



Deze kosten zijn exclusief besparingen op de nalevingskosten door de bestaande overgangstermijnen in het BEMS. Indien bestaande installaties conform de oorspronkelijke plannen rond BEMS in 2014 al aangepast zouden moeten zijn, nemen de kosten toe tot 13,6 mln/jaar. Het uitstel in het definitieve BEMS naar 2017 en 2019 levert dan ook 4,6 mln/jaar op en natuurlijk een hogere emissie in de tussenliggende jaren.

Bij een verlenging van de overgangstermijn met 2 jaar dalen de kosten van 9 mln/jaar naar 8,1 mln/jaar. Bij 3 jaar is dit 7,6 mln/jaar en bij 5 jaar 6,6 mln/jaar. De daling komt voort uit het vervangen van bestaande door nieuwe installaties. Ook is er een beperkt effect van de afname van de olie- en gaswinning. Bij de nieuwe installaties zijn er wel extra, hierin niet opgenomen, kosten om aan het BBT niveau te voldoen. Ook kan een verlenging van de overgangstermijn er toe leiden dat bedrijven installaties langer in bedrijf houden, wat tot extra emissies kan leiden. Aan deze laatste drie scenario's kunnen bovendien juridische risico's zitten in verband met staatssteun.

## 1. Inleiding

De Nederlandse overheid is van plan om met ingang van 1 januari 2014 het systeem voor NO<sub>x</sub>-emissiehandel af te schaffen. Als gevolg hiervan vervalt de uitzonderingsbepaling in Artikel 1.3 lid 2 van BEMS (VROM, 2009) die bedrijven, die deelnemen aan NO<sub>x</sub>-emissiehandel (ofwel waarop titel 16.3 van de wet milieubeheer van toepassing is), vrijstelt van de NO<sub>x</sub>-emissie-eisen.

Het ministerie van Infrastructuur en Milieu wil voor deze besluitvorming in kaart brengen wat de gevolgen zijn als deze bedrijven aan de eisen met betrekking tot NO<sub>x</sub>-emissies in BEMS moeten voldoen en heeft daarom ECN Beleidsstudies benaderd met de volgende vraagstelling:

- A. Welke nalevingskosten hebben voormalige NO<sub>x</sub>-emissiehandelsbedrijven als ze vanaf 2014 aan de NO<sub>x</sub>-eisen voor BEMS moeten voldoen?
- B. Hoe zijn deze verdeeld over sectoren, in het bijzonder voor offshore/onshore gas/oliewinning en de sectoren glastuinbouw en ziekenhuizen
- C. In hoeverre zijn de kosten te verlagen door 2, 3 of 5 jaar uitstel te geven ten opzichte van de implementatiedatum voor bestaande installaties in BEMS?

Voor de uitvoering van deze studie heeft ECN Beleidsstudies gebruik gemaakt van gegevens die door de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) beschikbaar zijn gesteld. Bij de start van het project had ECN de beschikking over een voorbereekt bestand. In tweede instantie is ten behoeve van dit project een aparte uitdraai gemaakt van ruwe data op sectorniveau.

## 2. Aantal aan te passen installaties en emissie

De Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) maakt bij zijn controles en analyses van de ingediende NO<sub>x</sub>-rapportages gebruik van een bestand waarin de gerapporteerde installaties van bedrijven uit voorgaande jaren zijn opgenomen. Uit de opgenomen data in dit bestand kan afgeleid worden welke installaties bij de afschaffing van NO<sub>x</sub>-emissiehandel direct onder BEMS komen te vallen<sup>1</sup>. Bij de start van het project heeft ECN de beschikking gekregen over een reeds bewerkte lijst met in-

---

<sup>1</sup> Uit de nota van toelichting op BEMS: Het onderhavige besluit is optimaal afgestemd op de regeling voor NO<sub>x</sub>-emissiehandel. Dit betekent dat bedrijven, indien zij meedoen met de NO<sub>x</sub>-emissiehandel, niet hoeven te voldoen aan de NO<sub>x</sub>-emissiegrenswaarden uit het onderhavige besluit. Het kan ook voorkomen dat bedrijven een opt out hebben gekregen voor NO<sub>x</sub>-emissiehandel als ze aan de daarvoor geldende criteria voldoen. In dat geval blijven de regels van het onderhavige besluit gelden.

stallaties via het Ministerie (eerste NEa lijst). In een later stadium werd uit de ruwe NEa database een niet voorbereekte selectie gemaakt die de basis vormt voor de uiteindelijke analyse.

## 2.1 Eerste NEa-lijst

In de eerste, reeds voorbereekte, NEa lijst komen 282 installaties voor die aan de emissie-eisen in BEMS moeten gaan voldoen. Deze hebben een gezamenlijke emissie van 3,10 kton. Het gaat om 80 bedrijfslocaties. Het bestand bevat ook een lijst van emissiefactoren per energie-installatie. Van de energie-installaties zijn er 71 (waaronder 49 ketels en 18 gasturbines) die al aan de eisen voldoen, samen goed voor 0,11 kton<sup>2</sup>. Uiteindelijk zullen op 74 bedrijfslocaties bij 211 installaties aanpassingen uitgevoerd moeten worden.

Naast verbrandingsemissies zijn er ook procesemissies inbegrepen in de door de NEa geregistreerde totale NO<sub>x</sub>-emissies. Deze zijn echter niet apart geregistreerd. Door het opgestelde vermogen van de energie-installaties en de specifieke emissiefactoren te combineren met een mogelijke bedrijfstijd (bijvoorbeeld 6000 uur per jaar) is gekeken of dit de totale emissie per locatie kan verklaren. In 8 gevallen bleek dit niet het geval en is er blijkbaar ook sprake van NO<sub>x</sub>-emissies uit het productieproces. Totaal gaat het hierbij naar schatting om 0,84 kton<sup>3</sup>. Omdat procesemissies, indien van toepassing, in de vergunning al aan de IPPC-eisen moeten voldoen (er is hiervan geen vrijstelling zoals in BEMS aanwezig) wordt verondersteld dat hier, na afschaffing van NO<sub>x</sub>-emissiehandel, geen extra maatregelen getroffen hoeven te worden.

Kort samengevat:

- Aantal installaties dat de BEMS vrijstelling verliest: 282, met een totaalemis­sie van 3,10 kton NO<sub>x</sub>
- Aantal installaties dat reeds aan de BEMS eisen voldoet: 71, met een totaalemis­sie van 0,11 kton NO<sub>x</sub>
- Aantal bedrijven met een verwachte procesemissie: 8, met een totaalemis­sie van circa 0,84 kton NO<sub>x</sub>
- Aantal aan te passen installaties om aan BEMS-eisen te voldoen: 211, met een totaalemis­sie van 2,14 kton.

Dit bestand bevat een aantal chemische bedrijven die wellicht tot de aangewezen sectoren van BEES A behoren en dus niet onder BEMS vallen. In de beslisboom op de website van Infomil over de BEMS-wetgeving staat namelijk het volgende opgemerkt: *de vraag of BEES A van toepassing is op een inrichting is meestal gelijk aan de vraag of de provincie het bevoegd gezag is*. Voor de meeste chemische activiteiten zal dat inderdaad het geval zijn. Ook ontbrak in de eerste lijst een set offshore installaties in de sector olie- en gaswinning. Er is daarom door ECN zelf een nieuwe selectie uit de ruwe NEa data gemaakt. De eerste lijst<sup>4</sup> is nog ter vergelijking in dit onderzoek opgenomen, maar is niet meer gebruikt in de kostenberekening.

## 2.2 Selectie uit ruwe data

Voor dit onderzoek is van belang welke bedrijven onder BEMS vallen en gebruik kunnen maken van de vrijstelling van de NO<sub>x</sub>-eisen door deelname aan het NO<sub>x</sub>-handelssysteem. Daartoe is in de database geselecteerd op alle bedrijven met een totaal vermogen op de inrichting kleiner dan 50 MW<sub>th</sub> (de grens tussen BEES A en BEMS), gecorrigeerd voor de bedrijven die aangewezen zijn onder BEES A (o.a. chemische bedrijven). Een tweede selectie betreft bij de inrichtingen boven de

<sup>2</sup> Om dit te berekenen is verondersteld dat de bedrijfstijd van alle energie-installaties per bedrijf aan elkaar gelijk is.

<sup>3</sup> Om dit te bepalen is een bedrijfstijd van 6500 uur voor de energie-installaties op locaties met een procesemissie verondersteld.

<sup>4</sup> De selectie uit de ruwe data bevat alleen installaties per sector en geen informatie over het aantal bedrijven.

50 MW<sub>th</sub> alle bedrijven in de offshore olie- en gaswinning. Deze vallen onder BEMS en niet onder BEES A. De bedrijven en installaties die onder BEES A vallen, en ook deelnemen aan het handelsstelsel, vallen buiten dit onderzoek (bij BEES A geldt geen vrijstelling voor de eisen aan NO<sub>x</sub>-emissies bij deelname aan de NO<sub>x</sub>-emissiehandel).

De eerste selectie uit de database van de NEa van bedrijven die deelnemen aan NO<sub>x</sub>- emissiehandel en een totaalvermogen op de inrichting hebben van minder dan 50 MW<sub>th</sub> leverde 440 verbrandingsinstallaties op. Hiervan waren er 58 niet aan BEMS categorieën te koppelen. Een deel hiervan betreft ovens, drogers, fornuizen en noodaggregaten. Van een ander deel was het volstrekt onduidelijk wat voor type installatie het betrof. Van de resterende 382 installaties staan er 333 installaties bij bedrijven en gebouwencomplexen, 4 installaties bij bedrijven op het gebied van olie- en gaswinning onshore en 45 installaties bij bedrijven in de olie- en gaswinning offshore.

De tweede selectie betreft de bedrijven met installaties met een gezamenlijk vermogen van boven de 50 MW<sub>th</sub>. Uit deze tweede selectie zijn de offshore installaties in de olie- en gaswinning gehaald<sup>5</sup>. Ook deze installaties zijn zo goed mogelijk verdeeld over installatietypen. In veel gevallen (50%) was het type installatie op basis van de naamgeving<sup>6</sup> niet eenduidig te achterhalen. Voor een aantal installaties is dus een inschatting van het installatietype gemaakt, waarbij het vermogen, brandstoftype en de huidige emissies in overweging zijn genomen. Probleem hierbij is bijvoorbeeld wel dat de emissies van ketels, fornuizen, gasturbines en gasmotoren soms dicht tegen elkaar liggen en niet gebruikt kan worden om het installatietype te achterhalen. Het resultaat staat in Tabel 2.1. Het aantal installaties is beduidend groter dan in de eerste voorbereide NEa lijst. Het aantal installaties op land in de ruwe NEa data is (333+4=) 337. In de eerste NEa lijst waren dit er 282.

Tabel 2.1 *Overzicht selectie uit de ruwe NEa data*

	Gasmotor	Gasketel	Gasturbine	Diesel- motor	Diesel- ketel	Totaal BEMS	Geen BEMS categorie
<50 MW <sub>th</sub>	128	197	7	0	1	333	36
<50 MW <sub>th</sub> O&G onshore	0	0	4	0	0	4	4
<50 MW <sub>th</sub> O&G offshore	16	3	11	15	0	45	18
>50 MW <sub>th</sub> O&G offshore	4	6	42	12	0	64	15
Totaal	148	206	64	27	1	446	73

Om te kijken of de aantallen gevonden installaties en de gemaakte keuzes op basis van de naamgeving in lijn is met andere studies, is een vergelijking met een DHV-inventarisatie gemaakt. In 2007 is namelijk door DHV (DHV, 2007) een overzicht gepubliceerd van installaties bij offshore bedrijven, waarbij de bedrijven zelf is gevraagd om de type installaties en aantallen aan te leveren. Er is in de DHV studie een onderscheid gemaakt in platforms met minder dan 20 MW<sub>th</sub>, meer dan 30 MW<sub>th</sub> en het totaal van alle platforms. Het gaat om verzamelde cijfers uit 2005 en een inschatting van de situatie in 2010, zie Tabel 2.2. Volgens de DHV-studie zijn er geen ketels groter dan 0,9 MW<sub>th</sub> in de offshore sector aanwezig. De NEa-database geeft echter duidelijk een aantal kleinere ketels aan die groter zijn dan 1 MW<sub>th</sub> (en enkele installaties die eventueel ook een fornuis zouden kunnen zijn). De DHV-studie noemt, overeenkomstig de NEa database, geen ketels op diesel. Voor de platforms met een vermogen boven de 20 MW<sub>th</sub> is het aantal gasmotoren en gasturbines redelijk in overeenstemming met de 2005 waarden. Het aantal gasmotoren is in de NEa database wel hoger dan voor 2010 verwacht werd. Het aantal dieselmotoren is in de NEa database hoger, zowel ten op-

<sup>5</sup> Tot de stookinstallaties die onder BEMS vallen behoren alle offshore installaties op basis van Artikel 1.2 lid b van BEMS ("Dit besluit is van toepassing op: stookinstallaties die zich bevinden binnen de exclusieve economische zone").

<sup>6</sup> Om de opgegeven data te kunnen vergelijken met voorgaande jaren heeft de NEa gevraagd aan bedrijven om ook de installaties naam op te geven. Bij namen als Ketel2, Oven3 en gasturbine5 is het ook voor derden duidelijk om wat voor soort installatie het gaat. Bij een installatie-aanduiding als WKK2, A207 of M03 valt hier veel minder over te zeggen.

zichte van 2005 als 2010. De NEa database geeft aan dat er nog 33 andere installaties zijn. Meer dan de helft hiervan zijn waarschijnlijk glycol fornuizen. Ook een aantal noodaggregaten is hierin opgenomen samen met enkele processpecifieke installaties, waarbij de naamgeving duidelijk maakte dat het geen BEMS installatie betreft, en een aantal onbekende installaties. DHV geeft aan dat glycolfornuizen buiten de wetgeving<sup>7</sup> vallen en daarmee buiten het onderwerp van de DHV-studie en niet verder zijn geanalyseerd.

