

CO₂-afvanginstallatie Zeeland Refinery

Antwoorden vragen onderwerp lucht
Brief DCMR 24 juni 2022 – 1292284 – 6398129

Versie 1
13 juli 2022

Inhoud

1. Inleiding	3
2. Beantwoording vragen	3
2.1 Vraag 1 – Effect op maandgemiddeldes uit voorschrift 9.2.1 en 9.2.9 in de vergunning.	3
2.1.1 Vraag	3
2.1.2 Antwoord	3
2.2 Vraag 2 – BAT 57 en de Bubble	4
2.2.1 Vraag	4
Volgt uit de BBT toets van BAT 57 dat de CCS installatie niet onder de NOx bubble valt?.....	4
2.2.2 Antwoord	4
2.3 Vraag 3 – SO ₂ in BAT 58 en de Bubble	4
2.3.1 Vraag	4
2.3.2 Antwoord	5
2.4 Vraag 4. Stroomschema	5
2.4.1 Vraag	5
2.4.2 Antwoord	5
2.5 Vraag 5 – operatietijd	5
2.5.1 Vraag	5
2.5.2 Antwoord	5
2.6 Vraag 6 – locatie nieuwe schoorsteen	6
2.6.1 Vraag	6
2.6.2 Antwoord	6
2.7 Vraag 7 – Emissiepunt en monitoring	6
2.7.1 Vraag	6
2.7.2 Antwoord	6
2.8 Vraag 8. Correcte werking DeNO _x	6
2.8.1 Vraag	6
2.8.2 Antwoord	7
2.9 Vraag 9 – Ammoniak uitstoot	8
2.9.1 Vraag	8
2.9.2 Antwoord	8
2.10 Vraag 10 - Storingsemisssies	8
2.10.1 Vraag	8
2.10.2 Antwoord	8
2.11 Vraag 11 – NOX emissies bij storingen	8
2.11.1 Vraag	8
2.11.2 Antwoord	8
2.12 Vraag 12 – CCS buiten gebruik	8
2.12.1 Vraag	8
2.12.2 Antwoord	8
3. Bijlage 1 - NO _x -monitoringsplan	9

1. INLEIDING

De achtergrond en context van de vragen staan uitgelegd in de brief van DCMR van 24 juni 2022 met kenmerk 1292284 bij OLO aanvraag 6398129.

In deze brief wordt een aantal vragen gesteld over het onderwerp lucht.

Op vrijdag 8 juli zijn de vragen nader toegelicht door ^{5.1.2,e} van DCMR en hebben we de concept beantwoording besproken.

Hieronder is de beantwoording van de vragen te vinden.

2. BEANTWOORDING VRAGEN

2.1 Vraag 1 – Effect op maandgemiddeldes uit voorschrift 9.2.1 en 9.2.9 in de vergunning.

2.1.1 Vraag

Wat zijn de huidige emissies (concentratie, debiet en vracht) van NO_x, SO₂ en andere componenten uit HPU1 en HPU2 en hoe interfereert dit met de in voorschrift 9.2.9 opgenomen voortschrijdende maandgemiddelde concentratie van NO_x en de in voorschrift 9.2.1 opgenomen voortschrijdend maandgemiddelde SO₂-concentratie van de revisievergunning van 28 november 2018 (kenmerk W-AOV180083/00187629)? De volgende twee punten dienen in de beantwoording te worden meegenomen

2.1.2 Antwoord

2.1.2.1 Stikstof en Rookgas (paragraaf 9.2.9)

Het effect op de lucht van het project is bestudeerd met de NBW vergunning als uitgangspunt. Hierin is de emissie van alle stromen rookgas 150 mg/Nm³ en wordt voor elke stroom een hoeveelheid rookgas als uitgangspunt genomen. Dit bepaalt dan de totale massavracht. Zowel de hoeveelheid rookgas als de massavracht veranderen door het project:

1. Door de nieuwe fabriek neem de totale hoeveelheid rookgas af met ruim 8% (we vangen immers CO₂ af). Uitgangspunt is een afvang ruimt 870.000 ton / jaar in deze berekening. Dit komt overeen met een bedrijfstijd van 96%.
2. Doordat het rookgas uit de nieuwe CCS schoorsteen kouder zou er lokaal een te grote depositie van stikstof ontstaan zo blijkt uit de Aerius berekening. Daarom is in het project opgenomen een vermindering van de stikstof uitstoot van de waterstoffabrieken van 275 ton naar 115 ton per jaar. Hierdoor neemt de totale raffinaderij productie van stikstof af met 17%. Deze vermindering wordt omstandig onderbouwd in hoofdstuk 6 van het rapport “Stikstofdepositieonderzoek Zeeland refinery van 24 september 2021 ” dat onderdeel B18.1_NDEP.2b is van de aanvraag. De in dat hoofdstuk berekende en in tabel 7 samengevatte afname heeft de volgende oorzaken:
 - a. Bij het proces om de CO₂ te scheiden van de andere verbrandingsgassen worden de rookgassen afgekoeld. Daarbij condenseert het grootste deel van de waterdamp in de rookgassen. Een aanzienlijk deel van de NO_x wordt daarbij in het water geabsorbeerd. De stikstof in dit water wordt met een zuiveringstechniek voor een belangrijk deel verwijderd. Het aantal kg stikstof naar lucht vermindert hierdoor aanzienlijk.
 - b. Omdat het resterende gasvormige NO_x in een koudere rookgasstoom terecht komt zou de lokale dispositie kunnen toenemen. Daarom wordt nog een deel van het gasvormige NO_x vermeden door een DeNO_x te installeren. De totale hoeveelheid rookgas neemt af met ruim 870.000 ton / jaar (afgevangen CO₂). Dit komt overeen met een afname van ruim 8% van de totale hoeveelheid rookgas van de raffinaderij In volume.

- c. De afname van de hoeveelheid stikstof is dus 2x zo groot dan de afname van de hoeveelheid rookgas. Daaruit volgt dat niet alleen de massastroom stikstof daalt maar ook de concentratie.

De actuele emissies zijn lager dan 150 mg/nm³.

2.1.2.2 SO_x 9.2.1

De totale hoeveel rookgas neemt af met 8%. De totale SO_x productie wordt vooral bepaald door andere fornuizen dan de waterstofplants en verandert in principe niet. Het aantal kg SO₂ verandert dus niet maar wel de concentratie die neemt met 8% toe. Onze werkelijke emissie is veel lager dan 8% beneden de limiet van 35 mg / nm³. We zullen zeker beneden deze limiet blijven.

2.1.2.3 CO 9.2.11

In de vergunning staat alleen een voorschrift voor unit 301. Deze wordt niet veranderd door het project. Overigens blijven alle fornuizen doen aan de limieten in het activiteitenbesluit en BBT voorschriften.

2.1.2.4 VOS

Er is in de vergunning geen voorschrift voor VOS voor de fornuizen en de emissie verandert niet omdat de operatie van de fornuizen niet veranderen.

2.1.2.5 Metalen

De massastroom aan metalen verandert niet. Eventuele verschuivingen van lucht naar water zijn heel klein en worden gevolgd middels de monitoring op water.

2.1.2.6 Dioxine

Er worden in de waterstoffornuizen geen gassen verbrand in de aanwezigheid van Chloorverbindingen. Daarom wordt geen dioxine gevormd (zoals ook nu niet in de bestaande situatie).

2.1.2.7 Ammoniak.

Zie ook antwoorden verderop. Omdat de uitlaat van de DeNO_x wordt gevoerd naar in de inlaat van de condensatie stap van het proces wordt de gasstroom uit de DeNO_x gewassen met zuur water. Daardoor zal de ammoniak in het rookgas verwaarloosbaar zijn.

2.2 Vraag 2 – BAT 57 en de Bubble

2.2.1 Vraag

Volgt uit de BBT toets van BAT 57 dat de CCS installatie niet onder de NO_x bubble valt?

