

(001383)

**Beste Beschikbare Technieken (BBT)
voor stookinstallaties en stationaire motoren**

Eindrapport

**L. Goovaerts, W. Luyckx, P. Vercaemst, G. De Meyer
en R. Dijkmans**

**Studie uitgevoerd door het Vlaams Kenniscentrum
voor Beste Beschikbare Technieken (Vito)
in opdracht van het Vlaams Gewest**

2002/IMS/R/059

Vito



Mei 2002

De gegevens uit deze studie zijn geactualiseerd tot april [2002](#)

Ten geleide

In opdracht van de Vlaamse Regering is bij Vito, de Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, in 1995 een Vlaams kenniscentrum voor Beste Beschikbare Technieken opgericht. Dit BBT-kenniscentrum, heeft als taak informatie te verspreiden over milieuvriendelijke technieken in bedrijven. Doelgroepen voor deze informatie zijn milieuverantwoordelijken in bedrijven en de overheid. De uitgave van dit boek kadert binnen deze opdracht. Het BBT-kenniscentrum wordt, samen met het zusterproject EMIS (<http://www.emis.vito.be>) begeleid door een stuurgroep van het Vlaams Gewest met vertegenwoordigers van de Vlaamse ministers van Leefmilieu en Energie, de administraties Leefmilieu (Aminal), Economie (ANRE) en Wetenschapsbeleid (AWI) en de instellingen IWT, OVAM, VLM en VMM.

Milieuvriendelijke technieken zijn erop gericht de milieuschade die bedrijven veroorzaken te beperken. Het kunnen technieken zijn om afvalwater en afgassen te zuiveren, afval te verwerken of bodemvervuiling op te ruimen. Veel vaker betreft het echter preventieve maatregelen die de uitstoot van vervuilende stoffen voorkomen en het energie- en grondstoffenverbruik reduceren. Indien dergelijke technieken, in vergelijking met alle gelijkaardige technieken, het best scoren op milieugebied én indien ze bovendien betaalbaar blijken, spreken we over Beste Beschikbare Technieken of BBT.

Milieunormen die aan bedrijven worden opgelegd, zijn in belangrijke mate gebaseerd op de BBT. Zo zijn de Vlare II sectorale normen vaak een weergave van de mate van milieubescherming die met de BBT haalbaar is. Het bepalen van de BBT is daarom niet alleen nuttig als informatiebron voor bedrijven, maar ook als referentie waarvan de overheid nieuwe milieunormen kan afleiden. In bepaalde gevallen verleent de Vlaamse overheid ook subsidies aan bedrijven als deze investeren in de BBT.

Het BBT-kenniscentrum werkt BBT-studies uit per bedrijfstak of per groep van gelijkaardige activiteiten. Deze studies beschrijven de BBT en geven achtergrondinformatie. De achtergrondinformatie laat milieu-ambtenaren toe de dagelijkse bedrijfspraktijk beter aan te voelen en geeft bedrijfsverantwoordelijken aan wat de wetenschappelijke basis is voor de verschillende milieuvorwaarden. De BBT worden getoetst aan de vergunningsnormen en ecologiesteenregels die in Vlaanderen van kracht zijn. Soms zijn suggesties gedaan om deze normen en regels te verfijnen. Het verleden heeft geleerd dat de Vlaamse Overheid de gesuggereerde verfijningen vaak effectief gebruikt voor nieuwe Vlare-reglementering en regels voor ecologiesteen. In afwachting hiervan moeten ze echter als niet-bindend worden beschouwd.

BBT-studies zijn het resultaat van een intensieve zoektocht in de literatuur, bezoeken aan bedrijven, samenwerking met sectorexperts, het bevragen van leveranciers, uitgebreide contacten met bedrijfsverantwoordelijken en ambtenaren, etc. Het spreekt voor zich dat de geschetste BBT overeenkomen met een momentopname en dat niet alle BBT -nu en in de toekomst- in dit werk opgenomen kunnen zijn.

