considerate un flux de sursă. Prin urmare, acest bilanț combustibil/ materie primă nu poate fi considerat ca fiind acoperit de art. 27, alin (1), lit. (b). Prin urmare, o abordare de monitorizare a bilanțului masic poate fi utilizată aici numai dacă instalația are aprobat să aplice în procesul de monitorizare, o metodologie de monitorizare alternativă în conformitate cu art. 22 sau situația în care toți solvenții se încadrează în pragul de minimis.

### **10.3 Cum se determină costurile nerezonabile când se aplică metoda de monitorizare fără niveluri (metoda alternativă) pentru datele de activitate?**

#### Considerente generale

În conformitate cu art. 22 din RMR, o abordare de monitorizare fără nivel (de rezervă) poate fi aplicată numai dacă *“se aplică cel puțin nivelul 1 conform metodologiei bazate pe calcul [...] și a unei metodologii bazate pe măsurare [...], dovedind că nu este fezabilă sau ar suporta costuri nerezonabile”*.

Vă rugăm să observați și să rețineți că termenul “cel puțin nivelul 1 în cadrul metodologiei bazate pe calcul” implică faptul că o abordare fără nivel este deja aplicată pentru un flux de sursă dacă nu se aplică cel puțin nivelul 1 pentru un singur parametru, adică datele de activitate sau orice factor de calcul, cu excepția fluxurilor de sursă de minimis. Prin urmare, o metodologie alternativă ar trebui să fie aplicată numai părților specifice ale metodologiei bazate pe calcul sau măsurare care nu îndeplinesc cel puțin nivelul 1. De ex. în măsura în care este posibil, valorile implicite disponibile ar trebui utilizate pentru calculi, iar abordarea fără niveluri ar trebui limitată la parametri în care astfel de factori nu sunt disponibili.

#### Exemplul 1:

Cantitatea de CO<sub>2</sub> emisă dintr-un flux de gaz de rafinărie nu poate fi determinată prin aplicarea unor niveluri din cauza costurilor nerezonabile. Datorită disponibilității valorilor implicite pentru PCN și FE în anexa VI (valori corespunzătoare nivelului 1), operatorul trebuie să aplice o abordare fără nivel numai pentru datele de activitate. Doar în cazul în care operatorul poate demonstra în mod satisfăcător autorității competente că valorile implicite nu sunt aplicabile (de ex. deoarece se aplică unui alt tip de compoziție a gazelor de rafinărie), se poate elabora o metodologie de estimare pentru calcularea direct a emisiilor din alte mijloace.

### Date de activitate

Pentru abordările de monitorizare alternative aferente datelor de activitate, trebuie evaluat mai întâi dacă metodologia aplicată constituie într-adevăr o abordare fără niveluri. Se poate distinge între:

- (a) Datele de activitate sunt determinate în conformitate cu art. 27<sup>134</sup> (adică măsurarea continuă agregarea controlării cantităților), dar incertitudinea legată de măsurare este mai mare decât incertitudinea permisă de nivelul 1, SAU
- (b) Datele de activitate nu sunt determinate în conformitate cu art. 27. Rețineți că nerespectarea cerințelor din acest articol înseamnă că nu respectați nici un nivel. Prin urmare, orice astfel de metodologie trebuie să fie considerată o abordare alternativă și poate fi aplicată numai dacă utilizarea cel puțin a nivelului 1 nu este fezabilă din punct de vedere etnic sau ar implica costuri nerezonabile.

Pentru (a), vă rugăm să rețineți că o măsurare indirectă a datelor de activitate, de ex. prin adăugarea sau scăderea a două sau mai multe fluxuri sau loturi de combustibil/materie primă poate fi, de asemenea, considerate ca fiind conformă cu art. 27. Pentru determinarea nivelului aplicat în astfel de cazuri trebuie aplicate reguli de propagare a erorilor (a se vedea anexa III din RMR, GD 4 privind incertitudinea). Dacă incertitudinea atinsă respect cel puțin cerințele relevante de nivel 1, determinarea datelor de activitate nu este o abordare alternativă.

Dacă evaluarea arată că abordarea este de fapt o abordare alternativă, trebuie demonstrate că aplicarea cel puțin a nivelului 1 al unei abordări "convenționale", nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau ar implica costuri nerezonabile. Pentru a determina apariția costurilor nerezonabile atunci când se aplică cel puțin nivelul 1 pentru datele de activitate, trebuie să se evalueze dacă costurile depășesc beneficiul. Pentru a calcula beneficiul, diferența dintre incertitudinea atinsă în prezent și pragul de incertitudine al nivelului trebuie utilizat factorul de îmbunătățire. Această abordare este relevantă indiferent dacă (a) sau (b) este motivul abaterii, deoarece ambele au un impact direct asupra acurateții datelor. Factorul de îmbunătățire de 1% prevăzut la art. 18, alin (3) nu se aplică aici. Prin urmare, incertitudinea legată de determinarea datelor de activitate realizate în prezent trebuie evaluată în orice caz și trebuie utilizată pentru calcularea factorului de îmbunătățire.

Observați că, cu cât incertitudinea obținută printr-o abordare alternativă este mai mare (cu atât mai rea) cu atât este mai probabil ca costurile să nu depășească beneficiul, adică cu atât va fi mai dificil să se demonstreze costuri nerezonabile. Acesta este cazul, deoarece factorul de îmbunătățire care va fi introdus în calcul va fi mai mare. Îmbunătățirea metodologiei de monitorizare a unei abordări de rezervă în ceea ce privește reducerea incertitudinii asociate acestora (de ex., prin aplicarea unei metode de estimare mai bune) poate duce la o incertitudine mai mică cu o acuratețe mai bună. În consecință, costurile pentru îndeplinirea cel puțin a nivelului 1 (folosirea echipamentelor de măsurare pentru a determina datele de activitate) pot fi probabil nerezonabile după o astfel de îmbunătățire.