Tabel 2.2 *Vergelijking data uit NEa database met DHV data*

	Gasmotor	Gasketel	Gasturbine	Dieselmotor	Totaal BEMS	Geen BEMS
2010 NEa O&G offshore	20	9	53	27	109	33
Gegevens uit de DHV studie:						
2005 DHV totaal	38	0	55	23	116	Nvt
2005 DHV >20MWth	26	0	51	19	86	
2010 DHV verwacht totaal	31	0	56	19	106	Nvt
2010 DHV verwacht >20MWth	12	0	52	16	80	

### 3. Verdeling over installatietype

In Tabel 3.1 is uit de eerste set voorbereide NEa-gegevens een overzicht gemaakt per type installatie. In de beschikbare informatie wordt niet altijd precies vermeld wat voor type installatie het betreft of wat de brandstof of verhouding tussen de brandstoffen is. Het overzicht bevat acht installaties uit de sector olie- en gaswinning.

Tabel 3.1 *Verdeling aan te passen installaties over typen volgens de eerste NEa lijst*

Aantal		Huidige emissie [ton]	Reductie bij toepassing BEMS norm [ton]	Relatieve reductie
104	Gasketels	487	239	49%
1	Olieketel	0.7	0,3	48%
1	Ketel op vast	41	36	87%
1	Ketel op industrieel restgas <sup>8</sup>	62	41	66%
69	Gasmotoren	622	479	77%
19	Gasmotoren aardgas klein	109	44	41%
3	Gasmotoren biogas	46	30	66%
1	Dieselmotor	22	15	72%
12	Gasturbine	310	160	52%
211	Totaal	1699	1045	62%

Vanuit de ruwe data van de NEa is ook specifiek voor deze memo een installatieoverzicht gemaakt. Het gaat om de inrichtingen met minder dan 50 MW<sub>th</sub> opgesteld vermogen, die onder BEMS vallen. In grote lijnen klopt het overzicht in Tabel 3.2 redelijk met dat uit de eerste NEa lijst in Tabel

<sup>7</sup> Fornuizen vallen niet onder BEMS, want deze vallen niet onder de definitie van ketelinstallatie (dat is een installatie, bestaande uit een ketel waarin brandstof wordt verstoekt, welke verbranding in hoofdzaak is bedoeld om kracht op te wekken of om warmte over te dragen aan water of stoom dan wel een combinatie daarvan) of onder de definitie van een stookinstallatie (dat is een technische eenheid, bestaande uit een of meer vaste of verplaatsbare ketelinstallaties, gasturbine-, vloeistofmotor- of gasmotorinstallaties met inbegrip van voor het functioneren van de installatie noodzakelijke voorzieningen en vaste voorzieningen voor de reiniging van rookgassen).

<sup>8</sup> Voor industrieel restgas is er per 1-1-2013 een maatwerkbepaling voor bevoegd gezag. Het is dus niet meer op voorhand te zeggen of de installatie aangepast moet worden of niet.

3.1. Hierbij worden de aantallen in Tabel 3.1 vergeleken met de kolom “voldoet niet aan de eis” uit Tabel 3.2. Met name uit de sector chemie zijn nu minder installaties aanwezig. Andere installaties, waarover details in het laatste jaar ontbraken, zijn wel in de tabel opgenomen. Van 33 installaties (10%) in de NEa data wordt wel een vermogen genoemd, maar ontbreken emissie gegevens in de laatste drie jaar, zodat deze niet verder meegenomen konden worden. Het nieuwe overzicht in Tabel 3.2. laat een lagere totale emissie en een lagere potentiële reductie zien dan de eerste NEa lijst in Tabel 3.1.

Tabel 3.2 *Installatieverdeling op basis van de ruwe NEa lijst (excl. olie- en gaswinning)*

	Totaal	Geen data	Voldoet niet aan eis	Voldoet wel aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie [ton/jr]	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie bij toepassing BEMS norm [ton/jr]
Gasketel	197	24	115	58	355	164
Olieketel	1	0	1	0	1	1
Gasmotor	128	9	95	24	916	671
Gasturbine	7	0	7	0	150	51
Totaal	333	33	218	82	1422	886

In Tabel 3.3 is per installatietype het aantal installaties voor olie- en gaswinning opgenomen. Qua onshore installaties betreft dit 4 gasturbines, die wat vermogen betreft onder BEMS vallen. Daarnaast zijn alle offshore installaties opgenomen zowel met een vermogen kleiner dan 50 MW<sub>th</sub> als met een vermogen groter dan 50 MW<sub>th</sub>. In de overzichten ontbreken redelijk veel gegevens. Van 26 installaties (23%) zijn voor de laatste drie jaar geen gegevens aanwezig. Deze installaties zijn niet verder geanalyseerd. Van de wel aanwezige emissiegegevens ontbreekt voor bijna 50% van de installaties het energieverbruik in 2010; daarvoor is een schatting gemaakt. Uiteindelijk komt deze werkwijze op een zeer beperkte overschatting uit. Als totale emissie resulteert in Tabel 3.3 2,44 kton NO<sub>x</sub>. De 33 installaties die niet onder BEMS vallen, onder andere glycolfornuizen, veroorzaken tenminste 0,15 kton NO<sub>x</sub> op basis van ECN eigen berekeningen. Dit resulteert in een totaal-emissie van ongeveer 2,6 kton. Dit kan ter controle vergeleken worden met de totale NO<sub>x</sub>-emissie volgens de overzichten van het handelssysteem. Deze komt voor deze groep bedrijven uit op 2,55 kton NO<sub>x</sub>.

Tabel 3.3 *Installatieverdeling olie- en gaswinning op basis van de ruwe NEa lijst*

	Totaal	Geen data	Voldoet niet aan eis	Voldoet wel aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie [ton/jr]	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie bij toepassing BEMS norm [ton/jr]
Gasketel	9	2	4	3	17	2
Gasmotor	20	3	17	0	318	273
Dieselmotor	28	6	19	3	615	484
Gasturbine	52	15	32	5	1361	857
Gasturbine onshore	4	0	3	1	129	78
Totaal	113	26	75	12	2438	1694

In Tabel 3.4 is tenslotte een totaal overzicht van Tabel 3.2 en Tabel 3.3 opgenomen. Van circa 13% van de installaties ontbreken emissiegegevens voor 2008, 2009 en 2010 en zijn niet verder geanalyseerd. Van de 379 wel geanalyseerde installaties voldoet 75% nog niet aan de BEMS eisen. De totale emissie van BEMS-installaties van de bedrijven waarna gekeken is, is 3,9 kton. Indien de resterende 286 installaties ook aan de BEMS eisen zou voldoen daalt de emissie met 2,6 kton.

Tabel 3.4 Totaal overzicht installaties op basis van de ruwe NEa lijst

	Totaal	Geen data	Voldoet niet aan eis	Voldoet wel aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie [ton/jr]	NO <sub>x</sub> -emissiereductie bij toepassing BEMS norm [ton/jr]
Gasketel	206	26	119	61	371	166
Olieketel	1	0	1	0	1	1
Gasmotor	148	12	112	24	1233	944
Dieselmotor	28	6	19	3	615	484
Gasturbine	63	15	42	6	1640	985
Totaal	446	59	293	94	3860	2580

Er is geen analyse uitgevoerd van de emissies van bedrijven die onder BEES A vallen, maar waarvan bij de implementatie van de Richtlijn Industriële Emissies (RIE), delen aan BEMS-eisen zouden moeten gaan voldoen. Een eerste inschatting leert dat dit circa 500 van de 1700 installaties in de ruwe NEa lijst<sup>9</sup> betreft. Een niet nader bepaald deel kan hiervan afvallen door de samentellingsregels, bijvoorbeeld doordat meerdere installaties van één schoorsteen gebruik maken.

#### 4. Levensduur en vervangingsnelheid

Op basis van de gegevens kan ook een analyse gemaakt worden van de vervangingsnelheid. Er zijn in de eerste NEa lijst 49 gasketels die aan de eisen voldoen en 104 die nog niet aan de eisen voldoen. Als verondersteld wordt dat alle nieuwe ketels en branders sinds 1 mei 1998 aan de BEES B eis van 70 mg/m<sup>3</sup> voldoen<sup>10</sup> dan zijn in circa 11 jaar 49 ketels vervangen of aangepast. Onder aanname van een lineair verband resulteert dit in een vervangingsnelheid van  $\{(49/(49+104)/11) = \}$  2,9 %/jaar, ofwel een gemiddelde levensduur van 34 jaar. Omdat er ook opt-out mogelijkheden zijn voor het NO<sub>x</sub>-handelssysteem, ligt de vervangingsnelheid waarschijnlijk hoger.

Bij gasmotoren is een dergelijk berekening met deze gegevens niet mogelijk. Hier is een levensduur van 20 jaar verondersteld. Voor de kostenberekeningen is verondersteld dat er sinds 2010 bij nieuwe gasmotoren wel rekening is gehouden met het bijplaatsen van een SCR. Voor gasturbines is een levensduur 25 jaar aangehouden<sup>11</sup>.

Gesteld dat de installaties direct aan de huidige BEMS-eisen moeten voldoen dan kan op basis van de vervangingsnelheid een verdeling in drie groepen gemaakt worden, zie Tabel 4.1. Hiervoor is nog de eerste NEa lijst gebruikt<sup>12</sup>.

- Tot 2017 gaat het om eventuele kosten bij vervanging of nieuwbouw (aangeduid met vernieuwd)<sup>13</sup>.

<sup>9</sup> Veel installaties in de NEa database, zoals centrales, zijn al groter dan 50 MW<sub>th</sub>. Bovendien bevat de NEa database ook veel heaters, drogers, procesfornuizen en overige verbrandingsinstallaties. Ook veel gasturbines zijn groter dan 50 MW<sub>th</sub>. Bij ketels is de BEMS norm al veel langer in BEES A van kracht, waardoor veel installaties hieraan al voldoen. In het kader van een andere ECN studie is de additionele reductie doordat BEES A installaties onder BEMS-eisen komen te vallen ingeschat op 0,3 kton.

<sup>10</sup> Gezien de beperkte meerkosten (maximaal 10%) is het niet waarschijnlijk dat bedrijven een nieuwe brander aanschaffen die niet aan de eis van 70 mg/nm<sup>3</sup> (en ook niet aan BBT) voldoet.

<sup>11</sup> Bij de keuze van de levensduur is gebruik gemaakt van bij ECN in eerdere projecten verzamelde informatie over daadwerkelijk vervangingsnelheden (praktijkwaarden) en informatie van fabrikanten.

<sup>12</sup> Op het moment dat dit overzicht gemaakt werd, was de tweede NEa lijst nog niet beschikbaar. Omdat uiteindelijk alleen de percentages in de berekening worden meegenomen, levert dit geen verschil op.

<sup>13</sup> In de jaren 2010-2012 zijn al installaties aan BBT aangepast. De kosten worden hier wel berekend, maar vallen buiten het directe effect van de het stoppen met NO<sub>x</sub>-emissiehandel. Hier wordt later in dit onderzoek op teruggekomen.

- Hierna kan, conform BEMS, voor een deel van de installaties nog 2 jaar extra de tijd gegeven worden<sup>14</sup>. Het gaat om gasmotoren in de glastuinbouw die nu gebruik maken van CO<sub>2</sub>-levering. Gasmotoren die hieronder vallen hebben twee jaar langer de tijd, dus heel 2017 en 2018, om via natuurlijke vervanging vernieuwd te worden. Ongeveer 45% van de gasmotoren in de glastuinbouw in het NEa-bestand komt hiervoor in aanmerking. Deze bevinden zich in het CO<sub>2</sub>-leveringsgebied ten noorden en westen van Rotterdam waar OCAP CO<sub>2</sub> van Shell en Abengoa aan de glastuinbouw levert en waar ook de RoCa-3-centrale van E.On CO<sub>2</sub> heeft geleverd. Over het hele gasmotorpark, inclusief andere sectoren, maar exclusief olie- en gaswinning, gaat het om 15% van de kleinere (<2,5 MW<sub>th</sub>) en 30% van de grotere gasmotoren. Bij een normale vervangingsnelheid zouden 2 tot 3 motoren in dit CO<sub>2</sub>-leveringsgebied in de periode 2017 en 2018 vervangen worden.
- De installaties, die in 2017 nog niet vernieuwd zijn, moeten per 1 januari 2017 aan de eisen voldoen. Het gaat hier om aanpassing van bestaande installaties (retrofit) of eventueel complete vervanging. Voor gasmotoren in de verlengde overgangstermijn is dit 1 januari 2019.

Voor een eventuele uitstel, als onderdeel van een overgangsmaatregel, zullen vergelijkbare berekeningen worden uitgevoerd.

Tabel 4.1 *Aan te passen installaties naar jaar (eerste NEa-lijst)*

	Installaties in 2010	Aantallen aan te passen installaties		
		Vernieuwd voor 2017	2017-2018 <sup>15</sup> vernieuwd voor 2019	Voor 2017 retrofit <sup>16</sup>
Gasketels	104	24,3 <sup>17</sup>		79,7
Olieketels	1	0,2		0,8
Ketels op vast	1	0,2		0,8
Ketels op industrieel restgas	1	0,2		0,8
Gasmotoren	69	24,2	2,1	42,8
Gasmotoren aardgas klein	19	6,7	0,3	12,0
Gasmotoren biogas	3	1,1	0,0	2,0
Dieselmotoren	1	0,4		0,7
Gasturbines	12	3,4		8,6
Totaal	211	60,5	2,4	148,1

De tabel is bepaald op basis van de theoretische toepassing van de gemiddelde levensduur. In de berekening van de kosten zijn de installaties niet direct afgerond op hele installaties. Wordt, als voorbeeld, uit de eerste regel van gasketels het aantal in 2017 vernieuwde installaties (24,3) gedeeld door het totaal met een emissie hoger dan BEMS in 2010 aanwezig (104) dan levert dit 0,23 op. Ofwel voor het kostenbeeld moet gerekend worden met 23% vernieuwde installaties en voor de rest (77%) met vervroegde vervanging of retrofit. In Tabel 4.2 is de genoemde 0,23 opgenomen bij gasketels op land, samen met de percentages die voor andere installaties worden gebruikt. Voor offshore is gerekend met een levensduur die 5 jaar korter is. Dit, in combinatie met de overgangs-

<sup>14</sup> Uit BEMS artikel 2.2.1 lid 4: In afwijking van het eerste lid voldoen stookinstallaties die zich binnen de exclusieve economische zone bevinden dan wel deel uitmaken van een inrichting waarin kooldioxide (CO<sub>2</sub>), afkomstig van een andere inrichting, wordt ingezet ten behoeve van de bemesting van gewassen teneinde het gebruik van brandstof te verminderen, met ingang van 1 januari 2019 aan de in het derde lid bedoelde emissiegrenswaarden.