2.2.2 Antwoord

In onze visie blijft de totale bubble gelden voor de hele Raffinaderij. Door de verwijdering van het CO₂ wordt de rookgasbubble 8% kleiner (zie uitleg in paragraaf 2.1 op pagina 3). Omdat de afname van de massastroom stikstof veel groter is dan deze afname daalt de concentratie in deze overall bubble. Zou het rookgas van de nieuwe schoorsteen buiten de bubble worden gelaten, dan blijven de concentraties van de overblijvende bubble altijd 150 mg/nm³ en dus voldoen aan de bestaande vergunningen. De nieuwe schoorsteen zelf zou dan dalen naar ruim 80 mg/Nm³.

2.3 Vraag 3 – SO₂ in BAT 58 en de Bubble

2.3.1 Vraag

De HPU fornuizen hebben een grote bijdrage in de SO₂ emissie. Onze vraag is dit te beschouwen in de BBT toets van BAT 58.

2.3.2 Antwoord.

Als we de resterende hoeveelheid rookgas van de nieuwe afvanginstallatie in de bubble houden dan neemt de totale hoeveelheid rookgas af met ruim 8%. De actuele emissies van SO₂ liggen ver onder de limiet van 35 mg/Nm³.

Zouden we de hoeveelheid rookgas van de nieuwe fabriek niet insluiten in de bubble, dan neemt de totale hoeveelheid rookgas af met 32%. Ook dan blijft de resterende bubble ruim onder de limiet.

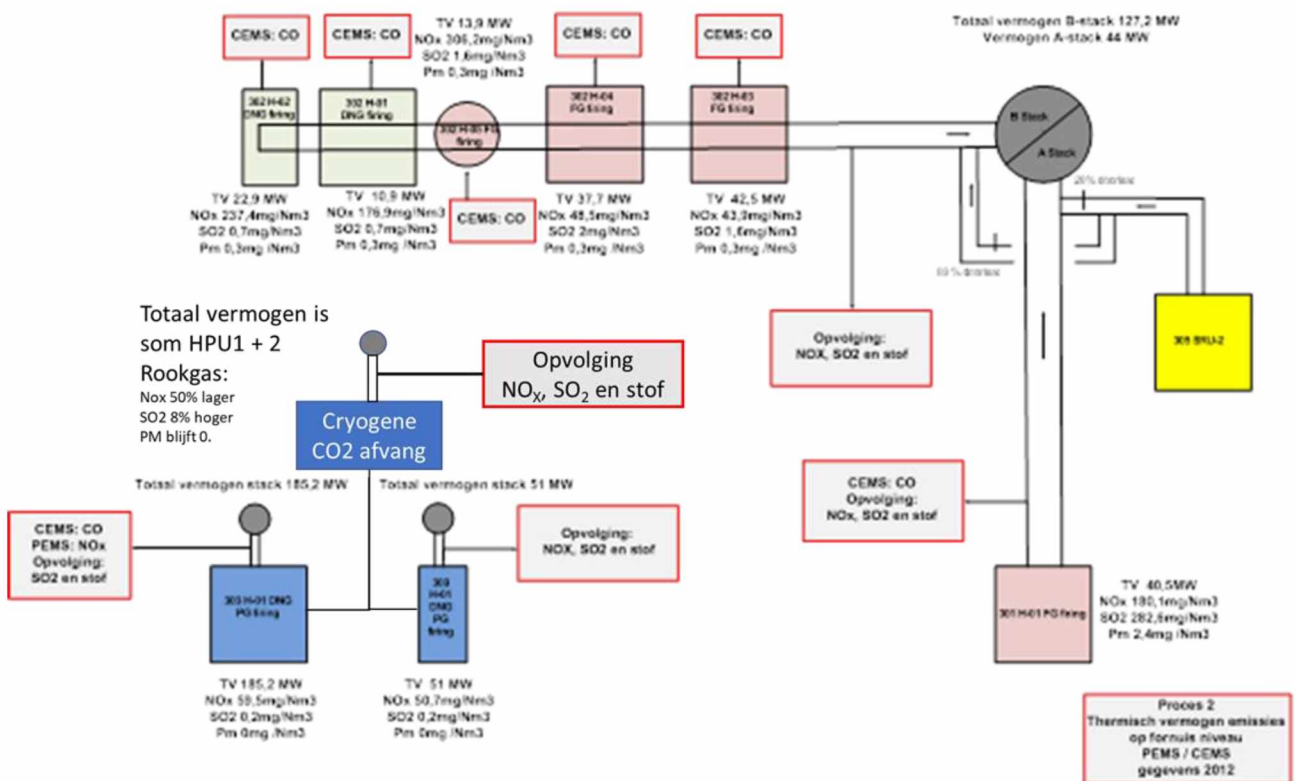
2.4 Vraag 4. Stroomschema

2.4.1 Vraag

Kunt u een aangepast stroomschema stookinstallaties zoals opgenomen als bijlage 2 in de revisievergunning toevoegen?

2.4.2 Antwoord

Zie figuur 1 op pagina 5.



Figuur 1. Stroomschema met CCS fabriek

2.5 Vraag 5 – operatietijd

2.5.1 Vraag.

Hoeveel uren per jaar zijn de fornuizen HPU-2 309 H09 en HPU-1 303 H-01 in bedrijf en worden deze tegelijk ingezet?

2.5.2 Antwoord.

Gemiddeld worden beide fornuizen (gelijk ingezet) en gedraaid gedurende 96% van de tijd. Per jaar kan dit fluctueren i.v.m. de turnarounds.

2.6 Vraag 6 – locatie nieuwe schoorsteen

2.6.1 Vraag.

Op pagina 3 van de BREF-toets staat dat er sprake is van een nieuwe schoorsteen. Waar in figuur 2 van de BREF-toets (stroomschema) staat dit emissiepunt?

2.6.2 Antwoord

In figuur 2 van de BREF toets komt dit emissiepunt uit de coldbox. Het zijn de non-condensables uit de cryogene stap. Deze worden behandeld in de DeNOx van de installatie. Het afgas van de DeNOx gaat terug naar de feed-gas cooling. Vervolgens gaat het gas daaruit naar een eerste compressiestap. Het afgas van die stap gaat naar de schoorsteen. Zie ook figuur 1 van de BREF toets op pagina 2.

2.7 Vraag 7 – Emissiepunt en monitoring

2.7.1 Vraag

Er is nog onduidelijkheid over het nieuwe emissiepunt (of emissiepunten naar lucht). Hierom graag “bijlage 14 van het OLO-papierenformulier” invullen voor alle componenten en voor alle nieuwe emissiepunten (zie bijlage 1 van dit advies). Ook graag het gedeelte over monitoring invullen, ondanks dat in de BREF-toets is aangegeven dat wordt aangesloten bij de huidige monitoringseisen. Het is namelijk belangrijk om in de aanvraag scherp te hebben wat precies wordt aangevraagd (i.p.v. te verwijzen naar de vigerende vergunning).