INHOUD

INHOUD	V
SAMENVATTING.....	IX
ABSTRACT	XIII
HOOFDSTUK 1: INLEIDING	17
1.1 Beste Beschikbare Technieken in Vlaanderen	17
1.1.1 Definitie	17
1.1.2 Beste Beschikbare Technieken als begrip in het Vlaamse milieubeleid	17
1.1.3 Het Vlaams kenniscentrum voor Beste Beschikbare Technieken ..	19
1.2 De BBT-studie ‘Stookinstallaties en stationaire motoren’	20
1.2.1 Doelstellingen van de studie	20
1.2.2 Inhoud van de studie	20
1.2.3 Begeleiding en werkwijze	20
HOOFDSTUK 2: SOCIO-ECONOMISCHE EN MILIEU-JURIDISCHE SITUERING VAN DE SECTOR	21
2.1 Omschrijving en afbakening van de bedrijfstak	21
2.1.1 Omschrijving	21
2.1.2 Overzicht van de stookinstallaties in Vlaanderen	22
2.1.3 Overzicht stationaire motoren	23
2.1.4 Energieverbruik stookinstallaties en stationaire motoren in Vlaanderen	24
2.1.5 Draagkracht van de sector	25
2.2 Milieu-juridische aspecten	26
2.2.1 Inleiding	26
2.2.2 Vlarem II	27
2.2.3 Vlarebo en Vlarea	36
2.2.4 Emissiegrenswaarden in 14 Europese lidstaten	36
HOOFDSTUK 3: PROCESBESCHRIJVINGEN EN MILIEU-ASPECTEN.....	45
3.1 Procesbeschrijvingen	45
3.1.1 Klassieke stookinstallaties	45
3.1.2 Stationaire motoren en gasturbines	62
HOOFDSTUK 4: BESCHIKBARE MILIEUVRIENDELIJKE TECHNIEKEN	81
4.1 Klassieke stookinstallaties	82
4.1.1 Emissiereducerende maatregelen voor NO _x en SO ₂ voor oude stookinstallaties	82
4.1.2 Emissiereducerende maatregelen voor NO _x en SO ₂ voor nieuwe stookinstallaties	105
4.1.3 Andere lucht-emissiereducerende maatregelen	108
4.1.4 Maatregelen voor de behandeling van afvalwater	112
4.1.5 Maatregelen voor afvalreductie	113
4.1.6 Maatregelen voor geluidsreductie	113
4.1.7 Maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie	114
4.2 Stationaire motoren	120
4.2.1 Emissiereducerende maatregelen voor NO _x en SO ₂	120

HOOFDSTUK 5:	SELECTIE VAN DE BESTE BESCHIKBARE	
	TECHNIEKEN (BBT)	141
5.1	Evaluatie van de beschikbare milieuvriendelijke technieken	141
5.2	BBT-conclusies	158
5.2.1	Stookinstallaties	158
5.2.2	Stationaire motoren	162
HOOFDSTUK 6:	VOORSTEL BBT-GERELATEERDE EMISSIEGREN	
	WAARDEN.....	163
6.1	BBT-voorstel voor nieuwe vergunningsvoorwaarden voor stookinstallaties (rubriek 5.43 VI II) en stationaire motoren (rubriek 5.31 VI II)	164
6.1.1	BBT-voorstel normering voor NO _x en SO ₂ voor stookinstallaties	164
6.1.2	BBT-voorstel normering gasmotoren	165
6.1.3	BBT-voorstel normering dieselmotoren	166
6.1.4	BBT-voorstel normering gasturbines	166
6.2	Toelichting	169
6.2.1	Stookinstallaties	169
6.2.2	Stationaire motoren	175
6.3	Voorstel nieuwe NO _x en SO ₂ emissiegrenswaarden gebaseerd op het toepassen van technieken die verder reduceren dan de BBT	178
6.4	Vergelijking van de voorgestelde BBT normen met andere voorstellen omtrent NO _x en SO ₂ emissiegrenswaarden voor stookinstallaties en stationaire motoren	181
6.4.1	Vergelijking voorstel nieuwe NO _x emissiegrenswaarden voor bestaande stookinstallaties	181
6.4.2	Vergelijking voorstel nieuwe NO _x emissiegrenswaarden voor nieuwe installaties	183
6.4.3	Vergelijking van de voorgestelde normen met andere voorstellen omtrent SO ₂ emissiegrenswaarden voor stookinstallaties	185
6.4.4	Vergelijking BBT voorstel nieuwe NO _x emissiegrenswaarden voor gasturbines met nieuwe Europese richtlijn	187
HOOFDSTUK 7:	BEREKENING EMISSIEREDUCTIE NOX EN SO2 VAN	
	HET BBT-VOORSTEL.....	189
7.1	Stookinstallaties	189
7.2	Stationaire motoren	191
HOOFDSTUK 8:	SUGGESTIES VOOR ECOLOGIESTEUN.....	193
8.1	Inleiding	193
8.2	Toetsen van de beste beschikbare technieken voor stationaire motoren en stookinstallaties aan de criteria voor ecologiesteun	196
8.2.1	Uitsluiting van sectoren	196
8.2.2	Milieuvriendelijke technieken voor de stationaire motoren en stookinstallaties	196
8.3	Voorstel van technologieën die bijkomend in aanmerking komen voor stookinstallaties/stationaire motoren	197

BIBLIOGRAFIE	199
LIJST DER AFKORTINGEN	205
DEFINITIES	206
BIJLAGEN	207
Bijlage 1: Medewerkers BBT-studie	211
Bijlage 2: Technische fiches van de beschikbare milieuvriendelijke technieken voor stationaire motoren en verbrandings-installaties	215
Bijlage 3: Kostprijsberekeningen voor de NO _x en SO ₂ maatregelen	247
Bijlage 4: Nieuwe verbrandingstechnologieën in ontwikkeling	369
Bijlage 5: Omrekeningstabellen	381

SAMENVATTING

Het BBT-kenniscentrum, opgericht in opdracht van de Vlaamse Regering bij Vito, heeft tot taak het inventariseren, verwerken en verspreiden van informatie rond milieuvriendelijke technieken. Tevens moet het centrum de Vlaamse overheid adviseren bij het concreet maken van het begrip Beste Beschikbare Technieken (BBT).