<sup>15</sup> Gaat over gasmotoren bij glastuinbouwbedrijven met CO<sub>2</sub>-levering van andere bedrijven

<sup>16</sup> Gasmotoren bij glastuinbouwbedrijven met CO<sub>2</sub>-levering moeten voor 2019 zijn aangepast.

<sup>17</sup> Berekening: 2017 min 2010 is 7 jaar. Dit wordt gedeeld door de gemiddelde levensduur (30 jaar) en vermenigvuldigd met het aantal in 2010. Ofwel:  $7/30 \cdot 104 = 24,3$ . Voor de cijfers in de volgende kolom is met 2 jaar gerekend. De laatste kolom bevat het overblijvende deel. De berekening voor de andere installaties is vergelijkbaar.



bepaling in BEMS van 2019 in plaats van 2017, levert een groter aandeel vernieuwde installaties op. Een voorbeeld: In de berekening voor de kosten van de aanpassingen bij ketels wordt op land gerekend met 23% vernieuwing en 77% retrofit. Voor offshore is dit 36% vernieuwing en 64% retrofit. In de tabel is er nog geen rekening mee gehouden dat het aantal offshore installaties de komende tijd, door het afnemen van de offshore gaswinning gaat dalen.

Tabel 4.2 *Vertaling levensduur naar berekening aandeel vernieuwd voor ingaan retrofit-eis*

	Levensduur op land	Levensduur offshore	Vernieuwd voor 2017/2019 op land	Vernieuwd voor 2019 Offshore
Gasketels	30	25	0,23	0,36
Olieketels	30	25	0,23	
Ketels op vast	30	25	0,23	
Ketels op industrieel restgas	30	25	0,23	
Gasmotoren	20	15	0,38	0,6
Gasmotoren aardgas klein	20	15	0,37	
Gasmotoren biogas	20	15	0,35	
Dieselmotoren	20	15	0,35	0,6
Gasturbines	25	20	0,28	0,35

## 5. Gehanteerde kostencijfers om aan de BEMS-eisen te voldoen

Voor de kostencijfers is in hoofdlijnen gebruik gemaakt van de kosten zoals deze bij de BEMS wetgeving zijn uitgewerkt (Kroon, 2008). Ook is voor SCR-installaties bij gasmotoren gekeken naar nieuwe kosteninformatie voor de glastuinbouw volgens het KWIN 2010 (Vermeulen, 2010). Voor offshore is in eerste instantie gebruik gemaakt van de cijfers uit het DHV rapport (DHV, 2007). De kostencijfers worden hieronder in meer detail toegelicht.

In de NEa-database zijn de installaties opgenomen met hun thermische vermogen. In de kostenberekening worden de kosten aan dit thermisch vermogen gekoppeld. Vandaar dat in de Tabel 5.1 ook de reductiekosten aan het thermisch vermogen zijn gerelateerd, ook al is elektrisch vermogen wellicht gebruikelijker.

### Gasmotoren

De gehanteerde kostencijfers voor gasmotoren op land staan in Tabel 5.1. In BEMS is er verschil in de eis voor motoren kleiner dan  $2,5 \text{ MW}_{\text{th}}$  en motoren groter dan  $2,5 \text{ MW}_{\text{th}}$ . De eerste groep moet, omgerekend naar droog rookgas met 3%  $\text{O}_2$ , voldoen aan  $340 \text{ mg/Nm}^3$  (circa  $95 \text{ g/GJ}$ ), de tweede groep aan  $100 \text{ mg/Nm}^3$  (circa  $28 \text{ g/GJ}$ ). Voor de kleinere motoren kan volstaan worden met motor-aanpassingen. Hierdoor loopt het rendement circa 1% terug. Voor de grotere motoren is SCR (selectieve katalytische reductie) verondersteld. Voor de kostencijfers is onder andere gebruik gemaakt van (Kroon, 2008) en SCR-informatie uit (Vermeulen, 2010).

Tabel 5.1 *Gehanteerde kostencijfers voor gasmotoren*

Vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Investeringskosten [€/MW <sub>th</sub> ]		Variabele kosten [€/MW <sub>th</sub> /uur]		Veronderstelde techniek
	Nieuw	Retrofit	Nieuw	Retrofit	
1,2	0	14745	1,42	1,42	motor aanpassingen
1,8	0	14745	1,42	1,42	motor aanpassingen
2,5	37200	62800	1,34	1,34	SCR
3,75	30267	46400	0,91	0,91	SCR
5,0	24800	38200	0,80	0,80	SCR
7,5	18600	26933	0,87	0,87	SCR
10	18500	27500	0,75	0,75	SCR

Het aanpassen van installaties in de offshore sector is duurder dan op land. Hier is verondersteld dat de investeringskosten ten opzichte van installaties op land 2 keer zo hoog zijn en de variabele kosten 1,5 keer zo hoog, zie Tabel 5.2.

Tabel 5.2 *Gehanteerde kostencijfers voor offshore gasmotoren*

Vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Investeringskosten [€/MW <sub>th</sub> ]		Variabele kosten [€/MW <sub>th</sub> /uur]		Veronderstelde techniek
	Nieuw	Retrofit	Nieuw	Retrofit	
1,2	0	29490	2,83	2,83	motor aanpassingen
1,8	0	29490	2,83	2,83	motor aanpassingen
2,5	74400	96000	2,01	2,01	SCR
3,75					SCR
5,0	55800	72000	1,66	1,66	SCR
7,5	37200	48000	1,30	1,30	SCR

### **Ketels**

Voor ketels kan aan de eisen voldaan worden door het plaatsen van een lage NO<sub>x</sub> brander. Voor de meerkosten voor lage NO<sub>x</sub> branders in ketels is uitgegaan van een percentage van 7,5% (range 5 tot 10%) van de “vroegere” branderkosten (Kroon, 2008). Omdat de meeste branders op de Nederlandse markt tegenwoordig aan de BEMS-eisen voldoen is het lastig om nog te spreken van meerkosten (vandaar de aanduiding “vroegere”). Installaties die nog niet aan de BEMS (en BEES-B-eis) van 70 mg/Nm<sup>3</sup> voldoen zijn in 2017 al meer dan 20 jaar oud. Het gaat in dat geval om branders die wellicht al aan vervanging toe zijn. Het toerekenen van de volledige branderkosten aan NO<sub>x</sub>-reductie in geval van verplichte vervanging is dan ook niet juist. Hier is daarom verondersteld dat bij retrofit slechts 50% van de kosten aan NO<sub>x</sub>-reductie wordt toegeschreven. Het gebruik van lage NO<sub>x</sub> branders levert nauwelijks extra variabele kosten op. Voor de offshore sector is met 50% hogere kosten gerekend. Bij installaties boven de 1 MW<sub>th</sub> blijken de branderkosten redelijk met een lineair verband (een recht lijn in een grafiek van kosten versus vermogen) te benaderen. De kosten voor een lage NO<sub>x</sub> brander worden dan ook bepaald met een formule die een vaste component heeft en een component die afhankelijk is van het vermogen van de ketel (in MW<sub>th</sub>), zie Tabel 5.3.

Tabel 5.3 *Formule voor berekening kosten lage NO<sub>x</sub>-branders in ketels >1 MW<sub>th</sub>*

Vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Investeringskosten [€]	
	(berekend met vermogen in MW <sub>th</sub> )	
	Nieuw (meerkosten)	Retrofit (50% kosten nieuw brander)
Installaties op land	147 + 258 *vermogen	986 + 1721 *vermogen
Offshore installaties	221 + 387 *vermogen	1479 + 2582 *vermogen

In het overzicht is één oliegestookte ketel aanwezig. Hiervoor is 5000 euro als aanpassingskosten verondersteld.

### Gasturbines

Voor gasturbines gaat de norm van 140 mg/Nm<sup>3</sup> gelden (circa 41 g/GJ of 24 ppm bij 15% O<sub>2</sub>). Voor veel gasturbines zijn er lage NO<sub>x</sub> verbrandingskamers, dry low NO<sub>x</sub> burners (DLN), ontwikkeld waarmee emissies van 25 ppm of lager gehaald kunnen worden. De meerkosten voor een DLN turbine varieert sterk en is afhankelijk van type gasturbine en fabrikant. Voor nieuwe turbines kan de toepassing van DLN als BBT (best beschikbare techniek) beschouwd worden. Ook retrofit van DLN is mogelijk indien deze verbrandingskamer voor de betreffende gasturbine is ontwikkeld en aan de emissie-eis voldoet. Voor retrofit zijn drie keer zo hoge investeringskosten verondersteld en 50% hogere variabele kosten. Mocht er geen DLN beschikbaar zijn dan kan met een bestaande gasturbines via SCR aan de emissie-eis voldaan worden. In Tabel 5.4 is er voor gekozen om voor alle installaties DLN op te nemen en ter vergelijking voor de bestaande gasmotoren ook de SCR optie. De SCR optie is duurder en in dit onderzoek niet verder doorgerekend. Kostencijfers zijn onder andere afkomstig uit (Kroon, 2008), (DHV, 2007) en (Major, 1999). Er is weinig informatie over een eventuele stijging van de kosten van onderhoud en bediening bij een DLN verbrandingskamer. Hier zijn cijfers van Onsite Sycom gebruikt (Major, 1999).

Tabel 5.4 *Gehanteerde kostencijfers voor gasturbines*

Vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Investeringskosten [€/MW <sub>th</sub> ]		Variabele kosten [€/MW <sub>th</sub> /uur]		Veronderstelde techniek Nieuw
	Nieuw	Retrofit	Nieuw	Retrofit	
0-10	20000	60000	0,38	0,58	DLN
0-10 alternatief		84000		1,60	SCR retrofit
10-20	15000	45000	0,35	0,53	DLN
10-20 alternatief		50000		1,14	SCR retrofit
>20	10000	30000	0,32	0,48	DLN
>20 alternatief		40000		0,67	SCR retrofit

Voor offshore installaties zijn hogere kostencijfers aangehouden. Deze staan in Tabel 5.5. Deze kosten zijn vooral gebaseerd op de DHV studie (DHV, 2007). Uit de DHV-studie kan afgeleid worden dat retrofit van een DLN bij een offshore gasturbine circa 3 tot 5 keer duurder is dan de meerkosten van een DLN bij een nieuwe gasturbine. Hier is gerekend met een factor 3 voor de investeringen en een factor 2 voor de variabele kosten. Als alternatief is ook hier SCR opgenomen om een indicatie te geven van de maximum kosten van aanpassing van bestaande installaties. De cijfers zijn vergeleken met een presentatie uit 1997 (Moltu, 1997). Deze komt voor DLN branders tot hogere kostencijfers en een retrofitfactor van 2. De hogere kostencijfers zijn in lijn met een publicatie uit 1999 die aangeeft dat de kosten voor DLN branders ten opzichte van eerdere cijfers significant zijn gedaald (Major, 1999). In dit verband kan nog opgemerkt worden dat in Noorwegen veel offshore gasturbines van DLN zijn voorzien (zie ook bijlage A over de NO<sub>x</sub>-emissie belasting in Noorwegen). In 2002 ging het al 28 low NO<sub>x</sub> gasturbines (Svalheim, 2002).

Tabel 5.5 Gehanteerde kostencijfers voor offshore gasturbines

Vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Investeringskosten [€/MW <sub>th</sub> ]		Variabele kosten [€/MW <sub>th</sub> /uur]		Veronderstelde techniek Nieuw
	Nieuw	Retrofit	Nieuw	Retrofit	
<5	23800	71400	0,58	1,15	DLN
<5 Alternatief		130000		1,60	SCR retrofit
7,5	18300	54900	0,58	1,15	DLN
7,5 Alternatief		100000		1,60	SCR retrofit
>10	12200	36600	0,53	1,06	DLN
>10 Alternatief		66667		1,60	SCR retrofit

### Dieselmotoren

De kosten voor SCR bij dieselmotoren zijn sterk in beweging. Zowel door de toepassing bij vrachtauto's als ook door de toename van het gebruik van SCR bij schepen. Volgens SCR producenten liggen de kosten in 2004 bij kleine dieselmotoren rond de 71 \$/kW en voor grote schepen tussen de 45 en 22 \$/kW. Hierbij wordt verwezen naar het motorvermogen (kW<sub>as</sub>) (MECA, 2004). Omgerekend komt dit uit tussen de 9000 en 30000 \$<sub>2004</sub>/MW<sub>th</sub>. Een publicatie uit 2001 over SCR bij stationaire dieselmotoren komt tot investeringskosten van 38000 \$<sub>2001</sub>/MW<sub>th</sub> en variabele kosten in de orde van 1,4 \$<sub>2001</sub>/MW<sub>th</sub>. Een rapport voor de Amerikaanse EPA komt voor een 750 kW motor tot ruim 50000 \$/MW<sub>th</sub> (Nelson, 2010). Voor de kostencijfers zijn ook andere bronnen bekeken zoals onder andere (EPRI, 2005), (Krishnan, 2001) en (Kroon, 2008).