2.7.2 Antwoord

Wat we zeker weten is:

1. Het droge rookgas uit HPU 1 en HPU 2 bestaat voor 75% uit Stikstof, ruim 21% CO₂ en wat restjes O₂ en Ar. We kennen de huidige hoeveelheid rookgas en we hebben een monitoringsplan om dit uit te rekenen.
2. Het CO₂ wordt afgevangen. We zullen dan de hoeveelheid rookgas moeten verminderen met de afgevangen CO₂. Hiervoor zullen we een berekening moeten opzetten.
3. Er is een goedgekeurd monitoringsplan voor alle componenten (SO_x, NO_x, Stof, enzovoorts). Een voorbeeld (NO_x) hiervan is te vinden in de bijlage. Dit monitoringsplan zal moeten worden aangepast voor de veranderde hoeveelheid rookgas.
 - a. De productie van SO_x, stof, enzovoorts verandert niet noemenswaardig dus deze emissies kunnen opnieuw worden uitgerekend met een verminderde hoeveelheid rookgas.
 - b. De productie van NO_x vermindert wel. We zullen daarover afspraken moeten maken. In het huidige systeem wordt daar gebruik gemaakt van een gevalideerde en gekalibreerde virtuele analyser (PEMS) die de NO_x uitrekent aan de hand van proces parameters. We zullen moeten nagaan of periodieke metingen dan wel meer online technieken nodig zijn of dat we de bestaande metingen als uitgangspunt nemen en die herleiden via een regelmatig te bepalen recovery factor voor de NO_x die verwijderd wordt door het nieuwe proces (kan bijvoorbeeld door de nieuwe DeNO_x online te volgen).

Het is daarom te vroeg om nu al precies te zeggen wat het meetprotocol wordt. We weten al veel maar we moeten nog detailafspraken maken en de techniek nader bekijken. Voorstel is om in de vergunning een termijn af te spreken waarbinnen het gewijzigde meetprotocol wordt gevalideerd door DCMR.

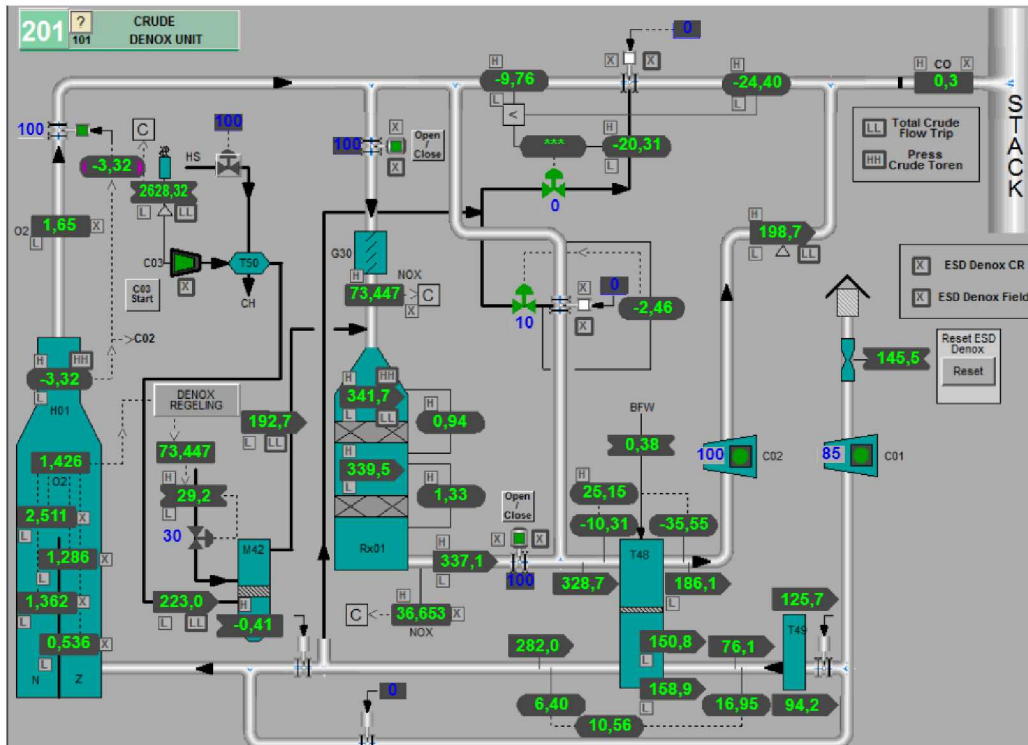
2.8 Vraag 8. Correcte werking DeNO_x

2.8.1 Vraag

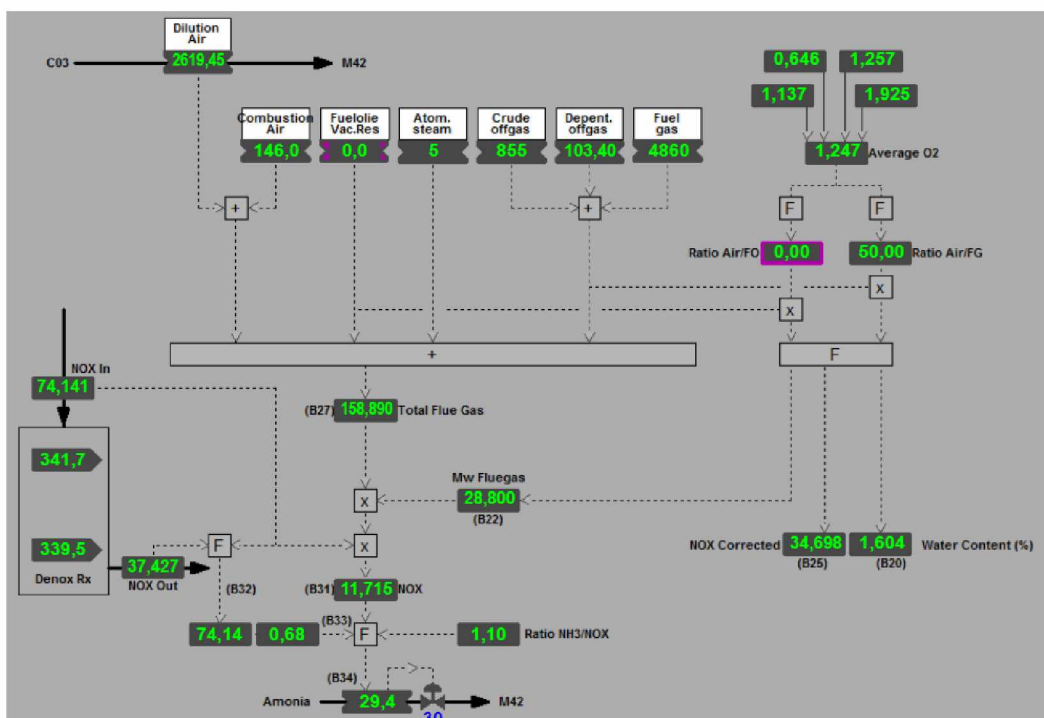
Hoe wordt een correcte werking van de DeNO_x geborgd?

2.8.2 Antwoord

We gaan uit van dezelfde methode als bij de DeNO_x in het Crude fornuis (zie Figuur 2 en Figuur 3). We bepalen de NO_x in en de NO_x uit met een analyser en passen de ammonia injectie aan om het juiste rendement te krijgen. Eindresultaat wordt gevolgd volgens het monitoringsprotocol voor de schoorsteen van de CO₂ afvang.



Figuur 2. Denox Crude unit



Figuur 3. DeNO_x DeNO_x regeling Crude fornuis

2.9 Vraag 9 – Ammoniak uitstoot

2.9.1 Vraag.

Wordt vanwege de SCR voor luchtmissie de parameter ammoniak aangevraagd en is er een continu NH₃ analyzer voorzien overeenkomstig BBT 4?

2.9.2 Antwoord.

Volgens het ontwerp van de fabriek zal er slechts een verwaarloosbare hoeveelheid ammoniak (ver onder de norm van het activiteitenbesluit) overblijven in de gasfase. Een analyser is bijgevolg niet nodig. Na opstart zullen we enkele controlemetingen doen om dit te bevestigen.

Het gas uit de DeNO_x wordt teruggeleid naar de koelstap van het gas uit de fornuizen van de waterstofplants. In die stap condenseert water dat bovendien zuur is (door de NO_x). Bijgevolg zal het Ammonia oplossen in water.

2.10 Vraag 10 - Storingsemisies

2.10.1 Vraag

Wat zijn de storingsemisies / niet reguliere emissies in mg/Nm³ en hoe wordt daar mee omgegaan?