Deze studie heeft tot doel voor stookinstallaties en stationaire motoren technieken op te sporen die een minimale milieu-impact teweegbrengen aan een redelijke prijs. Uitgaande van deze geselecteerde BBT wordt aan de Vlaamse overheid een voorstel geformuleerd met betrekking tot de milieuvergunningsregelgeving en het aanmoedigen van deze technieken via ecologiesteun.

Stookinstallaties en stationaire motoren zijn machines die de chemische energie van brandstoffen omzetten in thermische energie. De thermische energie (warmte) wordt soms rechtstreeks gebruikt en in andere gevallen omgezet in mechanische energie (arbeid) die op zijn beurt weer omgezet kan worden in elektrische energie. Het produceren van elektrische energie, mechanische energie en/of warmte met stookinstallaties vormt een belangrijke hoeksteen van de industriële activiteit. Stookinstallaties en stationaire motoren worden dan ook in heel wat bedrijven gebruikt en vormen dus eigenlijk geen sector op zich.

In deze studie worden enkel de industriële stookinstallaties beschouwd met een vermogen $\geq 100 \text{ kW}_{\text{th}}$. Tot de stationaire motoren behoren de gas- en dieselmotoren alsook de gasturbines, hierbij wordt een ondergrens van 10 kW nominaal vermogen gehanteerd.

Deze BBT-studie richt zich in hoofdzaak op de technieken die betrekking hebben op het verminderen van SO_2 en NO_x emissies. Er werden 19 kandidaat BBT besproken voor de reductie van NO_x en SO_2 bij stookinstallaties en 7 verschillende NO_x reductiemaatregelen voor stationaire motoren. Verder wordt ook nog aandacht geschonken aan de emissies naar water en bodem, afval, geluidshinder en energie-efficiëntie van de stookinstallaties.

Op basis van de inschatting van investerings- en operationele kosten alsook de reductiepercentages van de maatregelen, werd de kosteneffectiviteit en de haalbaarheid beoordeeld. Dit zijn twee sleutelementen bij de selectie van BBT. De haalbaarheid van milieutechnieken voor stookinstallaties en stationaire motoren is sterk sectorafhankelijk en is dus moeilijk in het algemeen te bepalen. Toch werden er ter indicatie twee scenario's uitgewerkt. Een eerste waarbij de totale kosten van de te combineren technieken voor de reductie van NO_x en SO_2 niet meer dan 0,005 euro/kWh_e mochten bedragen en een tweede met als grens 0,002 euro/kWh_e. In bepaalde bedrijfstakken kan deze grens evenwel te hoog/laag liggen en zal de haalbaarheid van een maatregel geval per geval geëvalueerd moeten worden. Voor de beoordeling van de kosteneffectiviteit werden indicatieve referentiewaarden gebruikt, nl. een maximale kost van 5000 euro/ton NO_x verwijderd en 2500 euro/ton SO_2 verwijderd. Indien de kosteneffectiviteit van een techniek minder gunstig is dan deze referentiewaarden, wordt deze als niet kosteneffectief beschouwd.

Met het hierboven geschetste voorbehoud wat betreft economische haalbaarheid voor specifieke sectoren, is voor reeds vergunde middelgrote en grote installaties met een thermisch vermogen tussen 30 en 100 MW_{th} het toepassen van SNCR ter de reductie van NO_x als BBT geselecteerd. Installaties groter dan 100 MW_{th} zullen naast het toepassen van SNCR ook nog gebruik kunnen maken van enkele primaire maatregelen (o.a. lage NO_x branders, rookgasrecirculatie en/of overfire air) of eventueel SCR.

Het implementeren van een secundaire maatregel, zoals een natte wasser, is de beste beschikbare techniek ter reductie van SO₂ emissies voor reeds vergunde stookinstallaties, met meer dan 2000 bedrijfsuren per jaar en waarvoor de haalbaarheidsgrens op 0,005 euro/kWh_e kan gelegd worden. Voor installaties welke minder uren per jaar in werking zijn of waarvoor de grens van 15 % t.o.v. de elektriciteitsproductiekost te hoog is, wordt het gebruik van laag zwavelige brandstof aanbevolen (vb 0,5 % S, indien voldoende op de markt voorhanden).

Volledig nieuwe stookinstallaties, welke dus nog vergund moeten worden, zullen door toepassen van de nieuwste brandertechnologie en ketelontwerp zeer lage NO_x emissie (< 200 mg/Nm³) kunnen behalen. De nieuwe grote installaties zullen ter reductie van de SO₂ emissies nog een secundaire maatregel moeten toepassen of gebruik maken van zeer laag zwavel houdende brandstof (vb. 0,1 %S, indien voldoende op de markt voorhanden) om aan BBT te voldoen.