*Exemplul 2: (evaluarea dacă abordarea propusă trebuie considerate o alternativă):*

---

<sup>134</sup> Art. 27, alin (1): "Operatorul stabilește datele de activitate ale unui flux de sursă într-unul din următoarele moduri:  
(a) Pe baza contorizării continue la procesul care provoacă emisiile;  
(b) pe baza agregării contorizării cantităților livrate separat ținând cont de modificările relevante de stocuri"

O instalație care produce produse chimice (instalație cu profil chimic) organice ce arde solvenți organici contaminați într-un incinerator cu un cazan de recuperare a căldurii (vezi exemplul din secțiunea 10.2). Instalarea unui aparat de măsurare pentru fluxul de solvenți (sursă minoră) ar genera costuri nerezonabile. Operatorul în acest caz propune calcularea datelor de activitate printr-un bilanț energetic luând în considerare căldura măsurabilă (adică abur) produsă pentru arderea auxiliară. Această abordare nu respectă în mod evident cerințele art. 27 și ar trebui să considerăm o abordare alternativă. În acest sens, operatorul va trebui să demonstreze, în conformitate cu art. 22, că aplicarea cel puțin a nivelului 1 nu este fezabilă tehnic sau ar implica costuri nerezonabile.

*Observație:* În conformitate cu art. 22, lit. (b), operatorul trebuie să evalueze și să cuantifice în fiecare an incertitudinile în conformitate cu cerințele din ISO pentru exprimarea incertitudinii în măsurare (JCGM 100:2008) sau un alt standard echivalent acceptat la nivel internațional. În plus, operatorul trebuie să demonstreze că incertitudinea privind emisiile totale ale instalației este sub 7,5% (pragul pentru o instalație de categoria A în conformitate cu art. 22, lit (c)). Pentru calcularea incertitudinii pentru emisiile totale ale instalației, vă rugăm să consultați "Exemplul 9" din Documentul de orientare nr. 4 privind incertitudinea.

#### **10.4 În ce măsură sunt diferite cerințele privind niveluri pentru fluxurile de sursă minore de cele față de fluxurile de sursă majore?**

În conformitate cu art. 26, alin (1), nivelurile necesare sunt:

- cel puțin nivelurile enumerate în anexa V pentru instalațiile din categoria A,
- nivelul cel mai înalt, așa cum este definit în anexa II pentru toate celelalte cazuri.

Operatorii se pot abate de la aplicarea acestor niveluri în cazul în care nu sunt fezabile din punct de vedere tehnic sau ar suporta costuri nerezonabile (operatorul poate aplica nivelul imediat inferior nivelurilor menționate în anexă, pentru instalațiile din categoria C și cu până la două niveluri mai jos pentru instalațiile de categoriile A și B). În anumite condiții, AC poate permite un nivel chiar mai mic, până la minim nivelul 1.

Art. 26, alin (2) specifică pentru fluxurile de sursă minore, că se aplică nivelul cel mai înalt care este fezabil din punct de vedere tehnic și nu implică costuri nerezonabile (nivelul 1). Prin urmare, pentru fluxurile de sursă minore, utilizarea unui nivel mai mic decât nivelul necesar este permisă numai dacă operatorul demonstrează, în mod satisfăcător autorității competente, că nivelurile necesare nu sunt fezabile din punct de vedere tehnic sau ar implica costuri nerezonabile. Vă rugăm să rețineți că aici nu se face nici o referire că există alte derogări de la alin (1). Prin urmare, pentru instalațiile de categoria A se pot utiliza nivelurile din anexa V pentru combustibilii standard comerciali, niveluri ce pot fi utilizate de asemenea și pentru fluxurile de surse minore.

În consecință, principal este că nu există nici un prag/o limită pentru fluxurile de sursă majore și minore. În orice caz, acest lucru este adevărat dacă se aplică cel puțin nivelul 1 și aplicarea nivelurilor necesare nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau ar implica costuri nerezonabile (a se vedea exemplele de mai jos).

Exemplul 1: Instalație de categoria B sau C, combustibil lichid

	Nivelul necesar (cel mai înalt nivel în Anexa II)	Nivelul minim (costuri nerezonabile sau imposibil din punct de vedere tehnic)	Nivelul minim absolut (perioada de tranziție care urmează să fie convenită cu AC)
Major	4	3 (pentru Cat. C) 2 (pentru Cat. B)	1
Minor	4	1	n.a.

Exemplul 2: Instalație de categoria A, combustibil lichid

	Nivel solicitat (necesar) (Anexa V)	Nivelul minim (costuri nerezonabile sau imposibil din punct de vedere tehnic)	Nivelul minim absolut (perioada de tranziție care urmează să fie convenită cu AC)
Major	2	1	n.a.
Minor	2	1	n.a.

### 10.5 Este posibil să se aplice nivelul 2a pentru puterea calorică netă (PCN) și nivelul 2b pentru factorul de emisie (FE) sau invers pentru același combustibil?

Nu, cu excepția cazului în care FE este în concordanță cu utilizarea PCN și a factorului de oxidare (FO) corespunzător.

Nivelurile 2a și 2b sunt considerate a fi la același nivel de precizie în RMR, prin urmare, nu există preferință pentru a alege unul sau altul. În plus, nu există nici o prevedere conform căreia trebuie să fie aplicat același nivel pentru PCN și FE pentru același combustibil, și anume cazul nivelului 2a sau 2b.

Oricum, art. 24, alin (1) prevede: *“În cadrul metodologiei standard, operatorul calculează fluxul-sursă de emisii de ardere prin înmulțirea datelor privind activitatea corespunzătoare cantității de combustibil ars, exprimată în terajoului pe baza puterii calorifice nete (PCN), cu factorul de emisie (FE) corespunzător, exprimat ca tone de CO<sub>2</sub> pe terajoule (t CO<sub>2</sub>/TJ) în conformitate cu utilizarea PCN, și cu factorul de oxidare corespunzător”.*

Dacă PCN sau FE contrazic acest principiu, această abordare nu este permisă. Pentru a evita o astfel de inconsecvență, vă rugăm să contactați autoritatea competentă cu privire la informațiile de bază privind anumite valori implicite (de exemplu, valorile din Inventarul național utilizat pentru nivelul 2a) sau Ghidurile IPCC (nivelul 1).