2.10.2 Antwoord

Het slechtste geval is dat de eenheid volledig uitvalt. Als dat gebeurt worden de emissies gelijk aan de huidige emissies die binnen de normen vallen. Het gevolg kan zijn dat er CO₂ rechten gekocht zouden moeten worden.

In de praktijk weten we dat een DeNO_x af en toe voor korte periodes wordt afgeschakeld. Dat zou ertoe kunnen leiden dat de lokale NO_x emissie verhoogt (maar niet noodzakelijkerwijs leidt tot overschrijdingen. We zullen dan moeten vragen om een Buitengewone Bedrijfsomstandigheid waarin we ofwel de hele eenheid afschakelen (maar dan geen CO₂ afvang meer) ofwel moeten nagaan in welke mate de NO_x overschrijding plaats vindt.

2.11 Vraag 11 – NOX emissies bij storingen

2.11.1 Vraag

Hoeveel stikstofoxiden komen vrij ten gevolge van deze storingsemisie (concentratie en vracht)

2.11.2 Antwoord

Deze hoeveelheden zijn gelijk aan de emissies van vandaag.

2.12 Vraag 12 – CCS buiten gebruik

2.12.1 Vraag

Als de CCS installatie niet in gebruik is, dan wordt er geëmitteerd via de bestaande schoorstenen van de HPU1 en HPU2 volgens de BBT-toets. Hoeveel uur per jaar zal de CCSinstallatie niet worden gebruikt en wat zijn de te verwachten emissies in mg/Nm³ per jaar?

2.12.2 Antwoord

De emissies zullen gelijk worden aan de huidige operatie als de CCS niet draait en de HPU's wel. Het streven wordt om alle fabrieken met dezelfde beschikbaarheid en betrouwbaarheid te opereren: dat is met een beschikbaarheid van 96%. Dat betekent dat de CCS draait als de HPU's draaien.

3. BIJLAGE 1 - NO_x-MONITORINGSPLAN



Zeeland Refinery N.V.

INHOUDSOPGAVE.	2
1. ALGEMENE BEDRIJFSGEGEVENS.	4
1.1. Algemene Gegevens Bedrijfslocatie.	4
1.2. Hoofdpijnen Bedrijfsactiviteiten.	4
2. MONITORINGSMETHODIEK.	5
2.1. Overzicht van alle NO_x-bronnen.	5
2.2. Bepaling van de Emissie.	6
2.2.1. <i>Constante Emissiefactor en Periodieke Bepaalde Emissiefactor.</i>	7
2.2.2. <i>Continue Bepaalde Emissiefactor.</i>	7
2.2.2.1. <i>CEMS.</i>	7
2.2.2.2. <i>PEMS.</i>	8
2.3. Procesparameters.	10
2.3.1. <i>Installatie x.</i>	10
2.3.2. <i>Bronstroom y.</i>	10
2.3.3. <i>Bronstroomdebiet A.</i>	10
2.3.4. <i>Calorische Waarde B.</i>	10
2.3.5. <i>Emissiefactor C.</i>	10
2.3.5.1. <i>Constante Emissiefactor.</i>	11
2.3.5.2. <i>Periodiek Bepaalde Emissiefactor.</i>	11
2.3.5.3. <i>Continue Bepaalde Emissiefactor.</i>	12
2.3.6. <i>SCR Tijdfractie f.</i>	13
2.3.7. <i>NO_x-emissie D.</i>	13
2.3.8. <i>Rookgasdebiet F.</i>	14
2.3.9. <i>Rookgasfactor E.</i>	15
2.4. Bepaling van de NO_x-emissieconcentratie.	15
3. WIJZIGINGEN.	16
4. VAN METEN TOT RAPPORTEREN.	17
4.1. Schematisch Overzicht.	17
4.2. Primaire Meetgegevens.	18
4.2.1. <i>Ruwe Meetdata.</i>	18
4.2.2. <i>Laboratoriumwaarden.</i>	18
4.2.3. <i>Factuurgegevens.</i>	18
4.3. Berekeningen.	19
4.4. Massabalanscorrectiefactor.	19
4.5. Rapportage.	20
4.5.1. <i>Maandrapportage.</i>	20
4.5.2. <i>Emissiejaarverslag.</i>	20
4.5.3. <i>Verificatie Emissiejaarverslag.</i>	20

5.	BEDRIJFSINTERNE VALIDATIE.	21
5.1.	Meetinstrumenten.	21
5.2.	On-line Analyzers.	21
5.3.	Laboratoriumanalyseapparatuur.	22
5.4.	Computerapparatuur en Applicaties.	23
5.5.	Balanceren.	23
5.6.	Emissiejaarverslag en Toetsing aan de Omgevingsvergunning.	23
6.	KWALITEITSBORGING.	24
6.1.	Interne en Externe Audits.	24
6.2.	Documentenbeheer.	24
6.3.	Register van Registraties.	25
6.4.	Opslag van Informatie.	25
6.5.	Verandering, Modificatie, Nieuwbouw.	25
6.6.	Monsternamepunten.	25
6.7.	Uitbesteding.	25
7.	ORGANISATIE.	26
7.1.	Organogram.	26
7.2.	Taken, Bevoegdheden en Verantwoordelijkheden.	27
8.	AFKORTINGEN EN DEFINITIES.	28
Bijlage I.	Bronstromen en Installaties.	29
Bijlage II.	Meetinstrumenten.	34

1. ALGEMENE BEDRIJFSGEGEVENS.

1.1. Algemene Gegevens Bedrijfslocatie.

Tabel 1.1. Algemene gegevens van de bedrijfslocatie.

gegevens bedrijfslocatie	
naam	Zeeland Refinery N.V.
bezoekadres	Luxemburgweg 1, 4455 TM Nieuwdorp
postadres	Postbus 210, 4380 AE Vlissingen
telefoonnummer	+ 31 – (0) 113 – 619 000
faxnummer	+ 31 – (0) 113 – 613 644
vergunninghouder	Zeeland Refinery N.V. 5.1.2,e (General Manager)
eventuele gemachtigde	5.1.2,e (Manager HSEQ)
naam van de eigenaar van de inrichting	Total (55 %) & LukOil (45 %)
moedermaatschappij	Total S.A. & LukOil

gegevens contactpersoon	
naam	ir. 5.1.2,e
functie	Environmental Engineer
telefoonnummer	+ 31 – (0) 113 – 619 263
e-mail	5.1.2,e @total.com

gegevens plaatsvervanger	
plaatsvervanger	ir. 5.1.2,e
functie	Superintendent Environmental Section
telefoonnummer	+ 31 – (0) 113 – 619 352
e-mail	5.1.2,e @total.com

gegevens lokaal bevoegd gezag	
lokaal bevoegd gezag	DCMR Milieudienst Rijnmond, vestiging Zeeland
naam	5.1.2,e
functie	Coördinator afdeling vergunningverlening
telefoonnummer	+ 31 – (0) 6 – 5120 4844
e-mail	5.1.2,e 5.1.2,e 5.1.2,e @dcmr.nl

Tabel 1.2. Aanwezige managementsystemen / -methodieken.

managementsysteem / -methodiek	omschrijving	status
kwaliteit	ISO 9001:2015	actief
energie	ISO 50001:2011	actief
milieu	ISO 14001:2015	actief
inspectie / NL-KVG	NEN-EN-ISO 17020	actief

1.2. Hoofdlijnen Bedrijfsactiviteiten.

Voor het overzicht van de hoofdlijnen van de bedrijfsactiviteiten wordt verwezen naar Hoofdstuk O,

“Niet-technische Samenvatting” van de aanvraag van de revisievergunning van Zeeland Refinery N.V.

2. MONITORINGSMETHODIEK.

2.1. Overzicht van alle NO_x-bronnen.

De installaties waar NO_x-emissie plaats vindt zijn alle verbrandingsinstallaties van de raffinaderij, beide zwavelterugwinningseenheden en beide fakkels.