Voor gasmotoren is, voor het beperken van NO_x emissies, “lean burn” met oxidatiekatalysator als BBT geselecteerd. Voor dieselmotoren (≥ 3 MW_{th} en meer dan 360 bedrijfsuren per jaar) kan als BBT het gebruik van SCR technologie worden geselecteerd. Bij motoren brengt het gebruik van een oxidatiekatalysator met zich mee dat ook de emissies van CO en VOS kunnen beperkt worden.

Wat de gasturbines betreft is “dry low NO_x” als BBT geselecteerd voor turbines op aardgas en het injecteren van stoom of water bij gasturbines op vloeibare brandstoffen.

Uitgaande van de geselecteerde BBT konden aanbevelingen worden voorgesteld naar sectorale normen voor stookinstallaties en stationaire motoren. Onderstaande tabellen geven een overzicht van dit BBT-voorstel. Gezien de kostenhaalbaarheid sectorafhankelijk is, wordt aangeraden de voorgestelde normen nog per sector op hun haalbaarheid te onderzoeken, in bijzonder wanneer het BBT-voorstel afwijkt van de nieuwe Europese richtlijn voor grote stookinstallaties (Richtlijn van het Europees Parlement en de Raad inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties, 2001).

a) Voor installaties die reeds vergund zijn:

Nominaal thermisch vermogen in MW	Emissiegrenswaarden in mg/Nm ³					
	Vaste brandstoffen (6 % O ₂)		Vloeibare brandstoffen (3 % O ₂)		Aardgas (3 % O ₂)	
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂
30 – 50	500-800	350 - 1050	300-500	350 - 850	300	35
50 – 100	500	200-1050	300-350	200-850	300	35
100 – 300	500	200-1050	300-350	200-850	300	35
300 – 600	350-500	200-1050	150-350	200-850	150-300	35
> 600	200-600	200-1050	150-350	200-850	150-300	35

b) Voor installaties die in de toekomst nog geplaatst zullen worden:

Nominaal thermisch vermogen in MW	Emissiegrenswaarden in mg/Nm ³					
	Vaste brandstoffen (6 % O ₂)		Vloeibare brandstoffen (3 % O ₂)		Aardgas (3 % O ₂)	
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂
0,1 – 2	500	1050	150	350	150	35
30 – 50	400	350 - 1050	150	350	150	35
50 – 100	150	200	150	200	100	35
100 – 300	150	200	150	200	100	35
300 – 600	150	200	150	200	100	35
> 600	150	200	150	200	100	35

Voor motoren werd er eveneens een voorstel opgesteld voor nieuwe, strengere emissiegrenswaarden. Onderstaande tabellen geven een overzicht van het BBT-voorstel, dit voorstel heeft betrekking op de NO_x en eventueel CO en VOS normering voor stationaire motoren.

c) Voorstel emissiegrenswaarden voor gas- en dieselmotoren

Parameter	Emissiegrenswaarden in mg/Nm ³ bij 5 % O ₂			
	gasmotoren		dieselmotoren	
	oud	nieuw	oud	nieuw
NO _x	$1.300 \times \eta/30$	$500 \times \eta/30$	-	<3MW _{th} 4.000 ≥3MW _{th} 500 - 2.000
SO ₂	-	-	max. 0,2 %	max. 0,2 %
CO	650	650	650 - 1.500	650
VOS	150	150	150	150

d) Voorstel emissiegrenswaarden voor gasturbines

Parameter	Emissiegrenswaarden in mg/Nm ³ bij 15 % O ₂					
	Bestaande gasturbines			Nieuwe gasturbines		
	gasvormige brandstof	gasolie	vloeibare brandstoffen	gasvormige brandstof	gasolie	vloeibare brandstoffen
NO _x	> 50 MW _{th} 100	<50 MW _{th} 600 ≥50 MW _{th} 450	<50 MW _{th} 600 ≥50 MW _{th} 450	< 50 MW _{th} 100 ≥ 50 MW _{th} 50	<50 MW _{th} 200 ≥50 MW _{th} 150	<50 MW _{th} 600 ≥50 MW _{th} 450
SO ₂	-	max. 0,2 %	max. 0,2 %	-	max. 0,2 %	max. 0,2 %
CO	100 - 250	100 - 250	100 - 250	100	100	100

Indien BBT toegepast wordt, zou de emissie van SO₂ ten gevolge van de verbranding van fossiele brandstoffen in grote stookinstallaties teruggebracht kunnen worden van 43.000 ton/jaar (VMM 2000) tot ten laagste ongeveer 10.000 ton/jaar. De emissie van NO_x van grote stookinstallaties zou op deze manier gereduceerd kunnen worden met maximaal ongeveer 19.000 ton t.o.v. de huidige 34.000 ton/jaar.

De huidige stationaire motoren passen momenteel reeds BBT toe en emitteren jaarlijks ongeveer 5.000 ton NO_x.