De eis voor nieuwe dieselmotoren stond sinds augustus 1990 in BEES B op 400 g/GJ (met een correctiefactor voor het motorrendement). Dit houdt in de praktijk in dat SCR moet worden toegepast. In BEMS is deze eis aangescherpt naar 450 mg/Nm<sup>3</sup> (circa 130 g/GJ). Voor installaties die aan de BEMS-eisen moeten (gaan) voldoen betekent dit dat bijvoorbeeld een grotere katalysator geplaatst moet worden en meer reductiemiddel moet worden toegevoerd. Het gaat vooral over de offshore want er zijn nauwelijks stationaire dieselmotoren op het vaste land die vanuit NO<sub>x</sub>-emissiehandel onder de BEMS-eisen gaan vallen.

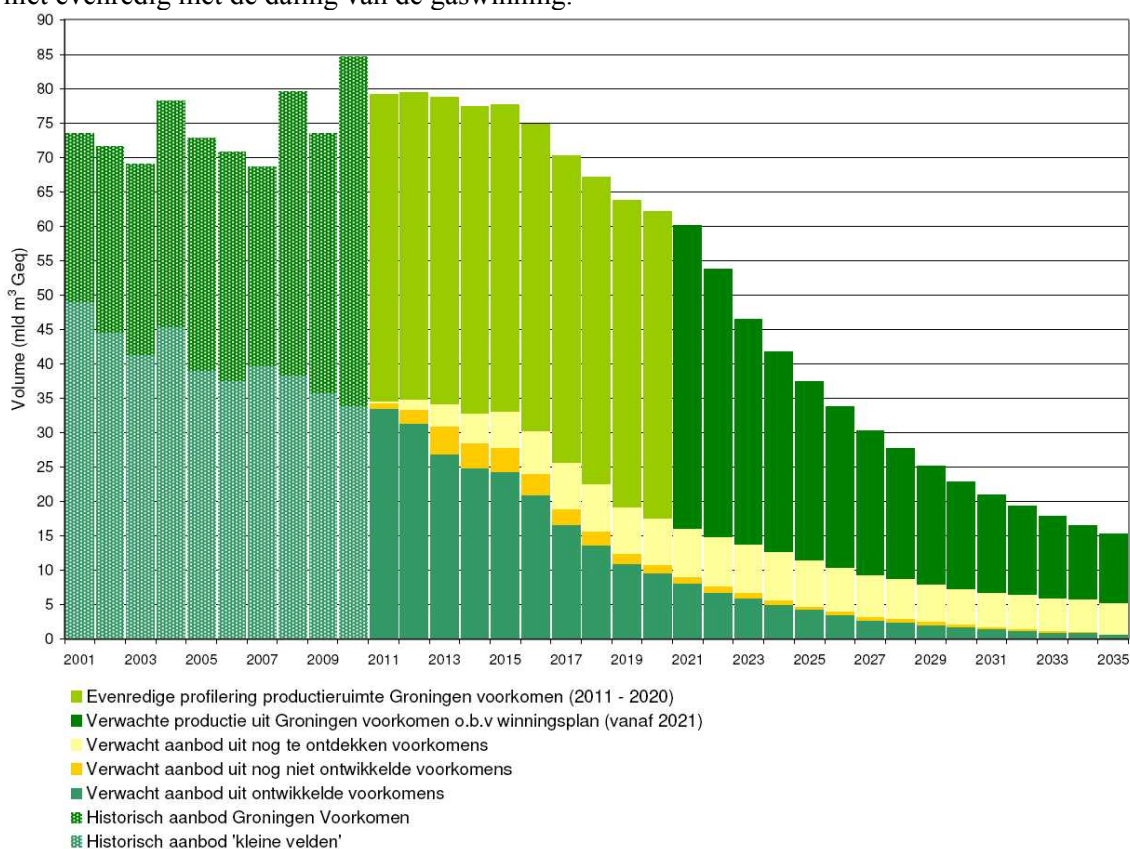
Voor installaties in de offshore golden de BEES B eisen nog niet. Dit betekent dat hier nog voornamelijk installaties staan waar geen SCR aanwezig is. Om aan de BEMS-eisen te voldoen moet hier een complete SCR geplaatst worden. Gekozen is om hier, omdat het om offshore gaat, hoge waarden voor investeringskosten uit de literatuur te gebruiken. Voor retrofit is gerekend met een factor 3 hogere investeringskosten. Ondanks de factor 3, wordt het niveau van 260000 euro/MW<sub>th</sub> uit de DHV offshore studie voor een 2,5 MW<sub>th</sub> installatie niet bereikt (DHV, 2007). De hier berekende variabele kosten zijn wel hoger dan in de DHV-studie. Uitgaande van een onbestreden emissie van 1000 g/GJ (DHV geeft aan uit te gaan van >400 g/GJ) moet veel meer reductiemiddel gebruikt worden. Ook het vervangen van de katalysator (1 maal per 4 jaar) draagt bij aan de hoge variabele kosten. De resulterende kostencijfers staan in Tabel 5.6.

Tabel 5.6 *Gehanteerde kostencijfers voor SCR bij dieselmotoren*

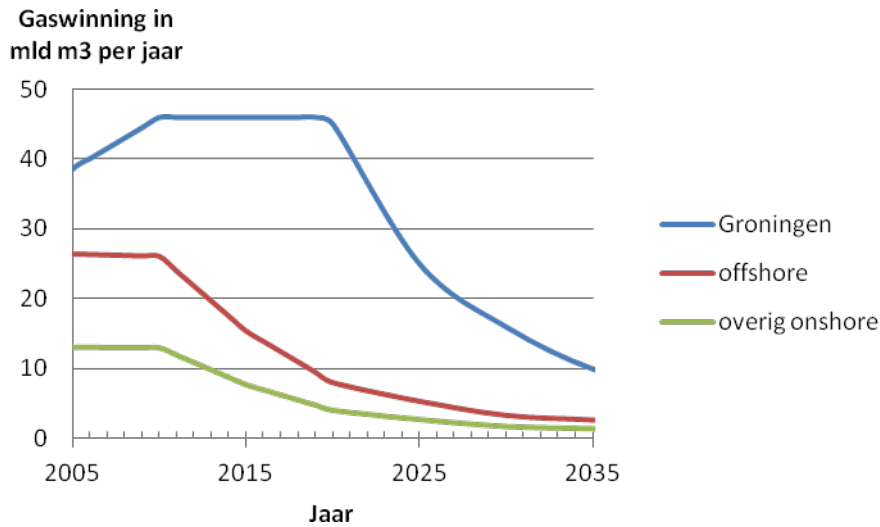
Vermogen [MW <sub>th</sub> ]	Investeringskosten [€/MW <sub>th</sub> ]		Variabele kosten [€/MW <sub>th</sub> /uur]		Veronderstelde techniek Nieuw
	Nieuw	Retrofit	Nieuw	Retrofit	
≥1 (op land)	15000	20000	1,44	1,47	Grote SCR volume
Offshore					
2	40000	120000	3,80	4,10	SCR
5	30000	90000	3,70	3,90	SCR
10	28000	84000	3,70	3,90	SCR

## 6. Afname van de omvang van de offshore olie- en gaswinning

Indien de offshore olie- en gaswinning daalt neemt ook het aantal installaties af en zijn er minder kosten om bestaande installaties aan te passen. Om dit te onderzoeken is eerst gekeken naar de verwachtingen rondom de offshore gaswinning (de offshore oliewinning is van veel kleinere omvang). In Figuur 6.1 is de historische en toekomstige gaswinning zichtbaar zoals in het laatste jaarverslag over delfstoffenwinning is opgenomen (TNO, 2011). Offshore gaswinning is hierin niet zo goed zichtbaar. Door ECN worden de voorraden en verwachtingen verwerkt in een gasmodel. De resultaten hiervan staan in Figuur 6.2. De offshore gaswinning is in hierin in 2017 nog maar de helft van 2010. In 2020 is dit gedaald tot 30%. Hoewel het energiegebruik per gewonnen m<sup>3</sup> gas wel wat toeneemt, zal duidelijk zijn dat het brandstofverbruik in 2017 en 2020 in de offshore gaswinning (bij de huidige inzichten) aanzienlijk lager zal zijn dan nu het geval. Dit geldt dan ook voor de bijbehorende emissies. Waarschijnlijk loopt het stilzetten (en ontmantelen) van installaties niet evenredig met de daling van de gaswinning.



Figuur 6.1 *Verloop gaswinning volgens het jaarverslag delfstoffen en aardwarmte in Nederland*



Figuur 6.2 Verloop gaswinning volgens ECN gasmodel

In de periode 2001-2010 werden er van alle platforms in het Nederlandse deel van de Noordzee er 36 geplaatst en 34 verwijderd. Dit is hier verder niet gespecificeerd naar type of aanwezigheid van installaties. In 2010 staan er nog 178 platforms. Het verloop is daarmee circa 2% per jaar.

Er zijn bij ECN geen officiële verwachtingen van de sector over de ontwikkeling van het aantal offshore installaties bekend. Daarom is aan de hand van de voorgaande informatie een beeld gekozen met een afnemende offshore gaswinning. In het basis beeld is een afname van het aantal platform met 2% per jaar verondersteld en een circa 2 keer sneller daling, met 4% per jaar, van het brandstofverbruik. In een variant met een hogere daling is de afname van de gaswinning overgenomen van het ECN model en daaraan gekoppeld ook een (minder snelle) afname in het aantal installaties, zie Tabel 6.1.

Tabel 6.1 Aannames rond de afname van de olie- en gaswinning

	Afname brandstofverbruik [%]	Afname aantal installaties [%]
Basis met langzame afname		
2014	19	9
2017	30	14
2019	38	18
2021	45	22
2022	48	24
2024	55	28
Variant met snellere daling		
2019	64	30
2024	77	40

Opgemerkt moet worden dat het verschil tussen de afname in brandstofverbruik en de afname van het aantal installaties er toe leidt dat de kosten per kg NO<sub>x</sub>-reductie hoger worden, omdat de investerings-

kosten, die samenhangen met het aantal installaties, minder snel afnemen dan de NO<sub>x</sub>-reductie, die samenhangt met het brandstofverbruik.

## 7. Van uitgangssituatie 2010 naar 2019

In 2010 is BEMS in werking getreden en in 2019 is de BEMS wetgeving volledig geïmplementeerd. Dit is dan ook het tijdstip waarop de volledige kosten zichtbaar zijn. In dit hoofdstuk is een stapsgewijze aanpak gekozen. Eerst is in drie stappen berekend welke nalevingskosten bij de huidige overgangstermijnen uit BEMS, 2017 en 2019, optreden. Hierbij wordt in de berekeningen verwerkt dat nieuwe installaties aan BBT voldoen en derhalve geen extra kosten opleveren bij de afschaffing van NO<sub>x</sub>-emissiehandel. Daarnaast wordt stilgestaan bij het effect van de dalende offshore olie- en gaswinning. Uiteindelijk resulteert dit in de geschatte kosten en effecten (per jaar) in 2019. Daarna is berekend wat de kosten en effecten zouden zijn als bij afschaffing van emissiehandel in 2014 alle installaties, zonder de overgangstermijnen, aan BEMS-eisen moeten voldoen. Tenslotte zijn in hoofdstuk 8 drie scenario's met extra overgangstermijnen doorgerekend. Aan deze drie laatste scenario's zitten juridische risico's in verband met staatssteun, waarvoor wordt verwezen naar de memorie van toelichting bij het wetsvoorstel intrekken NO<sub>x</sub>-handel.

In de berekeningen wordt gebruik gemaakt van de tweede set NEa data. De gehanteerde kostencijfers zijn al in hoofdstuk 5 toegelicht.

### 7.1 Uitgangssituatie basis park 2010 (stap 1)

In deze paragraaf worden, als stap 1, zowel de aanpassingskosten voor nieuwe als bestaande installaties bepaald (per jaar in 2019) en heeft er ook nog geen correctie voor de dalende olie- en gaswinning plaatsgevonden. Als startpunt zijn de geselecteerde installaties uit de ruwe NEa data gebruikt die in 2010 nog niet aan de BEMS eis voldoen (2<sup>e</sup> kolom in Tabel 7.1). Hierbij is voor de kostenberekening voor nieuwe installaties uitgegaan van een economische levensduur van 15 jaar en voor retrofit van gemiddeld 7,5 jaar<sup>18</sup>. De termijn bij retrofit is lager omdat de levensduur van de installatie die aangepast wordt lager is dan van een nieuwe installatie. De veronderstelde rente is 10%. Er is niet verondersteld dat installaties compleet vervangen moeten worden. Wel is brandervanging verondersteld. In Tabel 7.1 zijn de aanpassingenjaren en percentages van Tabel 4.1 aangehouden. Omdat van circa 10% van de installaties recente gegevens ontbreken, zou het beeld nog 10% hoger kunnen liggen.

Tabel 7.1 *Kosten van aan te passen installaties (excl. olie- en gaswinning)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	164	1	0,3	1,6
Olieketel	1	1	0	0,0	4,9
Gasmotor	95	671	13	4,1	6,1
Gasturbine	7	51	4	1,3	25,1
Totaal	218	886	18	5,6	6,3

<sup>18</sup> Voor installaties die in 2017 dicht tegen het einde van de levensduur aanzitten lopen de aanpassingskosten erg op. Er zijn echter voor individuele bedrijven keuze mogelijkheden om dit te vermijden. Zo kan besloten worden om deze eerder te vervangen of vroeger aan te passen. Ook kan levensduurverlenging en renovatie worden overwogen. Een laatste optie is om tijdelijk een andere installatie te huren.

De gasturbines komen in dit overzicht met een hoge kostenfactor naar voren. Dit heeft te maken met de eis die in BEMS gesteld wordt. Deze ligt net onder de waarde die bij de veel huidige turbines gevonden wordt, waardoor de aanpassingen per kg reductie duur uitpakken. In de berekening komt het daarom voor dat een installatie voor een beperkte kleine extra reductie uitgevoerd moet worden met een (andere) lage NO<sub>x</sub> verbrandingskamer.