## 10.6 Ce înseamnă „eforturi suplimentare“ în cazul surselor de minimis pentru instalațiile cu emisii reduse?

La citirea RMR, termenul „efort suplimentar” este întâlnit de trei ori:

- Art. 26(3): *Pentru fluxurile sursă de minimis, operatorul poate determina datele de activitate și fiecare factor de calcul utilizând estimări conservatoare în loc să utilizeze niveluri, cu excepția cazului în care un nivel definit este realizabil fără un efort suplimentar.*
- Art. 26(5): *În cazul în care autoritatea competentă (AC) a permis utilizarea factorilor de emisie exprimați în t CO<sub>2</sub>/t sau t CO<sub>2</sub>/Nmc pentru combustibili și pentru combustibilii utilizați ca intrare de proces sau în bilașul masic, în conformitate cu art. 25, PCN poate fi monitorizată folosind o estimare conservatoare în loc de a utiliza niveluri, cu excepția cazului în care un nivel definit este realizabil fără efort suplimentar.*
- Art. 47(6): *Prin derogare de la art. 26 (1) și art. 41 (1), operatorul unei instalații cu emisii scăzute poate aplica ca nivel minim, nivelul 1 în scopul determinării datelor ce privesc activitatea și factorii de calcul pe toate sursele, în scopul determinării emisiilor prin metodologii bazate pe măsurare, cu excepția cazului în care se poate realiza o precizie mai mare fără efort suplimentar pentru operator, fără a furniza dovezi că aplicarea unor niveluri mai înalte nu este fezabilă din punct de vedere tehnic sau ar implica costuri nerezonabile.*

În toate cele trei cazuri, „efort suplimentar” înseamnă efort suplimentar față de sistemele de monitorizare sau metodologiile de monitorizare deja existente. Acestea se referă, de obicei, la sisteme sau metodologii deja existente înainte de a lua în considerare îmbunătățiri sau, dacă este cazul, dacă nu existau obligații de monitorizare EU ETS. Prin urmare, nu ar trebui să se ia în considerare un efort suplimentar pentru a utiliza datele disponibile pentru un al doilea scop (de exemplu, monitorizarea emisiilor GES), inclusive orice efort administrativ sau birocratic asociat (de exemplu, redactarea procedurilor sau furnizarea de dovezi).

### Exemplul 1:

O instalație cu emisii scăzute este acoperită de EU ETS începând cu 2013, datorită producției sale de substanțe chimice vrac. Pentru asigurarea calității și în scopuri comerciale, instalația analizează (indirect) conținutul de carbon 133 al fiecărui flux sursă implicat în reacție, în conformitate<sup>135</sup> cu art. 32 – 35, adică aplicarea nivelului 3 pentru determinarea conținutului de carbon. Deși eligibilă aplicarea nivelului 1 în temeiul art. 47, alin (6), conformitatea cu nivelul 3 se aplică în situația în care nu presupune un efort suplimentar, deoarece acest lucru este deja îndeplinit. Cerința de a furniza un plan de eșantionare autorității competente poate fi cauzată numai de obligațiile de monitorizare EU-ETS, dar nu ar trebui considerată că determină un efort suplimentar, deoarece necesită doar stabilirea în scris a ceea ce a fost deja făcut, în fapt.

### Exemplul 2:

Clienții aceleași instalații cer acum doar ca compusul principal al produsului să prezinte o puritate >95%. Datorită fluctuației procesului de producție, impuritățile

<sup>135</sup> Explicația termenului analize directe. Se constată frecvent că puritatea substanțelor trebuie analizată în mod regulat înainte ca materiile de intrare să poată fi utilizate pentru proces sau înainte ca produsele să poată fi vândute. Acestea sunt analize care sunt deja făcute fără a reprezenta o obligație ETS. Pentru acest exemplu presupunem că puritatea substanțelor este analizată printr-o metodă adecvată HPLC. În plus, este cunoscută și natura principalelor impurități. În multe cazuri, impuritățile sunt predominant apă sau alți solvenți. Astfel, de îndată ce puritatea și tipul de substanțe sunt cunoscute, conținutul de carbon, poate fi determinat prin stoichiometrie. Aceasta este ceea ce considerăm ca „analiză indirectă”. O „analiză directă” ar fi o analiză elementară pentru determinarea conținutului total de carbon. „Efortul suplimentar” în acest context este simpla aplicare a unui calcul stoichiometric suplimentar care poate fi ușor de presupus ca un efort neglijabil.



nu sunt constante și nu sunt identificate pentru asigurarea calității. În acest caz, rezultatele analitice nu pot fi considerate conforme cu cerințele art. 32 – 35. Respectarea întocmai ar necesita o metodă analitică mult mai solicitantă și, prin urmare, ar trebui considerată ca fiind realizată cu un efort suplimentar. În consecință, operatorului nu i se va cere să aplice nivelul 3, însă se vor utiliza în schimb valorile implicite disponibile. Cu toate acestea, rețineți că cu cât este mai mică puritatea, cu atât mai puțin va fi adecvată alocarea pentru care valorile implicite sunt disponibile. Dacă valorile implicite nu sunt disponibile, operatorul va trebui să propună o abordare alternativă care să demonstreze că îmbunătățirea folosind o metodă analitică performantă, ar suporta costuri nerezonabile.

## 10.7 Cum se determină factorul de oxidare luând în considerare conținutul de carbon al cenușii?

Emisiile anuale se calculează astfel:

$$Emisii = DA \cdot PCN \cdot FE \cdot FO$$

unde:

- DA* cantitatea de combustibil (t)  
*PCN* puterea calorică netă (TJ/t),  
*FE* factorul de emisie (tCO<sub>2</sub>/TJ),  
*FO* factor de oxidare.

Există două abordări posibile pentru a calcula aceste emisii anuale:

- Emisiile sunt calculate pentru fiecare lot sau perioadă de livrare ce este reprezentativă. Emisiile totale sunt obținute prin însumarea tuturor emisiilor calculate.
- Determinați mediile anuale ponderate pentru fiecare factor de calcul și calculați emisiile anuale conform formulei de mai sus. În cazul în care nu toți factorii de calcul reprezintă același lot sau perioadă de livrare, metoda (a) nu va fi aplicabilă. Pentru acest caz, următorul exemplu oferă îndrumări pe traseul de calcul (b).

În cazul în care nu toți factorii de calcul reprezintă același lot sau perioadă de livrare, metoda (a), nu poate fi aplicabilă. Pentru acest caz, următorul exemplu oferă îndrumări asupra traseului de calcul (b).