In de studie wordt er eveneens een overzicht gegeven van de technieken die in aanmerking komen voor ecologiesteun en nog niet expliciet zijn opgenomen in de bestaande niet-limitatieve lijst. Het betreft hier technieken die in deze studie als BBT of verder dan BBT beschouwd worden. Voorbeelden hiervan zijn het implementeren van SCR en SNCR technologie, SCONO_xTM en katalytische verbranding.

De BBT-selectie en de adviesverlening is tot stand gekomen op basis van o.a. kostprijsberekening, een vergelijking met buitenlandse documenten, bedrijfsbezoeken en overleg met vertegenwoordigers van de federaties, leveranciers, specialisten uit de administratie en adviesbureaus. Het formeel overleg gebeurde in het begeleidingscomité, waarvan de samenstelling terug te vinden is in bijlage 1.

ABSTRACT

The Centre for Best Available Techniques (BAT) is founded by the Flemish Government, and is hosted by Vito. The BAT centre collects, evaluates and distributes information on environment friendly techniques. Moreover, it advises the Flemish authorities on how to translate this information into its environmental policy. Central in this translation is the concept “BAT” (Best Available Techniques). BAT corresponds to the techniques with the best environmental performance that can be introduced at a reasonable cost.

The objective of this study is to trace techniques that minimise the environmental pollution caused by combustion installations and stationary engines at a reasonable cost. Judging on the selected BAT, recommendations concerning environmental permit legislation and promotion through investment support are presented to the Flemish Government.

Combustion installations and stationary engines are used for the transformation of chemical energy into thermal energy. This thermal energy (heat) is either used directly or is transformed into mechanical energy and further into electrical energy. The operation of fossil fuel-fired combustion installations to generate electrical energy and/or heat is a very important cornerstone of our modern society.

In this document we focus on industrial furnaces with a capacity of 100 kW_{th} and more. Stationary engines includes gas engines, diesel engines and gas turbines with a minimum nominal output of 10 kW.

This BAT report focusses mainly on the techniques to reduce NO_x and SO₂ emissions. Nineteen environmental techniques for the reduction of NO_x and SO₂ for combustion installations and seven measures for stationary engines are discussed. Emissions to water, soil, waste, noise nuisance and energy efficiency are also considered.

Cost-efficiency and feasibility of the environmental techniques are essential in BAT assessment and are evaluated by means of the estimation of investment and operation costs and reduction efficiencies. To consider whether a technique is too expensive or not, two evaluations were made; one were the total cost of techniques to reduce NO_x and SO₂ did not exceed $\pm 0,005$ euro/kWh_e and the other were the total cost of techniques did not exceed $\pm 0,002$ euro/kWh_e. Further research should re-evaluate this limit on sector level (electricity production, refineries, ...). In the assessment of cost-efficiency costs of 5000 euro/ton NO_x removed and 2500 euro/ton SO₂ removed were used as reference points.

Without taking into account sector-specific economic feasibility, the BAT conclusions for existing combustion installations are:

- use of SNCR technology for medium and large installations with a thermal capacity < 100 MW (NO_x);
- use of either primary measures (e.g. low NO_x burners, flue gas recirculation and/or overfire air) together with SNCR or SCR for installations with a capacity of > 100 MW_{th} (NO_x);
- flue gas treatment with wet scrubbers (SO₂);

- Use of fuels with low sulphur content in installations that operate less than 2000 hours a year (SO₂).

New installations make use of the most recent burner technology and boiler design to achieve low NO_x emissions (< 200 mg/Nm³). BAT for the reduction of SO₂ are flue gas purification or the use of fuels with very low sulphur content (e.g. 0,1 % S).

BAT for gas engines is lean burn with an oxidation catalyst, which minimises NO_x, CO and VOS emissions. For diesel engines, with a capacity of ≥ 3 MW_{th} and operate more than 360 hours a year, SCR was selected as BAT. BAT for gas turbines on natural gas is dry low NO_x. On gasturbines using liquid fuels, the injection of water/steam is selected as BAT.

On the basis of these BAT, Vito proposes the Flemish authorities to consider new emission limit values for nitrogen and sulphur oxides. An outline of this BAT proposal for emission limit values for combustion installations and stationary engines is given in the following charts. Further research should analyse the feasibility of this proposal per sector.

The BAT proposal for combustion installations:

a) Existing installations

Nominal thermal capacity (MW)	Emission limit values (mg/Nm ³)					
	Coal (6 % O ₂)		Liquid fuel (3 % O ₂)		Natural gas (3 % O ₂)	
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂
30 – 50	500-800	<1050	300-350	<850	300	35
50 – 100	500	200-1050	300-350	200-850	300	35
100 – 300	500	200-1050	300-350	200-850	250	35
300 – 600	350-500	200-1050	150-350	200-850	150-300	35
> 600	200-600	200-1050	150-350	200-850	150-300	35

b) New combustion installations

Nominal thermal capacity (MW)	Emission limit values (mg/Nm ³)					
	Coal (6 % O ₂)		Liquid fuel (3 % O ₂)		Natural gas (3 % O ₂)	
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂
0,1 – 2	500	1050	150	350	150	35
30 – 50	400	350	150	200	150	35
50 – 100	150	200	150	200	100	35
100 – 300	150	200	150	200	100	35
300 – 600	150	200	150	200	100	35
> 600	150	200	150	200	100	35

