



AUTORIZAȚIE NR. 135/12.03.2013
PRIVIND EMISIILE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ
PENTRU PERIOADA 2013-2020
REVIZUITĂ ÎN DATA DE 24.04.2014

A.1. DATE DE IDENTIFICARE

A.1. 1. DATE DE IDENTIFICARE ALE OPERATORULUI (TITULARULUI)

Numele operatorului (titularului)		S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A.
Forma de organizare a societății		Societate pe acțiuni
Nr. de înregistrare în Registrul Comerțului		J13/534/1991
Cod Unic Înregistrare		RO 1860712
Cont bancar		
Banca		UNICREDIT ȚIRIAC BANK SA Constanța
Adresa sediului social	Strada, numărul	Bdul Năvodari nr. 215 (Pavilion Administrativ)
	Localitatea	Năvodari
	Județul	Constanța
	Codul poștal	905700

A.1.2 DATE DE IDENTIFICARE ALE INSTALAȚIEI/INSTALAȚIILOR ȘI ALE AMPLASAMENTULUI

Numele instalației/instalațiilor	S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A. – punct de lucru Petromidia UZINA RAFINĂRIE
Activitatea principală a instalației	Fabricarea produselor obținute prin prelucrarea țițeiului

Categoria de activitate/activități din anexa nr. 1		Rafinarea uleiurilor minerale
Codul sub care operatorul a raportat date și informații statistice: 1.Codul CAEN raportat pentru anul 2007, utilizând clasificarea CAEN rev. 1.1 2.Codul CAEN raportat pentru anul 2010, utilizând clasificarea CAEN rev. 2		2320 1920
Codul de identificare al instalației din Registrul Unic Consolidat al Uniunii Europene		RO – 178
Punctul de lucru (amplasament)		Punct de lucru Petromidia
Adresa amplasamentului	Strada, număr	B-dul Năvodari nr. 1-283
	Localitate	Năvodari
	Județ	Constanța
	Cod poștal	905700

A.1.3. DATE PRIVIND SITUAȚIA AUTORIZĂRII DIN PUNCT DE VEDERE AL PROTECȚIEI MEDIULUI ȘI ALOCĂRII CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

	Tip autorizație	Nr. autorizație	Data emiterii	Emitent	Revizuire (nr. și data)
Situația autorizării din punct de vedere al protecției mediului	Autorizație Integrată de Mediu	01	10.05.2013	APM Constanța	-
	Autorizație de Mediu	-	-	-	-
Situația alocării certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în perioada 2013-2020	Alocare inițială*		Din Rezerva pentru instalațiile nou intrate în perioada 2013-2020		
	DA		-		

*Alocare stabilită prin Măsurile Naționale de Implementare elaborate conform art. 11 din Directiva 2009/29/CE, notificate de România la Comisia Europeană.

A.1.4. INFORMAȚII PRIVIND EMITEREA AUTORIZAȚIEI PRIVIND EMISIILE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Autorizație	Data emiterii			Motivul revizuirii
	Ziua	Luna	Anul	
Nr. 135	12	03	2013	-
Revizuire I	24	04	2014	Conform art. 13 alin. 1 g) din OM nr. 3420/2012, cu modificările și completările ulterioare
Revizuire II	-	-	-	-
Revizuire ...n	-	-	-	-

A.2. DURATA DE VALABILITATE A AUTORIZAȚIEI PRIVIND EMISIILE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020 este valabilă atâ timp cât activitatea desfășurată de operator în instalație se realizează la nivelul instalației în conformitate cu autorizația emisă conform prezentei proceduri.

Autoritatea competentă revizuieste autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră, în termen de până la 5 ani de la începutul perioadei 2013-2020. În vederea realizării unor modificări planificate la nivelul instalației, operatorul solicită autorității competente pentru protecția mediului revizuirea autorizației, conform prevederilor prezentei proceduri.

A.3. DATE TEHNICE DESPRE AMPLASAMENTUL ȘI INSTALAȚIA/INSTALAȚIILE AUTORIZATE

A.3.1. SCURTĂ DESCRIERE A AMPLASAMENTULUI ȘI A INSTALAȚIEI/ INSTALAȚIILOR (FIȘA DE PREZENTARE)

Domeniul de activitate al S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A. – Punct de lucru PETROMIDIA îl constituie prelucrarea țițeiului și a derivatelor sale (benzine, petrol, motorine, gaze, păcura, cocs, sulf etc) și se încadrează conform Anexei 1 la OUG 152/2005 privind prevenirea și controlul integrat al poluării în categoria: instalații pentru rafinarea țițeiului și prelucrarea gazelor – activitatea 1.2, cod CAEN 1920, cod NOSE – P 10508.