Tabel 2.1. geeft een overzicht van alle installaties van de raffinaderij die NO_x uitstoten en van de bronstromen die bij de verschillende installaties betrokken zijn. Bijlage I. geeft een nadere beschrijving van de betreffende bronstromen.

Tabel 2.1. Overzicht van NO_x-bronnen.

installatie x	bronstroom y											NO _x -emissiepunt
	RFG1	RFG2v	DNG	COG	DOG	NCG	PG1	PG2	FG1	FG2	D	
070G01			V _b						V _a			fakkel 070G01
070H04			V _b							V _a		fakkel 070H04
072H01A	V _a		V _b									schoorsteen 070H01
072H01B	V _a		V _b									
072H03		V _a	V _b									
201H01	V _a			V _b	V _b							
211H01	V _a											
211H02	V _a											
211H03	V _a											
221H01	V _a											
221H02	V _a											
221H03	V _a											
221H04A	V _a											
221H04B	V _a											
221H09	V _a											
231H01	V _a											
293H01			V _b									
293H03		V _b										
301H01		V _a	V _b			V _b						
302H01			V _a									
302H02			V _a									
302H03		V _a										
302H04		V _a										
302H05		V _a										
305H01			V _b									
305H02			V _b									
303H01		V _b	V _a				V _a					schoorsteen 303H08
309H01			V _a					V _a				schoorsteen 309H06
736H01											V _b	uitlaten dieselmotoren

V_a = verbrandingsemis­sie (voornaamste bronstroom);

V_b = verbrandingsemis­sie (bronstroom van kleine omvang).

Zie ook tabel B.1.3. (Bijlage I.) voor een schematisch overzicht van alle procesinstallaties.

2.2. Bepaling van de Emissie.

De berekening van NO_x-emissie van een installatie is afhankelijk van de methodiek waarmee de NO_x-emissiefactor wordt bepaald. De volgende drie methodieken worden onderscheiden:

- *constante emissiefactor,*
- *periodieke bepaling emissiefactor,*
- *continue bepaling emissiefactor.*

De onderstaande tabel toont welke methodiek voor welke installatie van toepassing is. Vervolgens worden de methodieken nader beschreven

Tabel 2.2. Bepalingsmethodiek.

meetlocatie	installatie x	methodiek
fakkel 070G01	070G01	constante emissiefactor
fakkel 070H04	070H04	
subkanaal schoorsteen 070H01 (stoomketels)	072H01A	periodieke bepaling emissiefactor door meetinstituut <i>(wanneer tenminste één stoomketel normaal in bedrijf is)</i>
	072H01B	
	072H03	
subkanaal schoorsteen 070H01 (crude fornuis)	201H01	continue bepaling emissiefactor met NO _x -CEMS
subkanaal schoorsteen 070H01 (2000 / 3000 blok)	211H01	periodieke bepaling emissiefactor door meetinstituut, en later continue bepaling emissiefactor met NO _x -CEMS (NO _x -CEMS wordt gehanteerd zodra beschikbaar, realisatie uiterlijk in 2020)
	211H02	
	211H03	
	221H01	
	221H02	
	221H03	
	221H04A	
	221H04B	
	221H09	
231H01		
subkanaal schoorsteen 070H01 (SRU3)	293H01	constante emissiefactor
	293H03	
subkanaal schoorsteen 070H02 (A-stack Process 2)	301H01	periodieke bepaling emissiefactor door meetinstituut
subkanaal schoorsteen 070H02 (B-stack Process 2)	302H01	periodieke bepaling emissiefactor door meetinstituut, en later continue bepaling emissiefactor met NO _x -CEMS (NO _x -CEMS wordt gehanteerd zodra beschikbaar, realisatie uiterlijk in 2020)
	302H02	
	302H03	
	302H04	
	302H05	
subkanaal schoorsteen 070H02 (SRU2)	305H01	constante emissiefactor
	305H02	

schoorsteen (HPU1)	303H08	303H01	continue bepaling emissiefactor met NO _x -PEMS
schoorsteen (HPU2)	309H06	309H01	periodieke bepaling emissiefactor door meetinstituut
uitlaten dieselmotoren		736H01	constante emissiefactor

2.1. Constante Emissiefactor en Periodieke Bepaalde Emissiefactor.

De berekening van de NO_x-emissie bij constante emissiefactor en periodieke bepaalde emissiefactor is gebaseerd op de volgende algemene formule:

$$\text{NO}_x\text{-emissie} = \text{bronstroomdebiet} * \text{verbrandingswaarde} * \text{emissiefactor} \quad (10)$$

Formule (10) wordt verder uitgewerkt tot de formules (11) en (12).

De partiële NO_x-emissie D_{x,y,z} van installatie x met bronstroom y in maand z wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$D_{x,y,z} = 10^{-3} * A_{x,y,z} * B_{y,z} * C_{x,y} \quad (11)$$

De NO_x-emissie D_{x,z} van installatie x in maand z is:

$$D_{x,z} = \sum_{y=1}^n D_{x,y,z} \quad (12)$$

2.2.2. Continue Bepaalde Emissiefactor.

Er zijn twee methoden om de NO_x-emissiefactor continu te meten:

- CEMS,
- PEMS.

Beide methoden worden nader toegelicht.

2.2.2.1. CEMS.

De berekening van de NO_x-emissie bij een door een CEMS bepaalde emissiefactor is gebaseerd op de volgende algemene formule:

$$D_{x,h} = 10^{-6} * [\text{NO}_x]_{\text{CEMS}} * \sum_{y=1}^n [E_y * A_{x,y,h}] \quad (20)$$

De grootte [NO_x]_{CEMS} van de CEMS van NO_x is opgebouwd uit drie stappen:

1. QAL2-kalibratie van de continu gemeten parameters NO_x en H₂O en O₂
2. correctie van de parameters NO_x en O₂ naar 0 %vol H₂O
3. correctie van de parameter NO_x naar 3 %vol O₂

De volgende drie meetinstrumenten worden gehanteerd:

- [NO_x]_{analyzer} = met analyzer gemeten NO_x-concentratie (mg/Nm³);
- [H₂O]_{analyzer} = met analyzer gemeten H₂O-concentratie (%vol);

$[O_2]_{\text{analyzer}}$ = met analyzer gemeten O_2 -concentratie (%vol).

De drie stappen van de CEMS worden nader toegelicht.

Stap 1, QAL2-kalibratie van de parameters NO_x en H_2O en O_2

De kalibratie wordt uitgevoerd conform de bepalingen beschreven in document Praktijkblad QAL2 CEMS / PEMS (VROM SenterNovem 1101104 Praktijkbladen NEN-EN 14181 d.d. 26 april 2017).

$$[NO_x]_{\text{gekalibreerd}} = a_{\text{CEMS},NO_x} * [NO_x]_{\text{analyzer}} + b_{\text{CEMS},NO_x} \quad (21)$$

$$[H_2O]_{\text{gekalibreerd}} = a_{\text{CEMS},H_2O} * [H_2O]_{\text{analyzer}} + b_{\text{CEMS},H_2O} \quad (22)$$

$$[O_2]_{\text{gekalibreerd}} = a_{\text{CEMS},O_2} * [O_2]_{\text{analyzer}} + b_{\text{CEMS},O_2} \quad (23)$$

Stap 2, correctie van de parameters NO_x en O_2 naar 0 %vol H_2O

$$[NO_x]_{\text{droog}} = (100 / (100 - [H_2O]_{\text{gekalibreerd}})) * [NO_x]_{\text{gekalibreerd}} \quad (24)$$

$$[O_2]_{\text{droog}} = (100 / (100 - [H_2O]_{\text{gekalibreerd}})) * [O_2]_{\text{gekalibreerd}} \quad (25)$$

Stap 3, correctie van de parameter NO_x naar 3 %vol O_2

$$[NO_x]_{\text{CEMS}} = ((21 - 3) / (21 - [O_2]_{\text{droog}})) * [NO_x]_{\text{droog}} \quad (26)$$

De grootheid $[NO_x]_{\text{CEMS}}$ wordt uitgedrukt in de eenheid "mg/Nm³" in de standaard conditie "273 K & 101,3 kPa & droog & 3 %vol O_2 ".