### Exemplu:

Un operator arde lignit. Fiecare valoare analitică pentru PCN și FE determinată în conformitate cu art. 32 – 35 este reprezentativă pentru fiecare lot de lignit. Rețineți că FE va fi calculat din conținutul de carbon și PCN ( $f=3,664^{136}$ ) conform

$$FE = CC \cdot f / PCN$$

FO este determinat prin analiza conținutului de carbon al cenușii și de către cantitatea de cenușă obținută la ardere în conformitate cu art. 32 – 35. Factorul de oxidare va fi obținut prin:

<sup>136</sup> Articolul 36(3): „Pentru conversia conținutului de carbon în valoarea corespunzătoare a unui factor de emisii asociat CO<sub>2</sub> sau invers, operatorul utilizează factorul 3,664 t CO<sub>2</sub>/t C”.

$$OF = 1 - \frac{CC_{ash} \cdot Quantity_{ash}}{CC_{fuel} \cdot Quantity_{fuel}}$$

OF= Factor de oxidare FO;  $CC_{ash} = CC_{cenușă}$ ;  $CC_{fuel} = CC_{combustibil}$ ;  $Quantity_{ash} =$  Cantitate<sub>cenușă</sub>;  $Quantity_{fuel} =$  Cantitate<sub>combustibil</sub>.

Loturile de cenușă utilizate pentru analiza conținutului lor de carbon nu corespund neapărat cu loturile de combustibil. Cu toate acestea, Anexa VII impune să se analizeze și FO de cel puțin șase ori pe an. Prin urmare, FO poate fi calculat după cum urmează.

Lot	FQ [t]	NCV [GJ/t]	EF [t CO <sub>2</sub> /TJ]	CC [t C/t]	FQ x CC [t C]
1	20,000.00	11.9	101.6	0.3300	6,600
2	22,000.00	12.1	101	0.3335	7,338
3	25,000.00	11.95	101.3	0.3304	8,260
4	21,000.00	12.06	101.8	0.3351	7,037
5	23,000.00	11.85	102.3	0.3309	7,610
6	24,000.00	11.9	101.5	0.3297	7,912
7	23,000.00	11.93	102.2	0.3328	7,654
8	24,000.00	11.91	101.6	0.3303	7,926
<b>Sumă (=cantitatea totală de carbon în lignit)</b>					<b>60,335</b>

Lot	Q <sub>ash</sub> [t]	CC <sub>ash</sub> [t C/t]	Q <sub>ash</sub> X CC <sub>ash</sub> [t C]
1	1,589	0.0207	32.9
2	1,900	0.0180	34.3
3	2,108	0.0193	40.7
4	1,573	0.0243	38.3
5	1,764	0.0203	35.8
6	2,073	0.0229	47.4
<b>Sumă (=cantitatea totală de carbon în cenușă)</b>			<b>229.4</b>

Valoarea PCN (NCV) media anuală ponderată se calculează prin:

$$NCV = \frac{\sum_i NCV_i \cdot FQ_i}{\sum_i FQ_i} = 11.95 \frac{GJ}{t}$$

Media anuală ponderată a FE (EF) se calculează prin:

$$EF = \frac{\sum_i EF_i \cdot NCV_i \cdot FQ_i}{\sum_i NCV_i \cdot FQ_i} = 101.66 \frac{tCO_2}{TJ}$$

Media ponderată anuală a FO (OF) este calculată prin:

$$OF = 1 - \frac{CC_{ash} \cdot Quantity_{ash}}{CC_{fuel} \cdot Quantity_{fuel}} = 1 - \frac{229.4}{60,335} = 99.62\%$$

Emisiile anuale sunt calculate prin:

$$Emisii = 182,000 \cdot 11.95 / 1,000 \cdot 101.66 \cdot 99.62\% = 220,260 \text{ tCO}_2$$

În principiu, această abordare pentru determinarea FO se bazează pe un bilanț de masă, dar nu se bazează pe art. 25 din RMR. Prin urmare, cantitatea de cenușă nu este luată în considerare, se aplică un flux de sursă separat și nu se aplică praguri de incertitudine. Cu toate acestea, dacă cenușa ar fi ca o sursă de flux proprie, operatorii ar trebui să se străduiască să aplice un nivel de incertitudine. Trebuie remarcat faptul că, în majoritatea cazurilor, un astfel de flux de sursă "cenușa" ar fi un flux de sursă „de-minimis”. Metoda adecvată de determinare a cantității de cenușă și, prin urmare, incertitudinea asociată vor fi luate din standardele adecvate. Pentru eșantionarea și analiza art. 32 – 35 se aplică cerințe pentru analize.

Rețineți că, alternativ, factorul de oxidare poate fi determinat folosind carbonul din conținutul de cenușă al combustibilului (ACcombustibil, %), în loc să se determine cantitatea de cenușă. Această alternativă nu necesită măsurarea cantității de cenușă, numai conținutul procentual de cenușă din combustibil și conținutul de carbon din cenușă.

$$OF = 1 - \frac{CC_{ash} \cdot AC_{fuel}}{CC_{fuel}}$$

Conținutul de cenușă al unui combustibil este obținut în mod obișnuit prin procesul de ardere, unde combustibilul este ars până când nu se mai observă pierderi de masă. Cu toate acestea, metoda arderii combustibilului se realizează în condiții de laborator care pot duce la rezultate diferite față de arderea combustibilului în cazan (de exemplu, datorită particulelor diferite ca dimensiuni și morfologie, precum și timpi diferiți de retenție). Pe de altă parte, măsurarea precisă a cantității de cenușă poate fi dificilă dacă se amestecă cu apă, în procesul de răcire. Prin urmare, ar trebui să se acorde prioritate metodei din laborator care oferă o precizie mai mare, iar operatorul trebuie să se asigure că emisiile nu sunt subestimate.

### 10.8 Cum se calculează emisiile dacă factorul de emisie (FE) și puterea calorică netă (PCN) se bazează pe analize de lot?

Calculul se face conform formulei prezentate în secțiunea 10.7 de mai sus. Pe baza cifrelor, utilizate în exemplul din acea secțiune, calcularea FE și PCN se fac după cum urmează. Din motive de simplitate se presupune că factorul de oxidare este 1, adică orice carbon conținut în cenușă nu este dedus.