Perimetrul amplasamentului are următoarele vecinătăți:

- Nord – Lacul Corbu;
- Est – Marea Neagră;
- Sud – Tabăra de copii Navodari;
- Vest – Lacul Tașaul.

S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A. deține pe amplasamentul său o serie de instalații tehnologice funcționale, independente dar care funcționează interconectat în funcție de procesele de producție, o serie de instalații nefuncționale precum și instalații asociate cu fabricarea produselor (instalații, spații de depozitare, construcții, utilități).

Fluxul tehnologic al instalațiilor de pe amplasament constă în:

1. Fraționarea țițeiului brut în benzină, petrol, motorină, distilat de vid și reziduu de vid.
2. Prelucrarea fiecărei fracții în procese de hidrotratare pentru îndepărtarea impurităților.
3. Prelucrarea semifabricatelor în procese catalitice pentru obținerea de produse valoroase.
4. Amestecarea diferiților componenți și prepararea produselor finite, în principal carburanți, benzină și motorină diesel.

Instalații tehnologice:

1. DAV (Distilare Atmosferică și în Vid) - capacitate 5.000.000 tone/ an (1979)

Are în componență 2 părți distincte: distilarea atmosferică a țițeiului (DA) și distilarea în vid (DV) a rezidului de distilare atmosferică (păcură).

Distilarea atmosferică constă în separarea țițeiului în fracții petroliere definite prin intervalul lor de distilare. Operația constă în desalinarea țițeiului, încălzirea în cuptoarele 100 H1, H2 și fracționarea lui în coloana de distilare atmosferică, produsele rezultate fiind: gaze C2-C5, benzină ușoară, benzină grea, petrol, motorină ușoară, motorină grea, păcură.

Distilarea în vid are ca scop obținerea distilatului de vid care, după hidrosulfurare, constituie materia primă a instalației de Cracare Catalitică. Procesul constă în încălzirea păcurii și fracționarea ei în condiții de presiune scăzută (vid). Aportul de căldură necesar procesului este furnizat prin arderea gazelor combustibile de rafinărie în cuptorul 100 H3. Arderea gazelor combustibile în cele 3 cuptoare generează emisii de CO₂.

2. HB (Hidrofinare Benzină) - capacitate 850.000 tone/an (1983)

Instalația de Hidrofinare Benzină prelucrează un amestec de benzină de distilare atmosferică, benzină de cocsare și fracție condensată de la compresorul de Cocsare. Hidrofinarea benzinei este un proces care are loc la temperatura de 3000°C și presiune 40 bari. Aducerea materiei prime la condițiile de temperatură cerute de procesul de hidrofinare se realizează prin arderea gazelor combustibile produse în Rafinărie, în cuptorul 120 H1. Produsul hidrofinat este stabilizat prin îndepărtarea fracției C2-C5. Stabilizarea are loc prin încălzirea benzinei hidrofinite în cuptorul refierbător 120 H2 și splitarea într-o coloană de fracționare.

În vederea reducerii conținutului de benzen în combustibilul auto, benzina hidrofinată și stabilizată este dirijată către coloana 130 C2, în vederea îndepărtării precursorilor de benzen. Aportul de căldură în baza acestei coloane este adus de cuptorul refierbător 130 H5 prin arderea gazelor combustibile.

3. RC (Reformare Catalitică) - capacitate 500.000 tone/an (1983)

Instalația de Reformare Catalitică utilizează ca materie primă benzina hidrofinată și are ca scop îmbunătățirea cifrei octanice.

Procesul de reformare este un proces endoterm, cantitatea de căldură necesară în cele trei reactoare fiind furnizată de cuptoarele 130 H1, H2, H3. Benzina reformată este stabilizată prin îndepărtarea fracției C2-C5. Stabilizarea are loc prin încălzire în cuptorul refierbător 130 H6 prin arderea gazelor combustibile și, ulterior, fracționare în coloana 130 C1. Prin arderea gazelor combustibile sunt generate gaze cu efect de seră - CO₂.