The BAT proposal for stationary engines:

e) Gas and diesel engines:

Para- meter	Emission limit values (mg/Nm ³) at 5 % O ₂			
	gas engines		diesel engines	
	existing	new	existing	new
NO _x	1.300 × η/30	500 × η/30	-	<3MW _{th} 4.000 ≥3MW _{th} 500 - 2.000
SO ₂	-	-	max. 0,2 %	max. 0,2 %
CO	650	650	650 - 1.500	650
VOS	150	150	150	150

f) Gas turbines:

Para- meter	Emission limit values (mg/Nm ³) at 15 % O ₂					
	existing gas turbines			new gas turbines		
	gaseous fuel	gasoil	liquid fuel	gaseous fuel	gasoil	liquid fuel
NO _x	> 50 MW _{th}	<50 MW _{th} 600	<50 MW _{th} 600	< 50 MW _{th} 100	<50 MW _{th} 200	<50 MW _{th} 600
	100	≥50 MW _{th} 450	≥50 MW _{th} 450	≥ 50 MW _{th} 50	≥50 MW _{th} 150	≥50 MW _{th} 450
SO ₂	-	max. 0,2 %	max. 0,2 %	-	max. 0,2 %	max. 0,2 %
CO	100 - 250	100 - 250	100 - 250	100	100	100

If the BAT are implemented in Flanders, the SO₂ emissions caused by combustion of fossil fuels in large combustion installations can be reduced from 43.000 ton/year (2000) to ± 10.000 ton/year. The emission of NO_x could also be minimised from 34.000 ton/year (2000) to 15.000 ton/year.

Stationary engines are already conform BAT and emit about 5.000 ton NO_x/year.

This study also includes an overview of techniques that can be considered for investment support, e.g. SCR and SNCR technology, SCONO_xTM and catalytic combustion.

BAT selection was brought about on the basis of, among other things, cost calculations, foreign BAT reports, plant visits and discussions with industry experts, representatives of the federation, suppliers and specialists from (semi) public institutes. The formal consultation was organised by means of an advisory committee of which the composition is given in Annex 1.

HOOFDSTUK 1: INLEIDING

1.1 Beste Beschikbare Technieken in Vlaanderen

1.1.1 Definitie

Het begrip “Beste Beschikbare Technieken”, afgekort BBT, wordt in Vlarem I¹, artikel 1 29°, gedefinieerd als:

“het meest doeltreffende en geavanceerde ontwikkelingsstadium van de activiteiten en exploitatiemethoden, waarbij de praktische bruikbaarheid van speciale technieken om in beginsel het uitgangspunt voor de emissiegrenswaarden te vormen is aangetoond, met het doel emissies en effecten op het milieu in zijn geheel te voorkomen of, wanneer dat niet mogelijk blijkt algemeen te beperken;

a) “technieken”: zowel de toegepaste technieken als de wijze waarop de installatie wordt ontworpen, gebouwd, onderhouden, geëxploiteerd en ontmanteld;

b) “beschikbare”: op zodanige schaal ontwikkeld dat de technieken, kosten en baten in aanmerking genomen, economisch en technisch haalbaar in de industriële context kunnen worden toegepast, onafhankelijk van de vraag of die technieken al dan niet op het grondgebied van het Vlaamse Gewest worden toegepast of geproduceerd, mits ze voor de exploitant op redelijke voorwaarden toegankelijk zijn;

c) “beste: het meest doeltreffend voor het bereiken van een hoog algemeen niveau van bescherming van het milieu in zijn geheel.”

Deze definitie vormt het vertrekpunt om het begrip BBT concreet in te vullen voor stookinstallaties en stationaire motoren in Vlaanderen.

1.1.2 Beste Beschikbare Technieken als begrip in het Vlaamse milieubeleid

a Achtergrond

Bijna elke menselijke activiteit (vb. woningbouw, industriële activiteit, recreatie, landbouw) beïnvloedt op de één of andere manier het leefmilieu. Vaak is het niet mogelijk in te schatten hoe schadelijk die beïnvloeding is. Vanuit deze onzekerheid wordt geoordeeld dat iedere activiteit met maximale zorg moet uitgevoerd worden om het leefmilieu zo weinig mogelijk te belasten. Dit stemt overeen met het zogenaamde *voorzichtigheidsprincipe*.

In haar milieubeleid gericht op het bedrijfsleven heeft de Vlaamse overheid dit voorzichtigheidsprincipe vertaald naar de vraag om de “Beste Beschikbare Technieken” toe te passen. Deze vraag wordt als zodanig opgenomen in de algemene voorschriften

¹ Vlarem I: Besluit van de Vlaamse Regering van 12 januari 1999 tot wijziging van het besluit van de Vlaamse Regering van 6 februari 1991 houdende vaststelling van het Vlaams Reglement betreffende de milieuvergunning (B.S. 11 maart 1999)

van Vlarem II² (art. 4.1.2.1). Het toepassen van de BBT betekent in de eerste plaats dat iedere exploitant al wat technisch en economisch mogelijk is, moet doen om milieuschade te vermijden. Daarnaast wordt ook de naleving van de vergunningsvoorwaarden geacht overeen te stemmen met de verplichting om de BBT toe te passen.