Lot	DA [t]	PCN [GJ/t]	Intrările de energie (DA x PCN) [TJ]	FE [t CO2/TJ]
1	20,000.00	11.90	238.00	101.6
2	22,000.00	12.10	266.20	101.0

3	25,000.00	11.95	298.75	101.3
4	21,000.00	12.06	253.26	101.8
5	23,000.00	11.85	272.55	102.3
6	24,000.00	11.90	285.60	101.5
7	23,000.00	11.93	274.39	102.2
8	24,000.00	11.91	285.84	101.6
<b>Sumă sau medie ponderată</b>	182,000.00	11.95	2,174.59	101.66

Media anuală ponderată a PCN și ulterior a FE, pot fi calculate prin următoarele ecuații:

$$NCV = \frac{\sum_i NCV_i \cdot FQ_i}{\sum_i FQ_i} = \frac{20,000t \cdot 11.90 \frac{GJ}{t} + 22,000t \cdot 12.10 \frac{GJ}{t} + \dots + 24,000t \cdot 11.91 \frac{GJ}{t}}{182,000t} = 11.95 \frac{GJ}{t}$$

$$EF = \frac{\sum_i EF_i \cdot NCV_i \cdot FQ_i}{\sum_i NCV_i \cdot FQ_i} = \frac{101.6 \frac{t CO_2}{TJ} \cdot \frac{11.90 \frac{GJ}{t}}{1,000} \cdot 20,000t + \dots + 101.6 \frac{t CO_2}{TJ} \cdot \frac{11.91 \frac{GJ}{t}}{1,000} \cdot 24,000t}{2,174.59TJ} = 101.66 \frac{t CO_2}{TJ}$$

## 10.9 Aplicarea art. 31(4); clarificări despre cum se aplică regula 1%

Art. 31(4) prevede că „la cererea, operatorului autoritatea competentă poate permite ca PCN și FE ai combustibililor să fie determinați utilizând aceleași niveluri ca în cazul combustibililor comerciali standard, cu condiția ca operatorul să trimită, cel puțin o dată la trei ani dovezi conform cărora intervalul de 1% pentru puterea calorifică specificată a fost respectat în ultimii trei ani”

Un operator poate demonstra, acum autorității competente, că pe baza analizelor în trecut, PCN sau FE al unui combustibil se află în acest interval de 1%. Acest lucru se poate face calculând de două ori abaterea standard (95% interval de încredere) ale acelor valori istorice și se verifică dacă este mai mic decât 1%. Cu toate acestea, deoarece art. 31 (4), impune furnizarea de probe cel puțin o dată la trei ani, un operator va trebui să înceapă eșantionarea și analizarea din nou pentru următorii trei ani pentru a demonstra că intervalul de 1% nu este depășit. Rețineți că asemenea combustibili omogeni pot necesita frecvențe mai mici de analize decât cele enumerate în Anexa VII datorită aplicării regulii 1/3 sau apariției costurilor nerezonabile.

Cele mai frecvente cazuri de aplicare a acestui articol vor fi combustibilii sau materiile prime utilizate de mulți operatori, prezentând astfel de valori constante pentru PCN și FE în interiorul unui stat membru. În unele țări, gazele naturale vor îndeplini astfel de cerințe, iar valorile istorice analitice fiabile vor fi disponibile de ex. rețelele de distribuție la nivel de stat membru sau la nivel de regiune. **Operatorilor instalațiilor din categoria B și C li se va permite să aplice de ex. nivelul 2a prin utilizarea valorilor din Inventarul Național în loc să realizeze singuri analize.**

Publicarea constatărilor relevante privind intervalul de 1% și valorile implicite respective pentru combustibilii sau materialele obișnuite poate fi considerată o bună practică de către AC, astfel încât toți operatorii în cauză să poată utiliza art. 31, alin. (4) fără a face propria lor investigație. În special pentru valorile implicite determinate pentru utilizarea lor în inventarul național, AC poate avea cunoștințe mai bune despre orice abateri regionale față de un singur operator.

### **10.10 Articolul 26(3): Ce înseamnă o estimare conservativă în practică, cum arată? Sunt cifre generice care ar putea fi utilizate, de exemplu emisiile de la un generator de rezervă tipic diesel?**

Consultați „GD 4a: Exemplar pentru evaluările incertitudinii” de pe pagina de pornire a DG CLIMA (a se vedea secțiunea 2.3), care descrie, printre altele, o instalație cu emisii reduse care utilizează motorină.

### **10.11 Trebuie ca operatorul unei instalații cu emisii reduse să transmită rapoartele de îmbunătățire?**

Da, dar numai în anumite circumstanțe. Operatorii instalațiilor cu emisii scăzute trebuie să prezinte un raport de îmbunătățire în conformitate cu art. 69, alin (1) și ca răspuns la raportul verificatorului care constată neconformitățile. De asemenea, trebuie să ia în considerare recomandările verificatorului în cadrul monitorizării lor, dar sunt scutiți de obligația de a prezenta un raport de îmbunătățire corespunzător [în conformitate cu art. 69, alin (4)], autorității competente, așa cum este permis la art. 47, alin (4).

Art. 69, alineatele (1) și (2) solicită tuturor operatorilor să prezinte un raport de îmbunătățire dacă nivelurile prevăzute la art. 26, alin (1) nu sunt îndeplinite. RMR nu face diferențe între emițătorii cu emisii reduse și alte categorii în ceea ce privește utilizarea nivelurilor cele mai înalte. Cu toate acestea, art. 47, alin (6)<sup>137</sup>, scutește instalațiile cu emisii scăzute de la cerințele prevăzute la art. 26, alin (1) și la art. 41, alin (1) și permite cel puțin aplicarea nivelului 1.

Prin urmare, operatorii instalațiilor cu emisii scăzute trebuie să prezinte un raport de îmbunătățire:

- ca răspuns la constatările verificatorului de neconformități (art. 69, alin (4)) ȘI
- La fiecare patru ani (instalații de categoria A, dacă aplică abordări de rezervă (art. 69, alin (3)). În anumite circumstanțe, această perioadă poate fi prelungită la 5 ani (vezi secțiunea 5.7).

<sup>137</sup> Articolul 47(6): „Prin derogare de la articolul 26 alineatul (1) și de la articolul 41 alineatul (1), operatorul unei instalații cu emisii reduse poate aplica cel puțin nivelul 1 în scopul determinării datelor privind activitatea și a parametrilor de calcul pentru toate fluxurile-sursă și în scopul determinării emisiilor aplicând metodologii bazate pe măsurare, cu excepția cazului în care se poate atinge o precizie mai mare fără eforturi suplimentare din partea operatorului, fără a se prezenta dovezi conform cărora aplicarea unor niveluri mai înalte nu este posibilă din punct de vedere tehnic sau ar implica costuri nerezonabile”.