4. HPM (Hidrofinare Petrol-Motorină) - capacitate 920.000 tone/an (1984)

Instalația are ca scop hidrofinarea unui amestec de petrol și motorine, rezultând combustibil Diesel, cu caracteristici superioare. Ca produse secundare se obțin: o fracție ușoară care este trimisă la instalația Hidrofinare Petrol Reactor și gaze cu hidrogen sulfurat care sunt trimise la instalația de Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf. Procesul de hidrofinare este un proces catalitic ce are loc la temperaturi între 350 – 4000 °C și presiuni între 40 – 60 bari. Temperatura de reacție este realizată prin preîncălzirea materiei prime în amestec cu hidrogenul, într-un tren de schimbătoare de căldură și se finalizează în cuptorul 122 H1, prin arderea gazelor combustibile. În urma arderii rezultă CO₂, gaz cu efect de seră.

5. HPR (Hidrofinare Petrol Reactor) - capacitate 500.000 tone/an (1984)

În instalație se hidrofineză petrolul de distilare atmosferică obținându-se combustibil tip Jet A1. Instalația poate prelucra și un amestec de petrol de distilare atmosferică și motorine, cu obținere de combustibil Diesel. Ca produs secundar, rezultă o fracție ușoară, care este trimisă la Cocsare, gazele cu hidrogen sulfurat fiind trimise la instalația de desulfurare și recuperare sulf. În oricare din aceste regimuri de funcționare, procesul este catalitic și are loc la temperaturi de 340 – 4000 °C, și presiuni de 38 – 40 bari. Temperatura de reacție este realizată prin preîncălzirea materiei prime în amestec cu hidrogenul, într-un tren de schimbătoare de căldură și se desăvârșește în cuptorul 121 H1, prin arderea gazelor combustibile, rezultând emisie de CO₂.

6. FG (Fracționare Gaze) - capacitate 200.000 tone/an (1984)

Prelucrarea fracțiilor C2-C5 de la HB și RC cu obținere de C3, iC4, nC4, iC5, nC5.

Gazele produse în Rafinărie și desulfurate în instalația DGRS, sunt dirijate în vasul de amestec 135V7 din instalația FG. Aici, acestea se amestecă cu gaz natural și părăsesc vasul spre consumatori: instalațiile tehnologice ale Rafinăriei, UTM, V1.

7. MTBE (Metiltertbutileter) - capacitate 36.000 tone/an (1995)

Eterificarea izo-butenei de CC cu CH₃OH în vederea obținerii unui produs cu cifra octanică ridicată - MTBE, component pentru aditivarea benzinei auto.

8. HDV - HM (Hidrofinare Distilat de Vid, Hidrofinare Motorină) - capacitate 1.400.000 tone/an (1986)

Reducerea conținutului de sulf, azot și metale, prin proces catalitic în prezența H₂, având ca materie primă:

- amestec de motorină de distilare atmosferică, motorina ușoară de CC și cocsare / sau
- amestec de distilate de vid și motorină grea de cocsare.

Procesul de hidrodeshulfurare este un proces catalitic. Căldura necesară reacției se obține prin arderea gazelor combustibile în cuptoarele 125 H1, H2, rezultând CO₂.

9. Recuperare gaze faclă (RGF) - Stocare gaze gazometru 20.000 mc/an (1979)

Instalația are ca scop colectarea gazelor eșapate în sistemul de faclă și redarea lor circuitului de gaze combustibile a rafinării.

Instalația RGF se compune din următoarele secțiuni:

- Evacuare gaze la facle
- Recuperare gaze faclă și stația de compresoare
- Recuperare slops
- Vaporizatorul de propan

Instalația RGF este dimensionată pentru preluarea curentă a eșapărilor de gaze, iar în caz de urgență, gazele ce depășesc capacitatea sistemului de recuperare sunt dirijate spre faclele de urgență (3 turnuri de tip faclă cu înălțimea de 115 m, ghidate de structuri metalice: facla de joasă presiune, facla de înaltă presiune și facla Cracării Catalitice).

Faclele sunt echipamente de siguranță prin care se ard gazele de rafinării care nu pot fi recuperate în instalația RGF. Faclele trebuie să fie permanent pregătite să ardă gazele în timpul situațiilor de avarii sau opriri accidentale ale instalațiilor, când instalațiile trebuie golite rapid.

10. Fabrica de Hidrogen - capacitate 40.000 Nm³/an (2012)

Hidrogenul se obține prin reacția de reformare cu abur a gazelor naturale.

Reacția de reformare este puternic endotermă, fiind favorizată termodinamic de temperaturi înalte. Reacția are loc pe un catalizator din nichel în pat fix, formulat special și amplasat în tuburi situate în zona de radiație a reformerului.