De CEMS-factoren a_{CEMS} en b_{CEMS} worden elke vijf jaar vastgesteld en elk jaar gecontroleerd door een geaccrediteerd meetinstituut.

2.2.2.2. PEMS.

De berekening van de NO_x -emissie bij een door een PEMS bepaalde emissiefactor is gebaseerd op de volgende algemene formule:

$$D_{x,h} = 10^{-3} * (a_{\text{PEMS}} * (A_{\text{PEMS}} * \sum_{y=1}^n [A_{x,y,h} * B_{y,h}] + B_{\text{PEMS}}) + b_{\text{PEMS}}) \quad (30)$$

De PEMS-factoren A_{PEMS} en B_{PEMS} van installatie 303H01 zijn tijdens de metingen op 20, 24 en 25 juni 2008 vastgesteld. De waarden zijn $A_{\text{PEMS}} = 7,8906$ en $B_{\text{PEMS}} = 6642,34$. De resultaten zijn gepresenteerd in het rapport van KEMA d.d. 30 oktober 2008, ref. # 50863218-TOS/TCM 08-7140. Deze PEMS-factoren worden door een geaccrediteerd meetinstituut geactualiseerd als de configuratie van de betreffende installatie is veranderd.

De PEMS-factoren a_{PEMS} en b_{PEMS} worden elke vijf jaar vastgesteld en elk jaar gecontroleerd door een geaccrediteerd meetinstituut.

Aanvullende Calculatie.

De NO_x-emissie D_{x,z} van installatie x in maand z is:

$$D_{x,z} = \sum_{h=1}^{hh} D_{x,h} \quad (40)$$

De totale NO_x-emissie D_z in maand z wordt bepaald met de formule:

$$D_z = \sum_{x=1}^m D_{x,z} \quad (41)$$

De totale NO_x-emissie D in het hele jaar is van de gehele inrichting is:

$$D = \sum_{z=1}^{12} D_z \quad (42)$$

waarbij:

A _{x,y,h}	=	bronstroomdebiet (t/u) van installatie x en bronstroom y in uur h;
A _{x,y,z}	=	bronstroomdebiet (t/m) van installatie x en bronstroom y in maand z;
B _{y,h}	=	verbrandingswaarde (GJ/t) van bronstroom y in uur h;
B _{y,z}	=	gemiddelde verbrandingswaarde (GJ/t) van bronstroom y in maand z;
C _{x,y}	=	emissiefactor (g/GJ) van installatie x en bronstroom y;
D _{x,y,z}	=	partiële NO _x -emissie (kg/m) van installatie x en bronstroom y in maand z;
D _{x,h}	=	NO _x -emissie (kg/u) van installatie x in uur h;
D _{x,z}	=	NO _x -emissie (kg/m) van verbrandingsinstallatie x in maand z;
D _z	=	totale maand NO _x -emissie (kg/m) van de gehele inrichting in maand z;
D	=	totale jaar NO _x -emissie (kg/j) van de hele inrichting in een heel jaar;
E _y	=	rookgasfactor (Nm ³ /t) van bronstroom y bij standaard condities;
[NO _x] _{analyzer}	=	met analyzer gemeten NO _x -concentratie (mg/Nm ³) bij T = 273 K en P = 101,3 kPa;
[H ₂ O] _{analyzer}	=	met analyzer gemeten H ₂ O-concentratie (%vol) bij T = 273 K en P = 101,3 kPa;
[O ₂] _{analyzer}	=	met analyzer gemeten O ₂ -concentratie (%vol) bij T = 273 K en P = 101,3 kPa;
[NO _x] _{CEMS}	=	NO _x -concentratie (mg/Nm ³) bij standaard condities;
a _{CEMS}	=	kalibratiefactor (dimensie loos), te bepalen door het meetinstituut;
a _{PEMS}	=	kalibratiefactor (dimensie loos), te bepalen door het meetinstituut;
b _{CEMS}	=	kalibratiefactor (mg/Nm ³), te bepalen door het meetinstituut;
b _{PEMS}	=	kalibratiefactor (g/u), te bepalen door het meetinstituut;
A _{PEMS}	=	PEMS-factor (g/GJ), te bepalen door het meetinstituut;
B _{PEMS}	=	PEMS-factor (g/u), te bepalen door het meetinstituut;
x	=	installatie;
y	=	bronstroom;
m	=	aantal installaties van de inrichting;
n	=	aantal bronstromen van installatie x;
h	=	uur van maand z;
hh	=	aantal uren van maand z;
z	=	maand;
factor "21"	=	zuurstofconcentratie (%vol) van lucht;

factor "3" = referentie zuurstofconcentratie (%vol) van droog rookgas.

2.3. Procesparameters.

2.3.1. Installatie x.

Onder installatie wordt verstaan alle installaties waar zich NO_x kan vormen. Het betreft hier de installaties: *fornuizen, stoomketels, fakkels* en *zwavel terugwinning eenheden*. In het totaal zijn er m installaties bij ZR aanwezig.

Tabel B.1.3. (Bijlage I.) geeft een overzicht van alle procesinstallaties.

2.3.2. Bronstroom y.

In de installaties zijn één of meerdere typen bronstromen betrokken bij de vorming van NO_x . Het betreft hier: *alle brandstoffen* en *fakkelgas*; inclusief waakvlam en ondersteuningsgas. Het totaal aantal bronstromen per installatie x is n.

De tabellen B.1.1. en B.1.2. (Bijlage I.) geven een overzicht van alle bronstromen.

2.3.3. Bronstroomdebiet A.

Alle bronstroomdebieten worden continu gemeten met behulp van debietmeetinstrumenten. Het betreft voornamelijk orificemetingen die gecorrigeerd worden naar druk (bij gas), temperatuur en dichtheid. De gecorrigeerde volumedebietmeetwaarden worden omgerekend naar massadebietmeetwaarden. Vervolgens worden de massadebietmeetwaarden gebalanceerd.

De brandstof (bronstroom) benodigd voor de waakvlam van de betreffende installaties is verdisconteerd in het bronstroomdebiet.

Bij start- en stopcondities wordt het bronstroomdebiet op dezelfde manier geregistreerd.

Alle waarden worden minimaal tien jaar als uurgemiddelden opgeslagen in de DAC / IP21.

Tabel B.2.1. (Bijlage II.) geeft een overzicht van alle debietmeetinstrumenten.

2.3.4. Calorische Waarde B.

De calorische waarde B_y van aardgas ($y = \text{DNG}$), van raffinaderijgas 1 ($y = \text{RFG1}$) en van raffinaderijgas 2 verbranding ($y = \text{RFG2v}$) wordt continu bepaald met behulp van calorischewaardeanalyser (Wobbe-analyzer) 303AI163 respectievelijk 071AI031 respectievelijk 303AI160. Alle waarden worden minimaal tien jaar als uurgemiddelden opgeslagen in de DAC / IP21.

De calorische waarden van de andere bronstromen worden periodiek door het laboratorium bepaald. Zie tabel B.1.2. voor de gehanteerde frequentie.

2.3.5. Emissiefactor C.

Er wordt het volgende onderscheid in NO_x -emissiefactoren gemaakt:

- *constante emissiefactor,*
- *periodiek bepaalde emissiefactor,*
- *continue bepaalde emissiefactor.*

In het meest ideale geval is er een individuele NO_x -emissiefactor $C_{x,y}$ per installatie x en per bronstroom y. Tot enige tijd geleden konden er verschillende vloeibare bronstromen worden

ingezet op diverse installaties, dit gaf aanzienlijke verschillen in de individuele NO_x-emissiefactor.