## **10.12 Determinarea costurilor nerezonabile necesită utilizarea unei perioade de armonizare? Cum se determină și cum ar trebui furnizate dovezile?**

Pentru determinarea costurilor nerezonabile, art. 18, alin (1) al doilea paragraf prevede ca operatorul "să includă o perioadă de amortizare adecvată, bazată pe durata de viață economică a echipamentului".

Durata de viață economică este un termen care nu este definit în RMR, dar se referă la sensul său folosit în legile fiscale. Pentru o mulțime de active (de ex. instrumente de măsurare), legile naționale de impozitare sau îndrumările suplimentare (de ex., publicate de Ministerul Finanțelor), oferă perioade de amortizare specific activelor pentru mai multe sectoare economice.

Cu toate acestea, aceste valori nu sunt obligatorii din punct de vedere juridic pentru EU-ETS, dar pot fi considerate valori de referință. Se poate lua în considerare justificarea operatorului pentru a propune o perioadă diferită de amortizare, de ex. în cazul în care un instrument de măsurare este utilizat într-un mediu coroziv.

## **10.13 Emisiile de CO<sub>2</sub> rezultate din purificarea gazele naturale trebuie monitorizate și raportate?**

Acestea trebuie monitorizate și raportate numai dacă CO<sub>2</sub> este eliberat într-un proces de ardere, fie prin utilizarea unei metodologii standard de ardere, fie a unei metodologii de echilibrare a masei, în care se aplică o abordare de monitorizare bazată pe calcul, fie prin utilizarea CEMS. Aceasta înseamnă că nu există o cerință de monitorizare și raportare pentru CO<sub>2</sub> care face parte din gazul natural brut importat, dar nu este în nici un moment al procesului alimentat într-un proces de ardere. În cel mai simplu caz, CO<sub>2</sub> conținut în orice gaz natural va fi raportat prin includerea acestui CO<sub>2</sub> la determinarea factorului de emisie pentru aplicarea lui într-o metodă de calcul standard.

În industriile din amonte, situația este puțin mai complexă: gazele naturale necesită de obicei mai multe etape de purificare după extracție pentru a îndeplini specificațiile operatorului rețelei de gaze. Acești pași de purificare se fac în mod normal într-un terminal de procesare a gazului și implică de ex. separarea gazelor din compuși organici lichizi și apă. Dacă concentrația de CO<sub>2</sub> sau de H<sub>2</sub>S (hidrogen sulfurat) (gaz acid) depășește pragurile specificate de operatorul rețelei de gaze, este necesară și eliminarea acestor impurități. Acest lucru se realizează cel mai frecvent prin separarea acelor gaze acide de principalele componente organice din gazul natural printr-un sistem de tratare cu amine. În etapele următoare, CO<sub>2</sub> și H<sub>2</sub>S va fi, în general, transformat în produse comercializabile (de ex., în sulf într-o unitate CLAUS)<sup>138</sup>, iar fluxul de gaz care conține concentrații foarte mari de CO<sub>2</sub> va fi eliberat în aer.

Acest flux de gaz care conține CO<sub>2</sub> în concentrații mari conține adesea și unele impurități COV (carbon organic volatil) și, prin urmare, nu poate fi eliberat direct în atmosferă fără o conversie termică a acelor COV.

---

<sup>138</sup> Notă: Fluxul de gaz îmbogățit cu H<sub>2</sub>S poate conține în continuare o concentrație semnificativă de CO<sub>2</sub>. Dacă acest flux de gaz este alimentat și într-o unitate de ardere (de exemplu, unitatea CLAUS), acest CO<sub>2</sub> trebuie monitorizat și raportat.

Deoarece, această conversie este o oxidare a combustibililor, ea se califică drept combustie în sensul art. 3, litera (t) din Directiva EU-ETS<sup>139</sup>, iar gazul rezidual este considerat un combustibil. În consecință, CO<sub>2</sub>-ul conținut în acest combustibil este CO<sub>2</sub> inerent în conformitate cu art. 48<sup>140</sup> și trebuie monitorizat și luat în considerare pentru factorul de emisie al acestui combustibil.

Trebuie remarcat că terminalele de procesare a gazelor sunt în mod normal acoperite de EU-ETS, datorită activității lor de ardere >20MW (de exemplu, producția de abur pentru procesul de purificare) și nu există nici o activitate specială, spre deosebire de rafinăriile de combustibili lichizi. Cu toate acestea, secțiunea 1 din anexa IV oferă, de asemenea, posibilitatea ca procesele de ardere care au loc în terminalele de procesare a gazelor să fie monitorizate printr-o metodologie de echilibrare a masei în conformitate cu art. 25. În acest caz, emisiile de CO<sub>2</sub> pot fi calculate pur și simplu ca diferența dintre cantitatea de gaz natural importată de instalație înmulțită cu conținutul de carbon corespunzător și cantitatea de gaz natural exportată din instalație înmulțită cu conținutul de carbon corespunzător.

#### **10.14 Combustibilii depozitați în butelii de gaz sub presiune (de ex. propan, acetilenă etc.) și utilizați pentru anumite etape ale proceselor din cadrul instalației trebuie monitorizați și raportați?**

În principiu, da, acestea trebuie monitorizate indiferent dacă combustibilul este depozitat în rezervoare, în butelii de gaz sub presiune sau este importat direct dintr-o rețea externă de combustibil (de exemplu, gaze naturale). Este relevant doar în ce unitate tehnică sunt utilizați acei combustibili și dacă respectivele unități au o legătură tehnică cu activitățile desfășurate pe locul respectiv<sup>141</sup>. Dacă acele unități sunt staționare și au o legătură tehnică cu activitățile desfășurate (de exemplu, unități de laborator), acestea trebuie să fie incluse în autorizația de gaze cu efect de seră. Prin urmare, toți combustibilii arși în acele unități trebuie să fie enumerați ca fluxuri de sursă în planul de monitorizare.

#### **10.15 Fluxurile de sursă ne semnificative (ex. Cu o singură cifră pentru emisiile anuale) și sursele mobile trebuie să fie acoperite de planul de monitorizare?**

Da, toate fluxurile de sursă trebuie să fie acoperite de autorizație GES și de planul de monitorizare. Nu există un prag stabilit în RMR cu privire la emisiile anuale care decurg din fiecare flux de sursă.