Instalația de producere a hidrogenului constă în:

- Îndepărtarea mercurului din alimentare și combustibil;
- Amestec materie primă / hidrogen;
- Comprimare amestec materie primă/hidrogen;;
- Îndepărtarea arsenicului și desulfurare;
- Amestec alimentare / abur și reformare;
- Conversie la temperatură înaltă;
- Recuperarea căldurii din gazele de proces;
- Răcirea finală a gazelor de proces;
- Unitatea de purificare a hidrogenului (PSA Unit);
- Comprimarea produsului;
- Sistemul de combustie;
- Sistemul de generare a aburului.

Numărul orelor de funcționare pe an: 8650.

Intervalul de timp dintre două opriri planificate: 4 ani.

În Fabrica de H₂, gazul natural este utilizat ca materie primă și combustibil. Reacțiile sunt endoterme iar cantitatea de căldură necesară producerii lor se obține prin arderea de gaz natural în reformer. Prin arderea gazului natural se emite în atmosferă CO₂.

Sistemul de faclă pentru Fabrica de Hidrogen

Reprezintă un sistem de direcționare a gazelor de la fabrica de hidrogen în cazul unei avarii sau a unei urgențe cauzate de funcționarea anormală a instalației, eșapările supapelor de siguranță, gazele fiind preluate de sistemul de faclă pentru a fi arse, eliminându-se astfel pericolul de explozie și poluarea aerului cu hidrocarburi și gaze toxice.

Sistemul de faclă pentru Fabrica de Hidrogen este compus din:

- un coș de faclă echipat cu cap de faclă;
- sisteme de conducte colectoare de la limita instalației până la faclă;
- conducta de construcție specială la limita instalației unde se colectează picăturile;
- vas de închidere hidraulică.

11. CX (Cocsare întârziată) - capacitate 1.170.000 tone/an (1985)

Instalația folosește ca materie primă reziduul de vid din DV și Motorină II de CC. Procesul de cocsare presupune încălzirea materiei prime la temperatura de 4950 °C când are loc cracarea termică a materiei prime rezultând: o fracție de motorină grea care merge la Hidrofinare distilat de vid, o fracție de motorină ușoară care merge la hidrofinare motorine, o fracție de benzină care merge la Hidrofinare benzină și cocsul de petrol, care se comercializează ca atare. Temperatura necesară procesului este realizată în cuptorul 180 H1, pe baza arderii gazelor combustibile din Rafinărie, rezultând CO₂ ce se emite în atmosferă.

12. CC (Cracare Catalitică) - capacitate 1.400.000 tone/an (1983)

Instalația cuprinde două secții: reacție-regenerare catalizatori și concentrare-fracționare gaze. Reacția de cracare se realizează în strat fluidizat, cu catalizator zeolitic, cu activitate ridicată. Procesul de cracare catalitică se desfășoară la temperaturi de 525 – 5300 °C. Ca urmare a reacțiilor secundare de cracare, o parte din materia primă se transformă în cocs, care se depune pe catalizator. Cocsul depus este ars în regenerator, cu aer furnizat de suflanta de aer, la temperatura de 700 – 7400 °C. Cocsul de pe catalizator este un produs secundar indispensabil pentru funcționarea instalației. Căldura rezultată prin arderea cocsului în regenerator satisface necesarul pentru:

- Încălzirea materiei prime până la temperatura de reacție
- Reacțiile de cracare ce au loc în reactor
- Încălzirea aerului de combustie de pe refularea suflantei de aer până la temperatura din regenerator.
- Compensarea tuturor pierderilor de căldura din proces.

Emisia de CO₂ rezultată în urma arderii cocsului este denumită “emisie de proces”.

Gazele produse prin arderea cocsului depus pe catalizatorul de reacție din instalația CC au un potențial termic ce este valorificat în cazanul recuperator. Acesta este prevăzut cu arzătoare suplimentare care funcționează cu gaz combustibil de rafinărie.

În urma arderii gazelor combustibile rezulta CO₂ ce se evacuează în atmosferă.

13. MHC (2012)

Instalația Hidrocracare Blânda (Mild Hydrocracking – MHC) prelucrează un amestec de motorine grele provenite din instalațiile de distilare în vid și cocsare. Ea are ca scop obținerea de motorină Diesel și de reziduu hidrocracat, ce se prelucrează ulterior în instalația de cracare catalitică.

Instalația poate funcționa 8650 ore pe an în regim continuu de funcționare, 3 schimburi pe zi, câte 8 ore pe schimb; capacitatea de proiect a instalației este de 220 m³/h.