De NO_x-emissiefactoren van bronstromen van kleine omvang worden gelijk verondersteld aan die van de voornaamste bronstroom van de betreffende installatie omdat het technisch niet uitvoerbaar is dit individueel te bepalen. Bij beide Waterstof Productie Eenheden is het technisch niet mogelijk om een voornaamste bronstroom separaat in te zetten, de NO_x-emissiefactoren per installatie worden gelijk verondersteld.

Indien de NO_x-emissiefactor op een subkanaal wordt bemeten waar meerdere installaties op zijn aangesloten, wordt verondersteld dat de gemeten NO_x-emissiefactor voor elke individuele installatie geldt.

3.5.1. Constante Emissiefactor.

Een constante NO_x-emissiefactor wordt gehanteerd in de gevallen waarbij het redelijkerwijs niet mogelijk is om deze middels een meting te bepalen. Onderstaand schema toont de emissiefactoren die worden gehanteerd bij standaard condities.

Tabel 2.3. Schema.

meetlocatie	installatie x	emissiefactor C _{x,y}	toelichting
fakkel 070G01	070G01	50 g/GJ	deze beide waarden zijn vastgelegd in het door de NEa gevalideerde CO ₂ - / NO _x -monitoringsprotocol, revisie 3, d.d. 22 april 2005 (brief NEa d.d. 9 juni 2005, kenmerk 05/1388)
fakkel 070H04	070H04		
subkanaal schoorsteen 070H01	293H01		
	293H03		
subkanaal schoorsteen 070H02	305H01		
	305H02		
uitlaten dieselmotoren	736H01	150 g/GJ	

2.3.5.2. Periodiek Bepaalde Emissiefactor.

De periodiek te bepalen NO_x-emissiefactoren (gerapporteerd bij standaard condities) worden door een daarvoor geaccrediteerd meetinstituut uitgevoerd conform de geldende normen. Het meetinstituut stelt een meetrapport op met daarin de vermelding van de meetresultaten en de meetonzekerheid.

Tabel 2.4. Meetschema.

meetlocatie	installatie x	meetfrequentie
subkanaal schoorsteen 070H01	072H01A	jaarlijks (wanneer tenminste één stoomketel normaal in bedrijf is)
	072H01B	
	072H03	
subkanaal schoorsteen 070H01	211H01	twee maal per jaar tot NO _x -CEMS operationeel
	211H02	
	211H03	
	221H01	
	221H02	
	221H03	
	221H04A	
	221H04B	
221H09		

		231H01	
subkanaal 070H02	schoorsteen	301H01	jaarlijks
subkanaal 070H02	schoorsteen	302H01	twee maal per jaar tot NO _x -CEMS operationeel
		302H02	
		302H03	
		302H04	
		302H05	
schoorsteen 309H06		309H01	jaarlijks

De nieuw bepaalde emissiefactor wordt gehanteerd in de eerst volgende maandrapportage van de NO_x-emissie volgend op de datum van uitvoering van de meting. Echter na een technische aanpassing van een installatie x die tot gevolg heeft gehad dat de emissiefactor systematisch is veranderd, bijvoorbeeld door het plaatsen van een ander type branders, wordt de nieuwe emissiefactor reeds gehanteerd in de eerst volgende maandrapportage van de NO_x-emissie nadat de technische aanpassing van de betreffende installatie x is uitgevoerd. Het is in deze situatie van belang dat zo spoedig mogelijk na een dergelijke aanpassing de emissiefactor opnieuw wordt bepaald door het externe meetinstituut.

2.3.5.3. Continu Bepaalde Emissiefactor.

Met een CEMS of een PEMS worden de NO_x-emissiefactoren (gerapporteerd bij standaard condities) continu bepaald.

Een CEMS en een PEMS is een continu meetsysteem dat bij ingebruikname door een geaccrediteerd meetinstituut wordt gevalideerd conform de geldende normen. Vervolgens vindt er jaarlijks een toetsing plaats door een geaccrediteerd meetinstituut om de juiste werking te controleren conform de geldende normen.

Het meetinstituut stelt een meetrapport op met daarin de vermelding van de meetresultaten en de meetonzekerheid van de betreffende meetsystemen.

Tabel 2.5. Overzicht continu meetsystemen.

meetlocatie		installatie x	continu meetsysteem
subkanaal 070H01	schoorsteen	201H01	NO _x -CEMS
subkanaal 070H01	schoorsteen	211H01	NO _x -CEMS (realisatie uiterlijk in 2020)
		211H02	
		211H03	
		221H01	
		221H02	
		221H03	
		221H04A	
		221H04B	
		221H09	
231H01			
subkanaal 070H02	schoorsteen	302H01	NO _x -CEMS (realisatie uiterlijk in 2020)
		302H02	
		302H03	
		302H04	
		302H05	
schoorsteen 303H08		303H01	NO _x -PEMS

Wanneer een continu meetsysteem (CEMS, PEMS) korter dan één etmaal niet beschikbaar is, of geen betrouwbare gegevens produceert, wordt de laatst bepaalde NO_x-emissiefactor “bevroren”.

Wanneer een continu meetsysteem (CEMS, PEMS) langer dan één etmaal niet beschikbaar is, of geen betrouwbare gegevens produceert, wordt de meest recent bepaalde NO_x-emissiefactor gehanteerd die het betreffende meetinstituut heeft gerapporteerd.

2.3.6. SCR Tijdfractie *f*.

Opgemerkt dient te worden dat installatie x = 201H01 voorzien is van een installatie voor selectieve katalytische reductie (SCR) ter verwijdering van NO_x uit de rookgassen van dit fornuis. Het verwijderingsrendement wordt met behulp van twee NO_x-analyzers continu opgevolgd, deze gegevens worden in de centrale computer als uurgemiddelden meerdere jaren bewaard.

Het in bedrijf zijn van de SCR-installatie wordt met behulp van de volgende formule tot uiting gebracht:

$$C_{x,y} = f * C_{1,x,y} + (1 - f) * C_{2,x,y} \quad (50)$$

waarbij:

$C_{x,y}$ = emissiefactor (g/GJ) van installatie x en bronstroom y;
 $C_{1,x,y}$ = emissiefactor (g/GJ) van verbrandingsinstallatie x en brandstoftype y gemeten ná de SCR-installatie, als deze in bedrijf is;
 $C_{2,x,y}$ = emissiefactor (g/GJ) van verbrandingsinstallatie x en brandstoftype y gemeten vóór de SCR-installatie;
 f = tijdfractione dat de SCR-installatie in bedrijf is; deze gegevens worden in de centrale computer als uurgemiddelden meerdere jaren bewaard.

De tijdfractione en het verwijderingsrendement worden maandelijks bepaald.

2.3.7. NO_x-emissie *D*.

De formules (12), (22), (40) en (41) tonen hoe de partiële NO_x-emissies $D_{x,h}$ en $D_{x,y,z}$ gesommeerd kunnen worden tot de totale NO_x-emissie *D* van de gehele raffinaderij. Bij het bepalen van de NO_x-vracht wordt de meetonzekerheid buiten beschouwing gelaten.

De NO_x-emissie tijdens start- en stopcondities behoeft niet nader te worden beschreven, omdat het bronstroomdebiet tijdens start- en stopcondities op normale wijze wordt geregistreerd. Hierbij worden dezelfde emissiefactoren gehanteerd.

2.3.8. Rookgasdebiet F.

Geen van de installaties is voorzien van een rookgasdebietmeting.