Tabel 7.2 *Kosten van aan te passen installaties in de olie- en gaswinning*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	4	2	0	0,0	1,5
Gasmotor	17	273	4	1,2	4,4
Dieselmotor <sup>19</sup>	19	484	3	1,0	2,0
Gasturbine	32	857	17	5,9	6,9
Gasturbine onshore	3	78	1	0,5	6,3
Totaal	75	1694	25	8,5	5,0

In Tabel 7.2 zijn de kosten uitgewerkt voor de offshore situatie. Omdat deze in dezelfde sector vallen zijn ook enkele onshore installaties opgenomen. In Tabel 7.3 is het totaal beeld zichtbaar.

Tabel 7.3 *Totale kosten van aan te passen installaties (nieuw en bestaand)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	119	166	1	0,3	1,6
Olieketel	1	1	0	0,0	4,9
Gasmotor	112	944	17	5,3	5,6
Dieselmotor	19	484	3	1,0	2,0
Gasturbine	42	985	22	7,6	7,8
Totaal	293	2580	43	14,1	5,5

## 7.2 Alleen nog kosten voor retrofit (stap 2)

In deze paragraaf wordt, als stap 2, de aanpassingskosten voor nieuwe en bestaande installaties uit elkaar gehaald; een correctie voor de dalende olie- en gaswinning vindt in de volgende paragraaf plaats. Een belangrijke daling van kosten en effecten vindt plaats als verondersteld wordt dat bedrijven toch zelf al zouden kiezen om bij nieuwe installaties aan BBT (dat wil zeggen BEMS-achtige) eisen te voldoen. In dat geval vallen de kosten en effecten van alle nieuwe installaties uit de overzichten weg. De resultaten hiervan zijn zichtbaar in Tabel 7.4, Tabel 7.5 en Tabel 7.6. Hierin is ook het aantal vernieuwde installaties opgenomen. Het totale reductie-effect neemt hierdoor met 1 kton af en de kosten dalen met 4 mln. De kosteneffectiviteit gaat omhoog van 5,5 naar 7,4 euro/kg NO<sub>x</sub>-reductie (zie het verschil tussen Tabel 7.3 en Tabel 7.6).

<sup>19</sup> Wellicht dat niet al deze motoren meedoen. In de lijst met installaties die niet onder BEMS vallen geeft Artikel 1.3 lid d van BEMS aan: zijnde een noodvoorziening, die ten hoogste vijfhonderd uren per jaar in bedrijf is.



Tabel 7.4 *Retrofitkosten van aan te passen installaties (excl. olie- en gaswinning)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	Vernieuwd voor 2017- 2019	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal inves- tering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	26,8	125	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0,2	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	95	35,7	416	9	2,9	7,0
Gasturbine	7	2,0	37	3	1,1	31,4
Totaal	218	64,8	578	14	4,3	7,5

Tabel 7.5 *Retrofitkosten van aan te passen installaties in de olie- en gaswinning*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	Vernieuwd voor 2019	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> reductie
Gasketel	4	1,4	2	0	0,0	2,2
Gasmotor	17	10,2	109	2	0,6	5,4
Dieselmotor	19	11,4	194	2	0,6	3,0
Gasturbine	32	14,4	488	13	4,6	9,5
Gasturbine onshore	3	0,8	56	1	0,4	7,8
Totaal	75	36,8	848	18	6,2	7,4

Tabel 7.6 *Totale retrofitkosten van aan te passen installaties in 2019 (exclusief daling olie- en gaswinning)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	Vernieuwd voor 2017- 2019	NO <sub>x</sub> - emissiereduc- tie [ton/jr]	Totaal inves- tering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	119	28,3	127	1	0,3	2,0
Olieketel	1	0,2	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	112	45,9	525	11	3,5	6,7
Dieselmotor	19	11,4	194	2	0,6	3,0
Gasturbine	42	17,2	580	18	6,2	10,7
Totaal	293	101,6	1427	33	10,6	7,4

Hierna is het mogelijk om een onderscheid te maken tussen de “meerkosten” van de toepassing van BBT bij nieuwe installaties en bij bestaande installaties. Van de 2,5 kton reductie (zie Tabel 7.3) wordt 1,4 kton (55%) gereduceerd via retrofit (zie Tabel 7.6) en 1,1 kton bij nieuwe installaties. De kosten worden vergeleken in Tabel 7.7<sup>20</sup>. Hieruit blijkt dat de aanpassing van bestaande installaties een factor 2,4 keer de BBT-toepassing bij nieuwe installaties kost. Bij installaties op land scheelt die bijna een factor 2, bij installaties in de offshore meer dan een factor 3. Voor een deel wordt dit veroorzaakt door de kortere afschrijvingstermijn, voor een deel doordat de kosten van retrofit hoger zijn dan toepassing bij nieuwe installaties. Bij een langere overgangstermijn worden meer installaties vanzelf vervangen en schuiven retrofit kosten langzaam naar BBT-kosten bij nieuwe installaties.

<sup>20</sup> De bijdrage van nieuwe installaties kan bepaald worden uit het verschil tussen Tabel 7.1 tot en met Tabel 7.3 en Tabel 7.4 tot en met Tabel 7.6.

Hierbij kan nog opgemerkt worden dat de investeringskosten per kg NO<sub>x</sub> dalen, indien de retrofit aanpassingen op een eerder tijdstip worden gepleegd. Dan kunnen de investeringskosten namelijk over een langere periode worden afgeschreven.

Een tweede aspect is dat nieuwe installaties voor BBT meerkosten moeten maken, die de eigenaren van bestaande installaties niet hebben. Worden de uitgespaarde kosten, door het niet vroegtijdig aanpassen van de installaties (bijvoorbeeld pas eind 2016 in plaats van in 2010), verrekend met de hogere kosten van de retrofit dan is er over de levensduur gezien een veel lager kostenverschil tussen bestaand en nieuw.

Tabel 7.7 *BBT kosten van nieuwe installaties vergeleken met retrofit*

	Nieuw			Retrofit		
	Aantal installaties	Totale kosten p/jr [mln euro]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie	Aantal installaties	Totale kosten p/jr [mln euro]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Alle installaties exclusief olie- en gaswinning						
Gasketel	26,8	0,0	0,2	88,2	0,2	2,0
Olieketel	0,2	0,0	2,8	0,8	0,0	5,6
Gasmotor	35,7	1,1	4,5	59,3	2,9	7,0
Gasturbine	2,0	0,1	8,7	5,0	1,1	31,4
Subtotaal	64,8	1,3	4,1	153,2	4,3	7,5
Installaties bij olie- en gaswinning						
Gasketel	1,4	0,0	0,2	2,6	0,0	2,2
Gasmotor	10,2	0,6	3,8	6,8	0,6	5,4
Dieselmotor	11,4	0,4	1,3	7,6	0,6	3,0
Gasturbine	14,4	1,2	3,4	17,6	4,6	9,5
Gasturbine onshore	0,8	0,1	2,3	2,2	0,4	7,8
Subtotaal	36,8	2,3	2,7	38,2	6,2	7,4
Totaal alle installaties						
Gasketel	28,3	0,0	0,2	90,7	0,3	2,0
Olieketel	0,2	0,0	2,8	0,8	0,0	5,6
Gasmotor	45,9	1,8	4,2	66,1	3,5	6,7
Dieselmotor	11,4	0,4	1,3	7,6	0,6	3,0
Gasturbine	17,2	1,4	3,5	24,8	6,2	10,7
Totaal	101,6	3,6	3,1	191,4	10,6	7,4

### 7.3 Effect afname olie- en gaswinning (stap 3)

In het voorgaande is nog geen rekening gehouden met de afname van olie- en gaswinning op de Noordzee zoals in hoofdstuk 6 is beschreven. Allereerst is in

Tabel 7.8 de situatie geschetst indien er tot 2019 geen afname zou zijn en alle installaties uit 2010 (hetzij oud, hetzij inmiddels vernieuwd) nog aanwezig zouden zijn. In

Tabel 7.9 is daarna het beeld doorgerekend met afname. De totale kosten nemen af van 6,2 mln per jaar naar 4,7 mln per jaar. Gelijktijdig nemen de kosten per kg NO<sub>x</sub>-emissie vermeden licht toe. De oorzaak hiervan is dat het aantal installaties minder snel afneemt dan het brandstofverbruik (of de hoeveelheid gewonnen olie en gas). De veronderstelde afname is ook te zien aan het afnemende aantal installaties. Als er geen afname is moeten er in 2019 75 verbrandingsinstallaties aangepast

zijn (deels via vernieuwing, deels via retrofit). Door de daling van de olie- en gaswinning daalt dit aantal naar (circa) 62.

Tabel 7.8 *Retrofitkosten van aan te passen installaties olie- en gaswinning (“2019”)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	4	2	0	0,0	2,2
Gasmotor	17	109	2	0,6	5,4
Dieselmotor	19	194	2	0,6	3,0
Gasturbine	32	488	13	4,6	9,5
Gasturbine onshore	3	56	1	0,4	7,8
Totaal	75	848	18	6,2	7,4

Tabel 7.9 *Retrofitkosten bij afnemende olie- en gaswinning in 2019*

	In 2019 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	2,9
Gasmotor	14	68	1	0,4	6,4
Dieselmotor	16	120	2	0,4	3,7
Gasturbine	26	303	11	3,4	11,2
Gasturbine onshore	3	56	1	0,4	7,8
Totaal	62	547	15	4,7	8,6

In Tabel 7.10 is een beeld opgenomen indien de gaswinning harder zakt. Bijvoorbeeld omdat er in het geheel geen nieuwe winbare voorraden bijkomen. De reductie kosten in 2019 kunnen dan teruglopen naar 3,7 mln/jaar. In dit beeld daalt het aantal aan te passen verbrandingsinstallaties naar 53.

Tabel 7.10 *Retrofitkosten bij variant met snellere afname olie- en gaswinning in 2019*

	In 2019 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	4,3
Gasmotor	12	39	1	0,3	8,3
Dieselmotor	13	70	2	0,4	5,0
Gasturbine	22	176	9	2,6	14,5
Gasturbine onshore	3	56	1	0,4	7,8
Totaal	53	341	13	3,7	10,8

In hoofdstuk 8 worden verschillende situaties geanalyseerd indien een langere overgangstermijn voor de eis bij bestaande installaties wordt gehanteerd. Om het effect van een snellere afname te illustreren is hier ook het beeld van 5 jaar uitstel van de eis voor bestaande installaties vergeleken

bij de veronderstelde afname van de olie- en gaswinning in Tabel 7.11 en de versnelde afname in Tabel 7.12. In beide beelden zouden bestaande installaties in 2024 aan de eisen moeten voldoen. Doordat olie- en gaswinning in deze 5 jaar verder daalt, neemt ook het aantal aan te passen installaties af. Het in de tabel genoemde aantal heeft zowel betrekking op nieuw als retrofit.

Tabel 7.11 *Retrofitkosten bij afnemende olie- en gaswinning (2024)*

	In 2024 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	3,5
Gasmotor	12	49	1	0,4	7,2
Dieselmotor	14	87	2	0,4	4,3
Gasturbine	23	220	10	2,8	12,7
Gasturbine onshore	3	40	1	0,3	7,8
Totaal	54	397	13	3,8	9,7

Tabel 7.12 *Retrofitkosten van bij variant met snellere afname olie-en gaswinning (2024)*

	In 2024 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	2	0	0	0,0	5,7
Gasmotor	10	25	1	0,3	10,4
Dieselmotor	11	45	1	0,3	6,5
Gasturbine	19	112	8	2,0	18,1
Gasturbine onshore	3	40	1	0,3	7,8
Totaal	45	223	11	2,9	13,0

## 7.4 Uitgangssituatie kosten 2019

De veronderstelde afname van de olie- en gaswinning en de veronderstelling dat nieuwe installaties aan BBT voldoen, en daarmee geen extra kosten meer maken bij de afschaffing van NO<sub>x</sub>-emissiehandel, kan nu gecombineerd worden. Dit levert de uitgangssituatie voor de verdere berekeningen. Het gaat om een combinatie van Tabel 7.4 en

Tabel 7.9, hier herhaald in Tabel 7.13 en Tabel 7.14, die samen gecombineerd zijn tot een totaal-overzicht in Tabel 7.15. De tweede kolom geeft het aantal installaties weer. Een deel hiervan is voor 2019 vervangen en levert hier geen kosten of effecten op.

Tabel 7.13 *Retrofitkosten van aan te passen installaties (excl. olie- en gaswinning) in 2019*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	125	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	95	416	9	2,9	7,0
Gasturbine	7	37	3	1,1	31,4
Totaal	218	578	14	4,3	7,5

Tabel 7.14 *Retrofitkosten bij afnemende olie- en gaswinning (2019)*

	In 2019 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	2,9
Gasmotor	14	68	1	0,4	6,4
Dieselmotor	16	120	2	0,4	3,7
Gasturbine	26	303	11	3,4	11,2
Gasturbine onshore	3	56	1	0,4	7,8
Totaal	62	547	15	4,7	8,6

Tabel 7.15 *Totale retrofitkosten van aan te passen installaties (2019)*

	In 2019 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	118	126	1	0,3	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	109	484	11	3,4	7,0
Dieselmotor	16	120	2	0,4	3,7
Gasturbine	36	395	16	5,0	12,6
Totaal	280	1126	29	9,0	8,0

De totale kosten die in 2019 gemaakt zouden moeten worden van 14,1 mln/ jaar waar dit hoofdstuk mee begon zijn door het weglaten van nieuwe installaties en het inboeken van een dalende olie- en gaswinning met circa 5 mln vermindert. Hiervan zit een kleine 4 mln in de BBT bij nieuwe installaties en ruim 1 mln bij in 2019 reeds stilgelegde of gesloopte offshore installaties. De berekende emissiereductie zakt met bijna 1,45 kton. Hiervan zit 1,1 bij nieuwe installaties en een kleine 0,4 kton bij offshore installaties.