Instalația MHC cuprinde următoarele secții:

- Secția de reacție
- Secția de spălare și comprimare a gazelor
- Secția de stripare
- Secția de fracționare
- Echipamente diverse

Arderea gazelor combustibile se face în cuptoarele 200-H1 (încălzirea amestecului de motorină și hidrogen) și 220-H2 (încălzire amestec produs secția fracționare).

14. DGRS (Desulfurare gaze Recuperare sulf) - (1982/ 2012)

Gazele cu hidrogen sulfurat rezultate în procesele tehnologice din Rafinărie sunt dirijate în instalația Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf. Gazele reziduale cu urme de hidrogen sulfurat, rezultate din proces, sunt dirijate la incinerator, unde hidrogenul sulfurat este transformat în bioxid de sulf. Temperatura necesară acestui proces este realizată pe baza arderii gazelor combustibile din Rafinărie în incineratoare.

Instalația este formată din cinci secții principale și anume:

- Secția Claus
- Secția SCOT (Shell Claus Off-gas Treatment)
- Secția de Regenerare Solvent (SWS)
- Secția de Incinerare
- Secția de Degazare sulf

Procesul din cadrul secției Claus constă dintr-o etapă termică, în care H₂S este parțial ars cu aer, urmată de o etapă catalitică desfășurată în doua reactoare Claus în serie.

15. Willacy - Instalația de prelucrare nămol din halda 3 - capacitate max 42.000 m³/an cu două centrifuge în paralel. (2010)

16. Brichetare cocs de petrol - capacitate max 320.000t brichete/an (2010)

Proces prin care se obține un combustibil solid (brichete de cocs), cu o putere calorifică mai mare de 6.000 Kcal/Kg, care are la baza cocsul de petrol.

17. Instalația Azot-Oxigen, Aer comprimat

Unitatea AK (Azot – Kislarod) este destinată obținerii din aer a azotului gazos cu posibilitatea obținerii în același timp a oxigenului sub formă de gaz, a oxigenului lichid sau a azotului lichid.

Unitatea HPN (High Purity Nitrogen) produce azot de înaltă puritate, cu un randament superior (42% azot din aer).

18. Instalație de epurare ape uzate

Epurarea apelor uzate implică următoarele faze:

- tratament primar – mecano-chimic: deznisipare, separare de produse petroliere, omogenizare, floclare-coagulare, corecție pH;
- tratament secundar – biologic: denitrificare, nitrificare, decantare secundară
- tratament terțiar – biologic. Efluentul instalației de epurare finală este trecut printr-un iaz biologic, o porțiune plantată cu macrofite care realizează o epurare terțiară naturală avansată înainte de revărsare în Marea Neagră, prin gârta Gura Buhaz.

19. AFPE (Amestec Finisare Produse Expediție)

Instalația are rolul de a depozita produsele rezultate din procesele tehnologice ale instalațiilor din rafinărie și de a le amesteca pentru a rezulta produse finite de o calitate mai bună.

Tipuri de combustibili și materii prime a căror utilizare generează emisii de gaze cu efect de seră

Dioxidul de carbon este emis în atmosferă ca urmare a activităților desfășurate pe amplasamentul Rompetrol Rafinare - punctul de lucru Petromidia. În funcție de modul în care sunt generate, emisiile de CO₂ sunt:

A. Emisii de ardere – generate în urma reacției exoterme a combustibilului cu oxigenul. Combustibilul folosit este:

- gaz combustibil (un amestec de gaze produse în rafinărie - desulfurate și gaz natural);
- gaz natural
- gaz faclă (amestec de gaze eșapate din instalațiile tehnologice, de compoziție variabilă);

B. Emisii de proces – rezultate în urma unor reacții chimice pentru obținerea unui produs. Este cazul obținerii hidrogenului pentru care materia primă folosită este gaz natural, iar din proces rezulta CO₂ (Fabrica de Hidrogen) și a regenerării catalizatorului în instalația de Cracare Catalitică - arderea cocsului de pe catalizator.

Bilanț energie termică/electrică la nivelul instalației

Rompetro Rafinare - punct de lucru Petromidia importă energie termică măsurabilă de la o instalație inclusă în ETS (SC Uzina Termoelectrică Midia SA).

Consumul de energie termică măsurabilă este măsurat cu ajutorul unui contor fiscal amplasat pe teritoriul instalației ETS. Datele sunt comunicate zilnic dispecerului de producție, acesta introducându-le în OLA (On Line Analysis).