Het rookgasdebiet van een bepaalde installatie wordt bepaald aan de hand van de volgende algemene formule:

rookgasdebiet = bronstroomdebiet * rookgasfactor (60)

Deze formule wordt verder uitgewerkt tot de onderstaande formules. Zie de tabel in de volgende paragraaf voor het overzicht van de rookgasfactoren. Het rookgasdebiet is gecorrigeerd naar standaard condities. Het partiële rookgasdebiet $F_{x,y,h}$ van installatie x met bronstroom y in uur h wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$F_{x,y,h} = A_{x,y,h} * E_y \quad (61)$$

Het rookgasdebiet van installatie x in uur h is:

$$F_{x,h} = \sum_{y=1}^n F_{x,y,h} \quad (62)$$

Het rookgasdebiet $F_{x,z}$ van installatie x in maand z is:

$$F_{x,z} = \sum_{h=1}^{hh} F_{x,h} \quad (63)$$

Het rookgasdebiet F_x in het hele jaar van installatie x is:

$$F_x = \sum_{z=1}^{12} F_{x,z} \quad (64)$$

Het totale rookgasdebiet F van de hele inrichting is:

$$F = \sum_{x=1}^m F_x \quad (65)$$

waarbij:

$A_{x,y,h}$	=	bronstroomdebiet (t/u) van installatie x en bronstroom y in uur h;
$F_{x,y,h}$	=	rookgasdebiet (Nm ³ /u) van installatie x en bronstroom y in uur h;
$F_{x,h}$	=	rookgasdebiet (Nm ³ /u) van installatie x in uur h;
$F_{x,z}$	=	rookgasdebiet (Nm ³ /m) van installatie x in maand z;
F_x	=	rookgasdebiet (Nm ³ /j) van installatie x per jaar;
F	=	rookgasdebiet (Nm ³ /j) van de gehele inrichting per jaar;
E_y	=	rookgasfactor (Nm ³ /t) van bronstroom y bij standaard condities;
x	=	installatie;
y	=	bronstroom;
m	=	aantal installaties van de inrichting;
n	=	aantal bronstromen van installatie x;
h	=	uur van maand z;
hh	=	aantal uren van maand z;
z	=	maand.

2.3.9. Rookgasfactor E.

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de gemiddelde rookgasfactoren van 2018. Deze waarden worden zo nodig jaarlijks geactualiseerd.

Tabel 2.6. Overzicht rookgasfactoren bij standaard condities.

bronstroom y	rookgasfactor	toelichting
	E_y (Nm ³ /t)	
diesel (D)	11.855	constante waarde, betreft verhandelbare brandstof
raffinaderijgas 1 (RFG1)	12.720	nagenoeg constant, bevat ca. 90 % DNG
raffinaderijgas 2 (RFG2v)	13.289	nagenoeg constant, bevat ca. 90 % DNG
aardgas (DNG)	10.811	constante waarde, betreft Gronings aardgas
crude offgas (COG)	10.725	de-minimis
depentanizer offgas (DOG)	10.734	de-minimis
non condensable gas (NCG)	11.434	de-minimis
purge gas (PG1)	2.421	nagenoeg constant, gelijkblijvende procesvoering
purge gas (PG2)	2.468	nagenoeg constant, gelijkblijvende procesvoering
fakkelgas (FG1 en FG2)	12.393	constante waarde, samenstelling ethaan gehanteerd

2.4. Bepaling van de NO_x-emissieconcentratie.

De NO_x-emissieconcentratie van de gehele inrichting wordt bepaald aan de hand van de volgende formule:

$$C^* = D / F * 10^6 \quad (70)$$

waarbij:

C* = NO_x-emissieconcentratie (mg/Nm³) van de gehele inrichting bij standaard condities;

D = totale NO_x-emissie (kg/j) van de gehele inrichting;

F = rookgasdebiet (Nm³/j) van de gehele inrichting bij standaard condities;

factor "10⁶" = omrekening van kilogram naar milligram.

Bij het bepalen van de NO_x-emissieconcentratie van de gehele inrichting wordt de meetonzekerheid buiten beschouwing gelaten.

3. WIJZIGINGEN.

De revisies t/m 6.5. betreft een gecombineerd monitoringsplan van de parameters CO₂ en NO_x.

Vanaf revisie 7.0. wordt alleen de parameter NO_x beschreven.

Revisie 7.2. is geactualiseerd en de bepalingen uit de meest recente Omgevingsvergunning zijn geïmplementeerd. Dit houdt in dat twee systemen van NO_x-CEMS zijn toegevoegd en dat twee vloeibare bronstromen zijn verwijderd.

Tot op heden heeft RUD Zeeland nog geen versie van het NO_x-monitoringsplan in behandeling genomen i.v.m. "overgangsbeleid", brief van Provincie Zeeland d.d. 1 mei 2015 met kenmerk W-VOV150089 / 00095819 / 2015-008331.

Tabel 3.1. Overzicht gepubliceerde monitoringsplannen.

revisienummer	datum van publicatie	communicatie	bevoegd gezag
revisie 1.	15 november 2004	brief	NEa
revisie 2.	17 november 2004	brief	NEa
revisie 3.	22 april 2005	e-mail	NEa
revisie 4.0.	22 december 2005	e-mail	NEa
revisie 4.1.	3 september 2007	e-mail	NEa
revisie 4.2.	1 oktober 2007	aangetekende brief	NEa
revisie 5.0.	30 juli 2007	aangetekende brief	NEa
revisie 5.1.	3 september 2007	e-mail	NEa
revisie 5.2.	1 oktober 2007	aangetekende brief	NEa
revisie 5.3.	14 december 2007	e-mail	NEa
revisie 5.4.	21 december 2007	e-mail	NEa
revisie 5.5.	30 juni 2008	aangetekende brief	NEa
revisie 5.6.	29 december 2008	aangetekende brief	NEa
revisie 5.7.	19 februari 2009	aangetekende brief	NEa
revisie 5.8.	10 september 2009	aangetekende brief	NEa
revisie 5.9.	1 december 2009	aangetekende brief	NEa
revisie 5.10.	14 december 2009	e-mail	NEa
revisie 6.0.	23 juli 2010	e-mail	NEa
revisie 6.1.	3 december 2010	e-mail	NEa
revisie 6.2.	21 december 2010	aangetekende brief	NEa
revisie 6.3.	24 januari 2011	e-mail	NEa
revisie 6.4.	13 oktober 2011	aangetekende brief	NEa
revisie 6.5.	22 december 2011	aangetekende brief	NEa
revisie 7.0.	18 november 2014	aangetekende brief	RUD Zeeland
revisie 7.1.	18 november 2015	geen	RUD Zeeland
revisie 7.2.	20 september 2019	aangetekende brief	RUD Zeeland
revisie 7.3.	25 november 2019	e-mail	DCMR Zeeland
Revisie 7.4.	20 december 2019	e-mail	DCMR Zeeland

Tabel 3.2. Overzicht geformaliseerde monitoringsplannen.

datum	document	revisienummer	bevoegd gezag
3 januari 2005	emissievergunning CO ₂	revisie 2.	NEa
9 juni 2005	emissievergunning CO ₂ en NO _x	revisie 3.	NEa

19 december 2007	wijziging vergunning m.b.t. 309H01		revisie 4.2.	NEa
28 december 2007	wijziging vergunning		revisie 5.4.	NEa
28 september 2009	wijziging vergunning		revisie 5.8.	NEa
19 februari 2010	goedkeuring monitoringsplan	CO ₂ -	revisie 5.10.	NEa
24 december 2010	goedkeuring monitoringsplan	NO _x -	revisie 6.2.	NEa
	goedkeuring monitoringsplan	NO _x -	revisie 7.4.	DCMR Zeeland

4. VAN METEN TOT RAPPORTEREN.

.....

5. BEDRIJFSINTERNE VALIDATIE.

.....

6. KWALITEITSBORGING.

.....

7. ORGANISATIE.

.....

Bijlage I. Bronstromen en Installaties.

.....