<sup>139</sup> Art. 3(t) din Directiva EU ETS: "combustie înseamnă orice oxidare a combustibililor, indiferent de modul în care este utilizată căldura, energia electrică sau mecanică produsă prin acest proces și orice alte activități direct asociate, inclusiv epurarea gazelor reziduale".

<sup>140</sup> Art. 48: "Co<sub>2</sub> inerent care este transferat într-o instalație, inclusiv cel conținut în gazul natural, un gaz rezidual (inclusiv gazul de furnal sau gazul de cocs) sau intrările de proces (inclusiv gazul de sinteză), va fi inclus în factorul de emisie pentru acel flux de sursă".

<sup>141</sup> Art. 3(e) din Directiva EU ETS: "instalație înseamnă o unitate tehnică staționară în care se desfășoară una sau mai multe activități enumerate în anexa I și orice alte activități direct asociate care au o legătură tehnică cu activitățile desfășurate pe acel amplasament și care ar putea avea un efect asupra emisiilor și poluării".



Spre deosebire de aceasta, sursele mobile sunt în general excluse. În secțiunea 2.3.1 din "Ghidul privind interpretarea anexei I a Directivei EU ETS (cu excepția activităților aviatice)"<sup>142</sup> se clarifică faptul că "*Sunt excluse din EU ETS mașinile mobile [camioane, stivuitoare, buldozere....], adică mașini care au scopul de a fi mobil în momentul îndeplinirii sarcinilor sale*". De exemplu, sursele mobile trebuie monitorizate și raportate pentru că, scopul lor nu este mobil în momentul îndeplinirii sarcinilor. Pentru explicații suplimentare, vă rugăm să consultați ghidul din Anexa I menționat mai sus.

Pentru emisiile din surse nesemnificative legate de unitățile staționare, poate să nu fie necesară raportarea emisiilor din surse individuale de emisie, în cazul în care acestea pot fi grupate în fluxuri de surse combinate (adică după tipul de combustibil).

Exemplul 1: Gazul natural este furnizat pe amplasament printr-un contor de gaz din amplasamentul principal; gazul este consumat de o serie de surse de emisie, inclusiv cazane, echipamente de cantină și unități de laborator. În acest caz, sursele de emisie pot fi grupate într-un singur flux de sursă, iar consumul de combustibil poate fi determinat prin intermediul unui singur contor de gaz.

Exemplul 2: Un număr de generatoare de urgență sunt alimentate cu motorină; generatoarele pot fi utilizate numai pentru perioade foarte mici, astfel încât emisiile anuale sunt scăzute. Motorina pentru generatoare este preluată dintr-un rezervor de stocare care este folosit pentru a furniza combustibil către o serie de alte surse de emisie din instalație. Prin urmare, consumul în scopuri de raportare se poate baza pe livrări și/sau măsurători în rezervoare pentru acest flux de sursă.

În cazul surselor de emisii mici, care nu pot fi grupate, deoarece utilizează fluxuri unice de combustibil, atunci abordarea de monitorizare ar trebui să fie adecvată dimensiunii emisiilor. Este probabil ca sursele foarte mici să se încadreze în categoria de minimis și, prin urmare, în conformitate cu Regulamentul de monitorizare și raportare, poate fi aplicată o abordare fără nivel, folosind o metodă de estimare conservatoare.

Exemplul 3: Unități de încălzire mici furnizate din butelii (cilindri) de propan; aceasta este singura utilizare a propanului la instalație și reprezintă un flux de sursă de minimis. Emisiile sunt determinate folosind o metodă de estimare conservatoare bazată pe numărul de butelii (cilindri) achiziționate/achiziționați în fiecare an.

## **10.16 Care este diferența dintre facle și unitățile de post-combustie?**

Identificarea corectă a unităților relevante are un impact asupra efortului necesar pentru a se conforma cerințelor de monitorizare din RMR. Combustibilii arși în unitățile de post-combustie, denumite adesea și incineratoare, trebuie monitorizați ca toți ceilalți combustibili din unitățile de ardere, în timp ce pentru ardere se aplică cerințe mai puțin stricte. Cu toate acestea, nu există o definiție legală clară a flăcărilor și a unităților de post-combustie, nici în Directiva EU ETS și nici în RMR.

Cu toate acestea, definiția arderii de siguranță din art. 2, alin (13) din Regulamentul nr. 2019/331 privind regulile de alocare gratuită poate fi utilizată ca punct de plecare adecvat pentru această diferențiere. În acest articol, arderea de siguranță este definită ca "*arderea combustibililor pilot și a cantităților foarte fluctuante de gaze de proces sau reziduale într-o unitate deschisă la perturbări atmosferice care sunt cerute în mod explicit din motive de siguranță prin autorizațiile relevante ale acestei instalații*".

<sup>142</sup> [https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/default/files/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)

Cu alte cuvinte, arderea poate fi considerată ardere de siguranță dacă sunt îndeplinite toate cele trei condiții:

1. Arderea este necesară din motive de siguranță (în special dacă este cerută de o autorizație relevantă) ȘI
2. Arderea are loc într-o unitate deschisă perturbațiilor atmosferice (combustia în alte unități nu este acoperită), ȘI
3. Cantitățile și/sau compoziția gazelor de proces sau reziduale sunt foarte fluctuante.

Această definiție implică faptul că predictibilitatea activității de ardere este un parametru relevant în ceea ce privește diferențierea. Arderea este adesea întâlnită pentru procesele în care fluxurile de combustibil gazos sunt transportate sub presiune înaltă prin conducte pentru a intra în reacție chimică (de exemplu, producția de polietilenă din gaz etilenă sub presiune) sau purificare (de exemplu, rafinării).

Cu toate acestea, RMR nu face diferența între ardere și ardere de siguranță. Pentru ardere, alta decât cea de siguranță, adesea nu este îndeplinit criteriul fluctuațiilor mari. Prin urmare, criteriile 1 și 3 de mai sus pot servi doar ca indicatori, dar accentul evaluării ar trebui să fie pe criteriul 2.