## 7.5 In 2014 direct de bestaande installaties aanpassen.

Bij de invoering van BEMS was er in eerste instantie voor gekozen om de maatregelen voor bestaande installaties in 2014 in te laten gaan. In een later stadium is dit verschoven naar 2017 en voor twee specifieke groepen naar 2019. In deze paragraaf is berekend wat de kosten en effecten

zouden zijn als aan de oorspronkelijk invoeringsdatum zou zijn vastgehouden. Deze theoretische berekening houdt in dat bestaande installaties bij afschaffing van emissiehandel direct aan de BEMS-eisen moeten voldoen.

In Tabel 7.16 staan de cijfers voor de installaties buiten de olie- en gaswinning. Omdat nu drie jaar eerder aan de eisen moet worden voldaan, zijn er minder installaties vervangen. Hierdoor worden zowel de kosten als het reductie-effect hoger. In Tabel 7.17 is het effect zichtbaar voor de sector olie- en gaswinning. Hier is het drie (onshore) tot vijf (offshore) jaar eerder. Daarnaast is de winning in 2014 minder teruggelopen dan in 2019 waardoor het effect ook groter wordt. Beide effecten zorgen voor een bijna 2 keer zo hoge emissiereductie tegen evenredig toenemende kosten. In Tabel 7.18 staat het totaalbeeld. De emissiereductie in 2014 is bijna 0,67 kton hoger dan nu in 2019 bereikt wordt. De jaarlijkse kosten liggen 4,6 mln hoger. Een kleine 80% van dit effect zit in de sector olie- en gaswinning.

Tabel 7.16 *Retrofitkosten van aan te passen installaties per 2014 (excl. olie- en gaswinning)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	142	1	0,3	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	95	537	12	3,8	7,0
Gasturbine	7	43	4	1,3	31,4
Totaal	218	722	18	5,4	7,5

Tabel 7.17 *Retrofitkosten bij afnemende olie- en gaswinning (2014)*

	In 2014 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	4	2	0	0,0	2,5
Gasmotor	15	162	3	0,9	5,8
Dieselmotor	17	287	4	0,9	3,3
Gasturbine	29	561	17	5,8	10,3
Gasturbine onshore	3	65	1	0,5	7,8
Totaal	68	1078	25	8,2	7,6

Tabel 7.18 *Totale retrofitkosten van aan te passen installaties (2014)*

	In 2014 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	119	143	1	0,3	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	110	699	15	4,7	6,7
Dieselmotor	17	287	4	0,9	3,3
Gasturbine	39	669	23	7,6	11,4
Totaal	286	1799	43	13,6	7,5

## 8. Varianten met uitgestelde verplichting voor bestaande installaties

In BEMS is een overgangstermijn opgenomen voor bestaande installaties. Deze loopt tot 2017, en voor de offshore sector en een groep gasmotoren in de glastuinbouw tot 2019. In dit hoofdstuk wordt onderzocht wat de gevolgen zijn als deze overgangstermijn voor de installaties die niet meer onder emissiehandel vallen wordt verlengd met 2, 3 of 5 jaar. Aan het eind van dit hoofdstuk worden de verschillende opties met elkaar vergeleken. Aan deze beelden met uitstel kunnen juridische risico's zitten in verband met staatssteun.

### 8.1 Uitgangssituatie kosten 2019 met 2 jaar uitstel

In Tabel 8.1 is het effect van een twee jaar langere overgangstermijn opgenomen. In de meeste gevallen wordt de termijn daarmee verlengd van voor 1 januari 2017 naar voor 1 januari 2019. Een uitzondering betreft een paar installaties in de glastuinbouw. In Tabel 8.2 wordt voor de offshore de termijn verlengd tot 1 januari 2021. Door de afname van de offshore olie- en gaswinning, neemt hierbij het aantal installaties dat aangepast moet worden af. Een beperkte uitzondering betreft de installaties op land in de olie- en gaswinning waar de termijn, bij een verlenging met 2 jaar, wordt verlengd tot 1 januari 2019. In

Tabel 8.3 volgt het totaal beeld. Het gaat daarbij om de totale kosten tot en met 1 januari 2021.

Tabel 8.1 *Retrofitkosten excl. olie- en gaswinning met 2 jaar extra overgangstermijn*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	115	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	95	349	8	2,5	7,0
Gasturbine	7	33	3	1,0	31,4
Totaal	218	496	12	3,7	7,5

Tabel 8.2 *Retrofitkosten olie- en gaswinning met 2 jaar extra overgangstermijn*

	In 2021 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	3,1
Gasmotor	13	60	1	0,4	6,7
Dieselmotor	15	106	2	0,4	3,9
Gasturbine	25	268	10	3,2	11,7
Gasturbine onshore	3	56	1	0,4	6,9
Totaal	59	492	15	4,4	8,9

Tabel 8.3 *Totale retrofitkosten met 2 jaar extra overgangstermijn in 2021*

	In 2021 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	118	115	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	108	409	9	2,9	7,0
Dieselmotor	15	106	2	0,4	3,9
Gasturbine	35	357	14	4,6	12,8
Totaal	277	988	27	8,1	8,2

## 8.2 Uitgangssituatie kosten 2019 met 3 jaar uitstel

In Tabel 8.4 is het effect van een drie jaar langere overgangstermijn opgenomen. In de meeste gevallen wordt de termijn daarmee verlengd van voor 1 januari 2017 naar voor 1 januari 2020. Een uitzondering betreft een paar installaties in de glastuinbouw. In Tabel 8.5 wordt voor de offshore de termijn verlengd tot 1 januari 2022. Door de afname van de offshore olie- en gaswinning, neemt hierbij het aantal installaties dat aangepast moet worden af. Een beperkte uitzondering betreft de installaties op land in de olie- en gaswinning waar de termijn, bij een verlenging met 3 jaar, wordt verlengd tot 1 januari 2020. In Tabel 8.6 volgt het totaal beeld. Het gaat daarbij om de totale kosten tot en met 1 januari 2022.

Tabel 8.4 *Retrofitkosten excl. olie- en gaswinning met 3 jaar extra overgangstermijn*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	109	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	95	315	7	2,2	7,0
Gasturbine	7	31	3	1,0	31,4
Totaal	218	455	11	3,4	7,5



Tabel 8.5 *Retrofitkosten olie- en gaswinning met 3 jaar extra overgangstermijn*

	In 2022 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	3,2
Gasmotor	13	57	1	0,4	6,8
Dieselmotor	14	101	2	0,4	4,0
Gasturbine	24	254	10	3,0	12,0
Gasturbine onshore	3	47	1	0,4	7,8
Totaal	57	459	14	4,2	9,1

Tabel 8.6 *Totale retrofitkosten met 3 jaar extra overgangstermijn in 2022*

	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]
Gasketel	118	110	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	108	372	8	2,6	7,0
Dieselmotor	14	101	2	0,4	4,0
Gasturbine	34	331	14	4,4	13,2
Totaal	275	914	25	7,6	8,3

### 8.3 Uitgangssituatie kosten 2019 met 5 jaar uitstel

In Tabel 8.7 is het effect van een vijf jaar langere overgangstermijn opgenomen. In de meeste gevallen wordt de termijn daarmee verlengd van voor 1 januari 2017 naar voor 1 januari 2022. Een uitzondering betreft een paar installaties in de glastuinbouw. In Tabel 8.8 wordt voor de offshore de termijn verlengd tot 1 januari 2024. Door de afname van de offshore olie- en gaswinning, neemt hierbij het aantal installaties dat aangepast moet worden af. Een beperkte uitzondering betreft de installaties op land in de olie- en gaswinning waar de termijn, bij een verlenging met 5 jaar, wordt verlengd tot 1 januari 2022. In Tabel 8.9 volgt het totaal beeld. Het gaat daarbij om de totale kosten tot en met 1 januari 2024.

Tabel 8.7 *Retrofitkosten excl. olie- en gaswinning met 5 jaar extra overgangstermijn*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	115	98	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	95	248	6	1,7	7,0
Gasturbine	7	26	2	0,8	31,4
Totaal	218	373	9	2,8	7,4

Tabel 8.8 *Retrofitkosten olie- en gaswinning met 5 jaar extra overgangstermijn*

	In 2024 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	3	1	0	0,0	3,5
Gasmotor	12	49	1	0,4	7,2
Dieselmotor	14	87	2	0,4	4,3
Gasturbine	23	220	10	2,8	12,7
Gasturbine onshore	3	40	1	0,3	7,8
Totaal	54	397	13	3,8	9,7

Tabel 8.9 *Totale retrofitkosten met 5 jaar extra overgangstermijn*

	In 2024 nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Gasketel	118	99	1	0,2	2,0
Olieketel	1	0	0	0,0	5,6
Gasmotor	107	297	7	2,1	7,1
Dieselmotor	14	87	2	0,4	4,3
Gasturbine	33	286	13	3,9	13,7
Totaal	272	770	22	6,6	8,6

## 8.4 Vergelijking diverse uitsteltermijnen

In Tabel 8.10 is een overzicht gegeven van de berekeningsbasis in 2019 (conform BEMS) en de diverse overgangstermijnen. De daling bij een langere overgangstermijn komt vooral voort uit de toename van het aantal oude installaties dat via normale vervanging vernieuwd is. Bij de installaties op land, komen de kosten voor bijna 50% terug in, hier niet opgenomen, BBT-meerkosten bij nieuwe installaties. Bij offshore installaties komt maar 1/3 terug bij nieuwe of compleet vervangen installaties. Ook speelt hier de afname van de olie- en gaswinning een rol, waardoor in de loop van de tijd het aantal verbrandingsinstallaties afneemt<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Te zien in de kolom: "in jaar nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan de eis". Hier staat het aantal verbrandingsinstallaties wat er in 2010 al is en in het zichtjaar ook nog (hetzij met retrofit, hetzij inmiddels vernieuwd).

Tabel 8.10 *Totaal beeld met verschillende overgangstermijnen*

	In jaar nog aanwezig en voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie-reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Conforms BEMS (2019)					
Op land	218	578	14	4,3	7,5
Olie- en gaswinning	62	547	15	4,7	8,6
Totaal	280	1126	29	9,0	8,0
Met 2 jaar uitstel (2021)					
Op land	218	496	12	3,7	7,5
Olie- en gaswinning	59	492	15	4,4	8,9
Totaal	277	988	27	8,1	8,2
Met 3 jaar uitstel (2022)					
Op land	218	455	11	3,4	7,5
Olie- en gaswinning	57	459	14	4,2	9,1
Totaal	275	914	25	7,6	8,3
Met 5 jaar uitstel (2024)					
Op land	218	373	9	2,8	7,4
Olie- en gaswinning	54	397	13	3,8	9,7
Totaal	272	770	22	6,6	8,6

Voor een overgangstermijn zijn niet alleen de kosten van belang. Bedrijven moeten ook tijd hebben om de verbrandingsinstallatie voor retrofit stil te leggen. Als de hele fabriek hiervoor stilgelegd moet worden, levert dit zeer hoge kosten op. Bij een natuurlijk moment (groot onderhoud van de fabriek) zijn de kosten veel lager (en van het hier verondersteld niveau). Ook is er tijd nodig voor advies, offertes, keuzes en productie van de benodigde retrofit componenten. Ten slotte moeten ook monteurs beschikbaar zijn.

## 9. Kosten per sector

### 9.1 Kosten per sector

De kosten voor de sector olie- en gaswinning staan al separaat in dit rapport. De database die gebruikt wordt, deelt de overige gevonden verbrandingsinstallaties in 10 sectoren in. Deze zijn zichtbaar in Tabel 9.1. Deze tabel vormt dus een sectorale uitsplitsing van de totale hoeveelheid installaties, buiten de sector olie- en gaswinning, zoals weergegeven in Tabel 7.1. In het NEa bestand staan nog meer locaties met een thermisch vermogen van minder dan 50 MW<sub>th</sub>. Deze zitten in de chemie sector (Bees A installatie) of in een sector met direct contact tussen rookgas en product (geen BEMS installatie).

Tabel 9.1 *Kosten van aan te passen installaties per sector (incl. nieuw)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> - emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investe- ring [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln eu- ro/jr]	Kosten in eu- ro/kg NO <sub>x</sub> - reductie	NO <sub>x</sub> - emissie- reductie [ton/jr]
Aardolie- en steenkoolverwerken- de industrie; bewerking van splijt- en kweekstoffen	0	12	0	0,0	0,0	-
Dienstverlening voor het vervoer	1	7	6	0,0	0,0	0,5
Gezondheids- en welzijnszorg	17	101	68	1,2	0,4	6,2
Landbouw, jacht en dienstverle- ning voor de landbouw en jacht	80	626	437	9,1	2,6	6,0
Openbaar bestuur, overheidsdien- sten en verplichte sociale verzeke- ringen	7	13	8	0,5	0,1	12,0
Overige zakelijke dienstverlening	2	16	13	0,0	0,0	2,4
Productie en distributie van en handel in elektriciteit, aardgas en warm water	30	151	102	1,9	0,6	6,0
Vervaardiging van overige elektri- sche machines, apparaten en beno- digdheden	3	12	7	0,1	0,0	1,6
Vervaardiging van papier, karton en papier- en kartonwaren	20	129	39	2,7	0,9	22,1
Vervaardiging van voedingsmidde- len en dranken	58	355	205	2,8	0,9	4,5
	218	1422	886	18,2	5,6	6,3

Uit Tabel 9.1 blijkt dat bijna de helft van de kosten in de glastuinbouw plaatsvindt (vooral aanpassing gasmotoren). Daarna volgt de sector papier (met gasturbines) en de sector voedingsmiddelen (waaronder veel zuivel). Deze tabel bevat ook nog de nieuwe installaties. De vraag is in hoeverre het hierbij gaat om additionele kosten. In dit document is besloten om de kosten voor nieuwe installaties niet als additioneel te zien. Ook kan het zijn dat Europese regels de toepassing al voorschrijven. In paragraaf 0 wordt daarom nader ingegaan op wat in het kader van de IPPC richtlijn al als best beschikbare techniek wordt beschouwd.