Ook in de meeste andere geïndustrialiseerde landen kan het BBT-principe worden teruggevonden in de milieuregelgeving, zij het soms met een andere klemtoon. Vergelijkbare begrippen zijn o.a.: BAT (Best Available Techniques), BATNEEC (Best Available Techniques Not Entailing Excessive Costs), de Duitse ‘Stand der Technik’, het Nederlandse ALARA-principe (As Low as Reasonably Achievable) en ‘Beste Uitvoerbare Technieken’.

Binnen het Vlaamse milieubeleid wordt het begrip BBT in hoofdzaak gehanteerd als basis voor het vastleggen van milieuvergunningsvoorwaarden. Dergelijke voorwaarden die aan inrichtingen in Vlaanderen worden opgelegd steunen op twee pijlers:

- de toepassing van de BBT;
- de resterende milieu-effecten mogen geen afbreuk doen aan de vooropgestelde milieu-kwaliteitsdoelstellingen.

Ook de Europese “IPPC” Richtlijn (96/61/EC), schrijft de lidstaten voor op deze twee pijlers te steunen bij het vastleggen van milieuvergunningsvoorwaarden.

b Concretisering van het begrip

Om concreet inhoud te kunnen geven aan het begrip BBT, dient de algemene definitie van Vlarem I nader verduidelijkt te worden. Het BBT-kenniscentrum hanteert onderstaande invulling van de drie elementen.

“Beste” betekent “beste voor het milieu als geheel”, waarbij het effect van de beschouwde techniek op de verschillende milieucompartimenten (lucht, water, bodem, afval) wordt afgewogen;

“Beschikbare” duidt op het feit dat het hier gaat over iets dat op de markt verkrijgbaar en redelijk in kostprijs is. Het zijn dus technieken die niet meer in een experimenteel stadium zijn, maar effectief hun waarde in de bedrijfspraktijk bewezen hebben. De kostprijs wordt redelijk geacht indien deze haalbaar is voor een ‘gemiddeld’ bedrijf uit de beschouwde sector én niet buiten verhouding is tegenover het behaalde milieuresultaat;

“Technieken” zijn technologieën én organisatorische maatregelen. Ze hebben zowel te maken met procesaanpassingen, het gebruik van minder vervuilende grondstoffen, end-of-pipe maatregelen, als met goede bedrijfspraktijken.

Het is hierbij duidelijk dat wat voor het ene bedrijf een BBT is dat niet voor een ander hoeft te zijn. Toch heeft de ervaring in Vlaanderen en in andere regio’s/landen aangetoond dat het mogelijk is algemene BBT-lijnen te trekken voor groepen van bedrijven die dezelfde processen gebruiken en/of gelijkaardige producten maken.

² Vlarem II: Besluit van de Vlaamse Regering van 19 januari 1999 tot wijziging van het besluit van de Vlaamse Regering houdende algemene en sectorale bepalingen inzake milieuhygiëne van 1 juni 1995 (B.S. 31 maart 1999)

Dergelijke sectorale of bedrijfstak-BBT maken het voor de overheid mogelijk *sectorale vergunningsvoorwaarden* vast te leggen. Hierbij zal de overheid doorgaans niet de BBT zelf opleggen, maar wel de milieuprestaties die met BBT haalbaar zijn als norm beschouwen.

Het concretiseren van BBT voor sectoren vormt tevens een nuttig referentiepunt bij het toekennen van steun bij milieuvriendelijke investeringen door de Vlaamse overheid. Dit *ecologiecriterium* bepaalt dat bedrijven die milieu-inspanningen leveren die verdergaan dan de wettelijke vereisten, kunnen genieten van een investeringssubsidie.

1.1.3 Het Vlaams kenniscentrum voor Beste Beschikbare Technieken

Om de overheid te helpen bij het verzamelen en verspreiden van informatie over BBT en om haar te adviseren in verband met het BBT-gerelateerde vergunningenbeleid, heeft Vito (Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek) op vraag van de Vlaamse overheid een Kenniscentrum voor Beste Beschikbare Technieken uitgebouwd. Dit BBT-kenniscentrum inventariseert informatie rond beschikbare milieuvriendelijke technieken, selecteert daaruit de beste beschikbare technieken en vertaalt deze naar vergunningsvoorwaarden en ecologiesteun. De resultaten worden op een actieve wijze verspreid, zowel naar de overheid als naar het bedrijfsleven, onder meer via sectorrapporten, informatiesessies en het Internet (<http://www.emis.vito.be/BBT>).

Het BBT-kenniscentrum wordt gefinancierd door het Vlaams gewest en begeleid door een *stuurgroep* met vertegenwoordigers van de Vlaamse overheid (kabinet Leefmilieu, kabinet Wetenschapsbeleid, AMINAL, ANRE, IWT, OVAM, VMM en VLM).