Rompetro Rafinare - punct de lucru Petromidia nu este producător de energie electrică. Energia electrică este asigurată pe bază de contract de furnizare a energiei electrice.

A.3.2. CATEGORIA ACTIVITĂȚII ȘI INSTALAȚIEI

Arderea combustibililor în instalații cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW(cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale)

A.3.3. DATE TEHNICE DESPRE FIECARE ACTIVITATE IDENTIFICATĂ DIN ANEXA NR. 1 LA PROCEDURĂ

Categoria de activitate din anexa nr. 1 la procedură desfășurată în instalație	Capacitatea proiectată a instalației (tone/zi)	UM	Perioada de funcționare	Tipul de produs	Punct de descărcare a emisiilor	Referința pentru punctul de descărcare a emisiilor
Rafinarea uleiurilor minerale	13.700	tone	365 zile	fracții petroliere	Coșuri 1-26	PE1-PE26

A.3.4. COMBUSTIBILI/MATERII PRIME ȘI MATERIALE AUXILIARE A CĂROR UTILIZARE GENEREAZĂ EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Categoria de activitate din anexa nr. 1 la procedură desfășurată în instalație	Tipul combustibilului/materiei prime	Procesul care generează emisii de gaze cu efect de seră	Gazul cu efect de seră generat
Rafinarea uleiurilor minerale	Gaz natural	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaz combustibil	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaz faclă	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaz natural - materie primă	Producția de Hidrogen	CO ₂
	Cocs depus pe catalizator	Regenerarea catalizatorului de la Cracare Catalitică	CO ₂

A.4. CERINȚE LEGALE PRIVIND OBLIGAȚIILE OPERATORULUI

A.4.1. CERINȚE PRIVIND MONITORIZAREA EMISIILOR DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Monitorizarea emisiilor de gaze cu efect de seră de către operator, inclusiv metodologia și frecvența de monitorizare, se realizează de către operator cu respectarea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră aprobat de către autoritatea publică centrală pentru protecția mediului și atașat la prezenta autorizație.

A.4.2. CERINȚE PRIVIND RAPORTAREA EMISIILOR DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Raportul de monitorizare a emisiilor de gaze cu efect de seră se întocmește de către operator pe baza planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a metodologiei de monitorizare aprobată de autoritatea publică centrală pentru protecția mediului, cu respectarea cerințelor din Regulamentul (UE) nr. 601/2012 al Comisiei din 12 iunie 2012 privind monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră în conformitate cu Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului.

În primul trimestru al fiecărui an, consecutiv anului pentru care s-a realizat monitorizarea emisiilor de gaze cu efect de seră, operatorul are obligația să depună la autoritatea publică centrală pentru protecția mediului raportul de monitorizare privind emisiile de gaze cu efect de seră generate în anul precedent, verificat de către un verficator acreditat conform prevederilor legale în vigoare în domeniul schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020.

În cazul în care în primul trimestru al fiecărui an din perioadă, raportul de monitorizare privind emisiile de gaze cu efect de seră din anul precedent nu este declarat satisfăcător, potrivit criteriilor din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare, operatorul nu poate transfera certificatele de emisii de gaze cu efect de seră, ca urmare a suspendării accesului operatorului la cont. Ridicarea suspendării accesului la cont se face la data la care raportul de monitorizare privind emisiile de gaze cu efect de seră este declarat satisfăcător și predat la autoritatea publică centrală pentru protecția mediului.

A.4.3. CERINȚE PRIVIND RESTITUIREA CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Operatorul are obligația de a restitui, până cel mai târziu la data de 30 aprilie a fiecărui an, un număr de certificate de emisii de gaze cu efect de seră egal cu numărul total de emisii de gaze cu efect de seră provenite de la instalația respectivă în anul calendaristic anterior, prezentate în raportul anual de monitorizare a emisiilor de gaze cu efect de seră verificat de un verficator acreditat, conform prevederilor legale în vigoare în domeniul schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020.

A.4.4. CERINȚE PRIVIND INFORMAREA AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI ASUPRA MODIFICĂRILOR LA NIVELUL INSTALAȚIEI

Operatorul are obligația să informeze în scris autoritatea publică centrală pentru protecția mediului cu privire la orice modificări planificate la nivelul instalației, care pot determina revizuirea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a autorizației privind emisiile de gaze cu efect de seră.

MINISTRU,
ATTILA KORODI

Director General,
Mihaela SMARANDACHE

Șef serviciu,
Nicoleta ROȘU

Întocmit,
Ramona NICULESCU