In Tabel 9.2 is voor dezelfde sectoren een overzicht gegeven met alleen de retrofit kosten. Het totaal telt op tot hetzelfde als in Tabel 7.4 en Tabel 7.13 waar de verdeling per type verbrandingsinstallatie is opgenomen.

Tabel 9.2 *Retrofitkosten per sector (2019)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> - emissie 2010 [ton/jr]	NO <sub>x</sub> - emissie- reductie [ton/jr]	Totaal inves- tering [mln euro]	Totale kosten p/jr [mln eu- ro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> - reductie
Aardolie- en steenkoolverwer- kende industrie; bewerking van splijt- en kweekstoffen	0	12	0	0,0	0,0	-
Dienstverlening voor het vervoer	1	7	5	0,0	0,0	0,6
Gezondheids- en welzijnszorg	17	101	42	0,9	0,3	7,2
Landbouw, jacht en dienstverle- ning voor de landbouw en jacht	80	626	277	6,6	1,9	6,9
Openbaar bestuur, overheids- diensten en verplichte sociale verzekeringen	7	13	5	0,3	0,1	14,4
Overige zakelijke dienstverle- ning	2	16	8	0,0	0,0	2,8
Productie en distributie van en handel in elektriciteit, aardgas en warm water	30	151	64	1,4	0,4	7,0
Vervaardiging van overige elek- trische machines, apparaten en benodigdheden	3	12	6	0,1	0,0	2,0
Vervaardiging van papier, karton en papier- en kartonwaren	20	129	28	2,3	0,8	27,3
Vervaardiging van voedingsmid- delen en dranken	58	355	144	2,5	0,8	5,5
Totaal	218	1422	578	14,1	4,3	7,5

Om het effect van een langere overgangstermijn weer te geven is in Tabel 9.3 nog de sectorverde-  
ling opgenomen bij een verlenging met 5 jaar. De verlenging met 2 of 3 jaar liggen tussen Tabel  
9.2 en Tabel 9.3 in.

Tabel 9.3 *Retrofitkosten met 5 jaar uitstel (2024)*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> - emissie 2010 [ton/jr]	NO <sub>x</sub> - emissie- reductie [ton/jr]	Totaal inves- tering [mln eu- ro]	Totale kosten p/jr [mln eu- ro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> - reductie
Aardolie- en steenkoolverwerkende industrie; bewerking van splijt- en kweekstoffen	0	12	0	0,0	0,0	-
Dienstverlening voor het vervoer	1	7	4	0,0	0,0	0,6
Gezondheids- en welzijnszorg	17	101	25	0,5	0,2	7,2
Landbouw, jacht en dienstverlening voor de landbouw en jacht	80	626	171	4,0	1,2	6,7
Openbaar bestuur, overheidsdiensten en verplichte sociale verzekeringen	7	13	3	0,2	0,0	14,1
Overige zakelijke dienstverlening	2	16	5	0,0	0,0	2,8
Productie en distributie van en handel in elektriciteit, aardgas en warm water	30	151	39	0,9	0,3	7,0
Vervaardiging van overige elektrische machines, apparaten en benodigdheden	3	12	4	0,0	0,0	2,0
Vervaardiging van papier, karton en papier- en kartonwaren	20	129	20	1,6	0,5	27,2
Vervaardiging van voedingsmiddelen en dranken	58	355	102	1,8	0,6	5,5
Totaal	218	1422	373	9,1	2,8	7,4

## 9.2 Industriële emissies richtlijn en Beste Beschikbare technieken

### Eisen aan grote installaties

Binnen de Europese Unie is de Industrial Emission Directive (IED) de centrale richtlijn voor emissie-eisen aan installaties (EU, 2010). De richtlijn bevat voor installaties groter dan 50 MW ook zelf een aantal emissie-eisen. Verder wordt verwezen naar de BREF-documenten (BAT Reference documents) waarin voor veel bedrijven en installaties de Best Available Techniques (BAT) oftewel Best Beschikbare Technieken (BBT) beschreven zijn. Is eenmaal door de EU een keuze gemaakt over de BBT dan dient deze binnen 4 jaar in de vergunningen te zijn verwerkt. Er zijn de nodige mogelijkheden om in specifieke situaties van BBT af te wijken. Landen mogen ook zelf een strengere BBT kiezen of een BBT definiëren die nog niet in een BREF document is vastgelegd.

Wordt gekeken naar de eisen in de IED en worden deze vergeleken met de BREF Large Combustion Plants uit 2006 (IPPC, 2006), dan valt in het algemeen op dat uit de BBT range van de BREF meestal alleen de hoogste waarden in de IED als norm is opgenomen. Verder is de laagste waarde in de BBT range zowel bij nieuwe als bij bestaande installaties terug te vinden. Dit is op zich logisch als een bepaalde techniek al langer op de markt is en ook bij bestaande (recent gebouwde) installaties wordt toegepast.

De BBT range voor installaties > 50 MW<sub>th</sub> kan worden vergeleken met de BEMS-eisen voor installaties kleiner dan 50 MW<sub>th</sub> (alles in g/GJ brandstof):

- Gasketels: BBT range 14-28; BEMS: 20
- Gasmotoren: BBT range 17-84; BEMS: 28 voor >2,5 MW<sub>th</sub> en 85 voor < 2,5 MW<sub>th</sub> en biogas
- Gasturbines: BBT range 17-63; BEMS: 39
- Biomassa: BBT range 51-102; BEMS 68 voor < 5 MW<sub>th</sub> en 49 voor > 5 MW<sub>th</sub>.

Hoewel er sprake is van verschil in grootte van de installaties is het duidelijk dat de BEMS eisen (vrijwel) altijd binnen de BBT range vallen. Dit is niet zo verwonderlijk omdat bij de formulering van BEMS (zie nota van toelichting) expliciet ook naar deze emissie-eisen is gekeken (VROM, 2009).

De nota van toelichting bij BEMS geeft aan dat de eisen vastleggen wat op dat moment als BBT beschouwd kan worden (VROM, 2009). Dit zijn daarmee dan eigenlijk ook de minimale eisen die de vergunningverlener, sinds het inwerking treden van BEMS, aan nieuwe installaties op moet leggen. Tenzij de lokale overheid in verband met lokale milieukwaliteit toch eisen wil opleggen, geeft BEMS een expliciete uitzondering van de NO<sub>x</sub>-eisen in BEMS voor bedrijven die ook aan emissiehandel mee doen. Op dit punt staat de IPPC-eis dat de vergunning aan BBT moet voldoen en BEMS die een Nederlands BBT niveau aangeeft op gespannen voet. Iets dergelijks doet zich ook voor bij Europese bedrijven die aan CO<sub>2</sub> emissiehandel (ETS) meedoen. Deze zijn vrijgesteld van CO<sub>2</sub> en efficiency-eisen in de BREF's maar zouden eigenlijk toch aan BBT moeten voldoen.

### **Eisen uit andere BREF documenten**

Indien een BREF document aangeeft dat een bepaald type installaties met BBT aan bepaalde NO<sub>x</sub>-eisen moet voldoen, kan de BEMS wetgeving en deelname aan emissiehandel hierbij geen vrijstelling opleveren. Het bedrijf dient dan op grond van Europese regelgeving ook aan de BBT-eisen te voldoen. Er zijn diverse BREF documenten op dit punt nader bekeken. Van belang is dat BEMS in 2009 is gepubliceerd en veel BREF documenten een veel oudere datum hebben (van 2001 tot 2007). Veel documenten bevatten dan ook niet de laatste stand van technische kennis. Voor een aantal loopt inmiddels wel een revisieproces.

Voor de voedingsmiddelen industrie is er in het kader van de IPPC richtlijn een document opgesteld met de best beschikbare technieken (IPPC, 2006a). In dit document worden voorbeelden genoemd van lage NO<sub>x</sub> branders, gasturbines met een DLN (Dry Low NO<sub>x</sub> burners) en gasmotoren met een katalysator. In het hoofdstuk over wat nu precies de Best Beschikbare techniek is, wordt echter alleen ingegaan op de NO<sub>x</sub>-emissie van koffiebranden (IPPC, 2006a).

Voor de papiersector is er een BREF document uit 2001 (IPPC, 2001) en een conceptversie van mei 2012 (IPPC, 2012). Het concept geeft in paragraaf 2.6.2.3 een overzicht van NO<sub>x</sub>-emissies en reductiemogelijkheden. De BEMS waarden voor gas en biomassa liggen in de aangegeven ranges. Verderop wordt wel opgemerkt dat de NO<sub>x</sub>-emissie van biomassa sterk afhangt van het stikstofgehalte. Bij gasturbines wordt als gebruikelijke NO<sub>x</sub>-emissie een waarde aangegeven die dicht bij de BEMS waarde ligt.

In de conceptversie raakt de onderkant van de BBT-range voor installaties van 5 tot 50 MW<sub>th</sub> voor gasturbines, ketels en biomassa-gestookte installaties aan het niveau van BEMS. Hoewel dit nog een concept is, maakt dit wel duidelijk dat de BEMS eisen wellicht ook Europees breed als BBT beschouwd moeten worden. In het concept document worden gasmotoren niet behandeld. Over de aanpassing van bestaande verbrandingsinstallaties wordt in het 2012 document voorzichtig wat gezegd. Hieruit kan geconcludeerd worden dat de toepassing van lage NO<sub>x</sub> branders (in ketels) ook voor bestaande installaties Europees breed BBT is, als hiervoor bij de installatie voldoende ruimte is. Ook wordt bij de secundaire maatregelen, SNCR aangeduid als algemeen toepasbaar. Als het BREF document definitief zou zijn, dan zou dit kleine onderdeel bij bestaande installaties voor de sector papier en karton uit de tabel gehaald kunnen worden<sup>22</sup>. Op het totaalbeeld heeft dit weinig invloed.

---

<sup>22</sup> Omdat een ketel een vrij universeel apparaat is dan in veel sectoren voorkomt. Geldt deze keuze eigenlijk ook voor andere sectoren waar vergelijkbare ketels aanwezig zijn.

## 10. Conclusies

### Het handelssysteem

Het systeem van NO<sub>x</sub> emissiehandel is ingevoerd om de potentiële emissiereductie bij installaties waar er hoge aanpassingskosten zijn te realiseren op plekken waar dit goedkoper is. Van het begin af bleek echter dat er sprake was van een te ruim opgezet systeem. Dit had tot gevolg dat bedrijven die hun installaties vergaand aanpasten uiteindelijk nagenoeg niets konden verdienen met hun overschot aan emissierechten. Daarnaast zijn er bedrijven die min of meer vrijwillig hun installaties of bedrijfsvoering hebben aangepast waardoor onder meer de verplichte aankoop van emissierechten werd verminderd of voorkomen; ook dit draagt bij aan het handelsoverschot. Om tot een handelsprijs te komen, die een relatie heeft met de gemaakte reductiekosten, zou de PSR (performance standard rate) van het systeem verder moeten worden verlaagd. Een tweede probleem was, dat het uiteindelijk niet is gelukt om de handelende bedrijven ook vrij te stellen van de Europese emissienormen. Iets wat bij het CO<sub>2</sub> emissiehandelssysteem wel door de EU werd toegestaan.

Door de afschaffing worden een aantal kleinere installaties met aanpassingskosten geconfronteerd. Het betreft hier de kosten om via retrofit aan de emissie-eisen te voldoen. Hier wordt berekend dat het aanpassen deze bestaande installaties aan dezelfde eisen, waaraan ook nieuwe installaties moeten voldoen circa 9 mln euro per jaar gaat kosten. Dit levert dan wel een additionele emissiereductie van ruim 1 kton NO<sub>x</sub> op.

### Geen kosten aan nieuwe installaties toerekenen

Bij vergunningverlening moet conform de industriële emissies richtlijn (IED) het niveau van Beste Beschikbare Techniek (BBT) worden opgelegd. De BREF-documenten die dit beschrijven zijn veelal uit 2001 tot 2006. De BEMS wetgeving is meer recent en in 2009 gepubliceerd. De BEMS-eisen voor nieuwe installaties < 50 MW<sub>th</sub> liggen in de BBT range van de BREF grote vuurhaarden (50 MW<sub>th</sub>). Met de BEMS publicatie heeft Nederland eigenlijk ook impliciet aangegeven, in lijn met de mogelijkheden die de IED aangeeft, waar sinds 2010 het BBT niveau in Nederland ligt. Inmiddels is begonnen met een herziening van een aantal documenten. Het concept van 2012 voor de papiersector geeft voor installaties van 5 tot 50 MW<sub>th</sub> BBT ranges. Ook bij deze kleinere installaties geldt dat de BEMS-eisen binnen de aangegeven ranges liggen. Er is hiermee voldoende aanleiding om aan te nemen dat nieuwe installaties die volgens Europese eisen aan BBT moeten voldoen, sinds 2010 ook ingericht zijn om te voldoen aan de BEMS-eisen. Het afschaffen van NO<sub>x</sub>-emissiehandel heeft hier dan ook geen effect op.

### Berekende effecten

In Tabel 10.1 is een overzicht gegeven van de uitkomsten. Allereerst zijn de kosten opgenomen voor zowel nieuw als retrofit (14,1 mln €/jaar in 2019). Als verondersteld wordt dat nieuwe installaties toch aan BBT voldoen dalen de kosten naar 10,6 mln €/jaar. De afname van de olie- en gaswinning tussen 2010 en 2019 zorgt voor een verdere daling tot 9 mln €/jaar. Indien ook bestaande installaties op het beoogde moment van afschaffing van NO<sub>x</sub>-handel (2014) aan de emissiegrenswaarden voor nieuwe installaties moeten voldoen, in de tabel aangeduid met “BEMS-plan alles aangepast in 2014”, zouden de kosten uitkomen op 13,6 mln €/jaar. De overgangstermijnen in BEMS leveren een kostenreductie van 4,6 mln €/jaar op, waarbij in de periode 2014-2019 natuurlijk wel hogere NO<sub>x</sub>-emissies optreden.