Pentru informații suplimentare, vă rugăm să consultați Documentul de orientare nr. 8 care însoțește regulile de alocare gratuită. Acest document poate fi descărcat de pe următorul site:

[https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/free-allocation_en)

Toate celelalte procese de post-combustie care nu îndeplinesc specificațiile menționate mai sus pot fi considerate unități de post-combustie, în special arderile care nu au loc într-o unitate deschisă perturbațiilor atmosferice<sup>143</sup>. Post-combustie este adesea întâlnită în procesele în care gazul combustibil este transportat folosind un gaz purtător (de exemplu, solvenți pentru producerea de substanțe chimice organice, fine, solvenți în rășini pentru vopsire etc) în unitățile de ardere care nu sunt expuse perturbarilor atmosferice. Rețineți că, unitățile echipate cu un generator de abur cu recuperare de căldură, indică faptul că această unitate nu este deschisă la perturbări atmosferice și, prin urmare, trebuie considerate unități post-combustie.

## 10.17 Cum se raportează emisiile din materialele mixte (fossil-biomasă)

Cum ar trebui determinate și raportate emisiile de fosile și biomasă ale următorului combustibil mixt (ipotetic)? O instalație produce pelele mixt înainte de a le folosi într-un cazan care anterior era alimentat cu cărbune.

Instalația folosește următoarele materii prime pentru producerea peleților:

- Deșeuri din plastic (în mare parte polietilenă) – 25% greutate din totalul de intrare, fosil

<sup>143</sup> Rețineți că acestea includ, de asemenea "facilele acoperite" adică facelle în care arderea este "deschisă la perturbări atmosferice, dar este prevăzută cu o carcasă pentru a ascunde flacăra"

- Reziduuri forestiere importante (ramuri tăiate mici din lemn de esență tare) – 40% din aport în greutate. Operatorul primește aceste reziduuri dintr-o sursă ieftină dintr-o țară terță fără dovezi dacă sunt îndeplinite criteriile de durabilitate legate de teren. Prin urmare, operatorul trebuie să le considere biomasă ne-sustenabilă.
- Reziduuri (scoarță) de lemn recoltat local – 35% din aport în greutate; certificat printr-o schemă voluntară, deci considerată biomasă durabilă și cu cota zero.

Materiile de intrare au următoarele proprietăți:

Materii prime	Fosil sau biomasă?	Intrările în amestec	Umiditate (conținut de apă)	Conținutul de C (uscat) t C / t combustibil	PCN (uscat) GJ / t
Polietilenă	Fosil	25%	0%	86%	40.2
Reziduuri de lemn tare	Biomasă ne-sustenabilă	40%	30%	50%	18
Deșeuri de lemn (scoarță)	Biomasă sustenabilă	35%	45%	46%	17

În timpul procesării peleților, amestecul este uscat astfel încât componentele din lemn să conțină în final doar 8% apă (se presupune că polietilena rămâne complet uscată). Operatorul calculează proprietățile componentelor din peleții finale după cum urmează:

Amestec uscat	Conținut mixt	Umiditate	Conținut de C	PCN GJ / t	FE t CO <sub>2</sub> / TJ
Polietilenă	32,7%	0%	86,0%	40,2	78,4
Reziduuri de lemn tare	39,9%	8%	46,0%	16,4	102,8
Deșeuri de lemn (scoarță)	27,4%	8%	42,3%	15,4	100,6

Notă: Pentru acest calcul se ține cont de faptul că masa totală scade din cauza uscării. Prin urmare, cantitățile relative ale materialelor din amestec se modifică. Pentru calcularea PCN pe baza conținutului de umiditate, se realizează următoarea ecuație:

$$NCV = NCV_{dry} \cdot (1 - w) - \Delta H_v \cdot w$$

Unde PCN uscată (NCV<sub>dry</sub>) este PCN a materialului uscat absolut, w este conținutul de apă (fracția de masă) și  $\Delta H_v = 2.4GJ/t H_2O$  este entalpia de evaporare a apei.

Folosind componentele individuale de mai sus, operatorul poate calcula emisiile și aportul de energie din 1000t peleți. Procentul din emisiile totale poate fi utilizat pentru a calcula procentul de conținut de carbon atribuit fiecărei componente:

		Emisii t CO <sub>2</sub>	Aport energetic TJ	% emisii = % conținut de C
Polietilenă	Fosil	1030,4	13.1	48,4%
Reziduuri de lemn tare	Biomasă ne-sustenabilă	672,5	6.5	31,6%
Deșeuri de lemn (scoarță)	Biomasă sustenabilă	424,7	4.2	20,0%
Total		2127,6	23.8	100%

În raportul anual de emisii, operatorul poate alege să raporteze aceste trei componente separat, ceea ce are avantajul transparenței și evitând necesitatea calculului cu conținuturi diferite de umiditate. În schimb, operatorul poate utiliza direct factorul de emisie și PCN al biomasei umede (așa cum este recepționată).

Alternativ, există și posibilitatea de a calcula conținutul ponderat de carbon/factorul de emisie și PCN din peleții finali (în special cei care sunt utilizați/folosiți în procesul de ardere, de exemplu, operatorul vinde instalația/cazanul de ardere, precum și o parte din peleți și dorește să informeze clienții despre proprietățile lor).

Din cele de mai sus, operatorul poate calcula (folosind  $f=3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$ ):

- PCN ponderat = 23,8 GJ/t pelele
- Conținutul de carbon:  $CC = 2127,6 \text{ t}/1000 \text{ t}/f = 58,1\%$
- Factorul de emisie ponderat  $FE = CC \times f/\text{PCN} = 89,39 \text{ t CO}_2/\text{TJ}$

Folosind acești factori de calcul și procente fracțiilor de biomasă și fosile, utilizate în tabelul anterior, operatorul poate completa raportul anual de emisii folosind un singur flux de sursă:

1		F1. Solid - Other solid fuels; Mixed plastic/Wood pellets			Combustion	CO2 fossil: 1.702,0 t CO2e
		Combustion: Solid fuels				CO2 bio: 425,5 t CO2e
	Tier	tier description	Unit	Value	error	
iii. AD:	3	± 2,5%	t	1.000,00		
iv. (prelim) EF:	2a	Type II default values	tCO2/TJ	89,39		
v. NCV:	2a	Type II default values	GJ/t	23,8		
vi. OxF:	1	Default value OF=1	-	100,00%		
vii. ConvF:						
viii. CarbC:						
ix. BioC:	2	Type II biomass fraction	-	20,00%		
x. non-sust. BioC:	2	Type II biomass fraction	-	31,60%		