Hierna volgen in Tabel 10.1 nog een drietal varianten waarbij de overgangstermijn voor bestaande installaties wordt verlengd met 2, 3 of 5 jaar. Een verlengde overgangstermijn geeft bedrijven meer tijd om de beste oplossing te kiezen en de ombouw op het meest optimale tijdstip te laten plaatsvinden. Aan deze laatste drie varianten kunnen juridische risico's zitten in verband met staatssteun. Een deel van de kostendalingen komt niet zichtbaar in de tabel terug in BBT kosten voor nieuwe installaties.



Het aanpassen van bestaande installaties (retrofit) is duurder dan BBT bij nieuwe installaties. Wordt naar de totale meerkosten van een bedrijf gekeken over de periode 2010-2020 dan wordt een nieuwe installatie over de hele periode met de BBT kosten geconfronteerd en de retrofit-installatie maar voor enkele jaren. Per saldo kan de eigenaar van de installatie, die via retrofit aan de eisen moet gaan voldoen, daardoor goedkoper uit zijn.

Tabel 10.1 *Totaal beeld van de uitkomsten*

	Voldoet in 2010 nog niet aan eis	NO <sub>x</sub> -emissie- reductie [ton/jr]	Totaal investering [mln euro]	Totale kosten per jaar [mln euro/jr]	Kosten in euro/kg NO <sub>x</sub> -reductie
Nieuw en retrofit					
Op land	218	886	18	5,6	6,3
Olie- en gaswinning	75	1694	25	8,5	5,0
Totaal	293	2580	43	14,1	5,5
Alleen retrofit					
Op land	218	578	14	4,3	7,5
Olie- en gaswinning	75	848	18	6,2	7,4
Totaal	293	1427	33	10,6	7,4
Conform BEMS incl. daling olie en gaswinning (2019 basis)					
Op land	218	578	14	4,3	7,5
Olie- en gaswinning	62	547	15	4,7	8,6
Totaal	280	1126	29	9,0	8,0
BEMS plan alles aangepast in 2014					
Op land	218	722	18	5,4	7,5
Olie- en gaswinning	68	1078	25	8,2	7,6
Totaal	286	1799	43	13,6	7,5
Met 2 jaar uitstel (2021)					
Op land	218	496	12	3,7	7,5
Olie- en gaswinning	59	492	15	4,4	8,9
Totaal	277	988	27	8,1	8,2
Met 3 jaar uitstel (2022)					
Op land	218	455	11	3,4	7,5
Olie- en gaswinning	57	459	14	4,2	9,1
Totaal	275	914	25	7,6	8,3
Met 5 jaar uitstel (2024)					
Op land	218	373	9	2,8	7,4
Olie- en gaswinning	54	397	13	3,8	9,7
Totaal	272	770	22	6,6	8,6

In de berekeningen is een modelmatige aanpak van de vervanging van installaties aangehouden. In de praktijk wordt er wel voor gekozen om middels ad hoc maatregelen de levensduur van installaties extra te verlengen. Dit is niet altijd goedkoper maar schuift wel het noodzakelijk investeringsbedrag naar de toekomst op. Dat een nieuwe installatie extra reductiekosten met zich mee brengt kan een extra argument zijn om installaties zo lang mogelijk in bedrijf te houden. Het verlengen van de overgangstermijn kan dan ook een groter negatief effect hebben op de daling van de emissie door vernieuwing van het installatiepark dan op basis van de berekeningen hier wordt geconcludeerd.

Wat sectorverdeling betreft zijn de kosten en effecten van de olie- en gaswinning al apart opgenomen. Van de kosten op land zit ongeveer de helft in de glastuinbouw (vooral aanpassing gasmotoren). Daarna volgt de sector papier (met gasturbines) en de sector voedingsmiddelen (waaronder veel zuivel).

Tot slot kan nog opgemerkt worden dat in Noorwegen een systeem met heffingen op NO<sub>x</sub>-emissies functioneert (zie Bijlage A). De offshore sector is hier een duidelijke participant in.

## 11. Referenties

DHV (2007): *Preliminary assessment of the effects of the proposed new BEES B regulation for the offshore E&P Iindustry*. NOGEPa, Den Haag, November 2007.

EPRI (2005): *Demonstration of a NO<sub>x</sub> Control System for Stationary Diesel Engines*. Technical Update, CEC-500-2005-129, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, July 2005.

EU (2010): Directive 2010/75/EU of the European Parliament and the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). Official Journal of the European Union, L 334, 17 December 2010.

IPPC (2012): *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for in the Production of Pulp, Paper and Board*. European IPPC Bureau, Seville, Spain Draft May 2012  
[http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/PP\\_D2\\_0512.pdf](http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/PP_D2_0512.pdf)

IPPC (2007): *Integrated Pollution Prevention and Control; Reference Document on Best Available Techniques for the Manufacture of Large Volume Inorganic Chemicals - Solids and Others industry*. European IPPC Bureau, Seville, Spain, August 2007.  
[http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/lvic-s\\_bref\\_0907.pdf](http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/lvic-s_bref_0907.pdf)

IPPC (2006a): *Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques in the Food, Drink and Milk Industries*. European IPPC Bureau, Seville, Spain, August 2006.  
[http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/fdm\\_bref\\_0806.pdf](http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/fdm_bref_0806.pdf)

IPPC (2006b): *Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*. European IPPC Bureau, Seville, Spain, July 2006.  
[http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/lcp\\_bref\\_0706.pdf](http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/lcp_bref_0706.pdf)

IPPC (2001): *Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Reference Document on Best Available Techniques in the Pulp and Paper Industry*. European IPPC Bureau, Seville, Spain, December 2001.  
[http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/ppm\\_bref\\_1201.pdf](http://eippcb.jrc.es/reference/BREF/ppm_bref_1201.pdf)

Krishnan, R. (2001): *SCR Economics for Diesel Engines*. Diesel & Gas Turbines Worldwide, July-August 2001.

Kroon, P., W. Wetzels (2008): *Onderbouwing actualisatie BEES B. Kosten en effecten van de voorgenomen wijziging van het besluit emissie-eisen stookinstallaties B*. ECN-E--08-020, Petten, ECN, 2008.

Major, B (1999): *Cost Analysis of NO<sub>x</sub> Control Alternatives for Stationary Gas Turbines*. Onsite Sycom Energy Corporation, Carlsbad, California November 5, 1999.

MECA (2004) *Written Statement of the Manufactures of Emission Controls Association on the U.S. Environmental Protection Agency's Proposed Consent Decree, Clean Air Act Citizen Suit Dock ID OGC-2004-0007*, Manufacturers of Emission Controls Association, Washington, August 23, 2004

Moltu, U.E. (1997): *Cost/Efficiency Scenarios for Reduction of NOx Emission from the Norwegian Offshore Oil and Gas Industry and the Environmental Impact from these Emissions*. SPE UKOOA European Environmental Conference, Aberdeen, Scotland, 15-16 April 1997.

Nelson, B. (2010): *Alternative Control Techniques Document: Stationary Diesel Engines FINAL REPORT*. EPA Contract No. EP-D-07-019 EC/R Incorporated, Chapel Hill, North Carolina, March 5, 2010.

NHO (2012): *The Business Sector's NOx Fund*. Næringslivets Hovedorganisasjon, Oslo, Internetsite geraadpleegd April 2012.  
<http://www.nho.no/what-is-nox/category508.html>

Svalheim S.M. (2002): *Environmental Regulations and Measures on the Norwegian Continental Shelf*. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-22 March 2002.

TNO (2011): *Delfstoffen en aardwarmte in Nederland Jaarverslag 2010; Een overzicht van opsporing- en winningsactiviteiten en van ondergrondse gasopslag*. Uitgave van het Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (EL&I), Den Haag, juni 2011.

Tweede kamer (2010): *Evaluatienota Klimaatbeleid Nr. 109 Lijst van vragen en antwoorden*. Tweede Kamer der Staten-Generaal, vergaderjaar 2010-2011 28240 nr 109, vastgesteld 15 oktober 2010.

Vermeulen, P.C.M. (2010): *Kwantitatieve Informatie voor de Glastuinbouw; Kengetallen voor Groenten - Snijbloemen - Potplanten teelten*. (KWIN 2010). Rapport GTB-1037, Wageningen, UR Glastuinbouw, Wageningen, 2010.

VROM (2009): *Besluit van 7 december 2009, houdende nieuwe regels voor de emissie van middelgrote stookinstallaties (Besluit emissie-eisen middelgrote stookinstallaties milieubeheer)*. Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden, jaargang 2009, no 547, 21 december 2009.

WSD\_SIC (2012): *Re: comment on Draft Commission Guidelines for State aid in the context of the amended EU Emissions Trading Scheme post 2012*. JKM300112, brief van ESD-SIC bv aan de Europese commissie, 30 januari 2012.  
[http://ec.europa.eu/competition/consultations/2012\\_emissions\\_trading/esd\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/consultations/2012_emissions_trading/esd_en.pdf)

## Bijlage A Aanvullende informatie

### A1. Administratieve lasten

In 2010 zijn de administratieve lasten van het systeem van NO<sub>x</sub>-emissiehandel besproken in de Tweede Kamer (Tweede Kamer, 2010). Hieronder vraag en antwoord 18:

Vraag: De additionele administratieve lasten van die besluit zijn wellicht niet erg groot, maar hoe groot zijn de totale lasten van het systeem van NO<sub>x</sub>-emissiehandel?

Antwoord: In de studie ACTAL III: Inschatting administratieve lasten NO<sub>x</sub>-regelgeving en door-  
kijk naar CO<sub>2</sub>-emissiehandel uit juli 2003 werden de administratieve lasten van het Besluit NO<sub>x</sub>  
emissiehandel geschat op 13 miljoen euro in het eerste jaar en 3,2 miljoen euro structurele lasten  
per jaar. De inschatting toentertijd werd gemaakt voor 230 bedrijven die onder het systeem zouden  
komen te vallen. Inmiddels vallen er 330 bedrijfslocaties onder het systeem. Dit betekent echter  
niet dat de totale lasten evenredig zijn gegroeid. Sinds de invoering van NO<sub>x</sub> emissiehandel zijn er  
verschillende slagen gemaakt om de administratieve lasten te verminderen. Bovendien zijn de po-  
pulaties uit 2003 en heden ten dage niet noodzakelijk vergelijkbaar. In het op dit moment lopende  
onderzoek zal aandacht zijn voor de administratieve lasten.

Hieruit kan geconcludeerd worden dat de nalevingskosten tussen de 3,5 en 4,5 mln/jaar liggen.

### A2. Voorbeeld speciaal type verbrandingsinstallatie

Niet alle installaties bij bedrijven met een vermogen kleiner dan 50 MWth vallen onder BEMS. Er  
zijn ook inrichtingen die om andere redenen onder BEES A vallen. Het gaat vooral om inrichtingen  
die bepaalde chemische producten maken.

Voorbeeld: Een bedrijf dat silicium carbide produceert heeft een ketel staan waar restgas in ver-  
brand wordt. Dit restgas heeft een verbrandingswaarde van 9,7 MJ/m<sup>3</sup> en een waterstofgehalte van  
25 tot 45%. In BEMS zou de emissie-eis dan 20 mg/Nm<sup>3</sup> gaan bedragen<sup>23</sup> Het bedrijf heeft aange-  
geven de enige in de wereld te zijn die aan energierugwinning doet. Bij andere wordt het restgas  
gestookt in het fornuis waar de silicium carbide geproduceerd wordt (ESD-SCI, 2012), zie ook pa-  
ragraaf 7.9 van de BREF over anorganische chemicaliën (IPPC, 2007). De vraag is of de emissie-  
eis in BEMS de best beschikbare techniek is voor dit speciale gas, of dat wellicht een ruimere eis  
gesteld moet worden.

In de eerste voorbewerkte selectie, op basis van vermogen, uit de NEa database, kwam dit bedrijf  
naar voren. Het bedrijf valt echter onder BEES A.

---

<sup>23</sup> Uit BEMS artikel 2.1.1. In afwijking van het vierde lid, onder a, wordt, indien in een stookinstallatie een andere gas-  
vormige brandstof dan aardgas wordt gestookt, de emissiegrenswaarde vermenigvuldigd met een factor die gelijk is  
aan de verhouding van de onderste verbrandingswaarde van de ingezette brandstof, uitgedrukt in MJ/kg, tot een ver-  
brandingswaarde van 38 MJ/kg, waarbij de laatstgenoemde factor minimaal 0,9 en maximaal 2,0 bedraagt

### A3. Belasting op NO<sub>x</sub>-emissie in Noorwegen

In Noorwegen wordt in plaats van een NO<sub>x</sub>-handelssysteem gewerkt met een NO<sub>x</sub>-belasting. Deze geldt voor aandrijvingen van meer dan 750 kW (dus ook voor schepen voor de kust) en voor motoren, ketels en turbines op plekken met meer dan 10 MW aan geïnstalleerd vermogen. Ook geldt de eis voor fakkels bij offshore installaties en op land. In 2012 is de belasting 2 € per kg NO<sub>x</sub>-emissie. Er is ook een NO<sub>x</sub>-fonds gevormd. Het is niet helemaal duidelijk of bedrijven die hieraan meedoen vrijstelling van de belasting krijgen. Voor de olie- en gasindustrie bedraagt de bijdrage aan dit fonds 1,4 €/kg NO<sub>x</sub>. Andere sectoren betalen 0,5 €/kg NO<sub>x</sub> (o.a. visserij, bevoorradingsschepen, veerboten, vliegtuigen, goederenvervoer, treinen, industrie op land). Uit dit fonds kunnen bedrijven een bijdrage krijgen voor NO<sub>x</sub>-reducerende maatregelen.