1.2 De BBT-studie ‘Stookinstallaties en stationaire motoren’

1.2.1 Doelstellingen van de studie

1.2.2 Inhoud van de studie

Vertrekpunt van het onderzoek naar de Beste Beschikbare Technieken voor de stookinstallaties en stationaire motoren is een afbakening van deze studie. Tevens wordt de Vlaamse wetgeving omtrent stookinstallaties beschreven en vergeleken met deze in andere Europese lidstaten (hoofdstuk 2).

In het derde hoofdstuk wordt de werking van stationaire motoren en klassieke stookinstallaties beschreven en wordt nagegaan welke milieu-effecten optreden.

Op basis van een uitgebreide literatuurstudie wordt in hoofdstuk vier een inventaris opgesteld van milieuvriendelijke technieken voor de “sector”. Vervolgens, in hoofdstuk vijf, vindt voor elk van deze technieken een evaluatie plaats, niet alleen van het globaal milieurendement, maar ook van de technische en economische haalbaarheid. Deze grondige afweging laat ons toe de Beste Beschikbare Technieken te selecteren.

De BBT zijn op hun beurt de basis voor een aantal suggesties om de bestaande milieuregeling te evalueren, te concretiseren en aan te vullen (hoofdstuk 6).

1.2.3 Begeleiding en werkwijze

Voor de wetenschappelijke begeleiding van de studie werd een begeleidingscomité samengesteld met vertegenwoordigers van industrie en overheid. Dit comité kwam 3 keer bijeen om de studie inhoudelijk te sturen (21/12/2000, 14/12/2001 en 20/03/2002). De namen van de leden van dit comité en van de externe deskundigen die aan deze studie hebben meegewerkt, zijn opgenomen in bijlage 1. Het BBT-kenniscentrum heeft voor zover mogelijk rekening gehouden met de opmerkingen van het begeleidingscomité. Dit rapport is evenwel geen compromistekst maar komt overeen met wat het BBT-kenniscentrum op dit moment als de stand der techniek en de daaraan gekoppelde meest aangewezen aanbevelingen beschouwt.

HOOFDSTUK 2: SOCIO-ECONOMISCHE EN MILIEU-JURIDISCHE SITUERING VAN DE SECTOR

In dit hoofdstuk wordt de sector van stookinstallaties en stationaire motoren gesitueerd en doorgelicht, zowel socio-economisch als milieu-juridisch.

Vooreerst wordt getracht de bedrijfstak te omschrijven en het onderwerp van de studie zo precies mogelijk af te bakenen. Daarna wordt dieper ingegaan op de belangrijkste milieu-juridische aspecten.

2.1 Omschrijving en afbakening van de bedrijfstak

2.1.1 Omschrijving

Stookinstallaties en stationaire motoren zijn machines die de chemische energie van brandstoffen omzetten in thermische energie. De thermische energie (warmte) wordt soms rechtstreeks gebruikt en in andere gevallen omgezet in mechanische energie (arbeid) die op zijn beurt weer omgezet kan worden in elektrische energie.

Stookinstallaties worden in heel wat bedrijven gebruikt en vormen dus eigenlijk geen sector op zich. Het produceren van elektrische energie, mechanische energie en/of warmte met stookinstallaties vormt een belangrijke hoeksteen van de industriële activiteit.

Tot de stookinstallaties in deze studie behoren de verbrandingsprocessen waar geen menging met het te behandelen product plaatsgrijpt vb.:

- stoomketels;
- fornuizen (bijvoorbeeld raffinaderijen, maar deze zijn niet specifiek behandeld);
- thermische olietanks.

Volgende installaties worden aldus niet behandeld:

- installaties waarin de verbrandingsproducten gebruikt worden voor directe verwarming, droging of enige andere behandeling van voorwerpen of materialen, bijvoorbeeld herverhittingsovens en ovens voor warmtebehandeling;
- naverbrandingsinstallaties, dat wil zeggen technische voorzieningen voor de zuivering van rookgassen door verbranding, die niet als autonome stookinstallaties worden geëxploiteerd;
- installaties voor het regenereren van katalysatoren voor het katalytisch kraakproces;
- installaties om zwavelstof om te zetten in zwavel;
- in de chemische industrie gebruikte reactoren;
- cokesbatterijovens;
- windverhitters van hoogovens.

Tevens wordt in deze studie het stoken van onbehandeld afvalhout, afvalverbranding en co-verbranding met afval of biomassa niet besproken. Verder wordt voor gasvormige brandstoffen enkel de verbranding van aardgas in stookinstallaties en motoren bekeken.

De ondergrens voor deze verbrandingsinstallaties wordt in deze studie gelegd op 100 kW_{th}, daar deze ondergrens in rubriek 5.43 van Vlarem II eveneens is gehanteerd. Installaties vanaf 300 kW_{th} zijn meldings- of vergunningsplichtig volgens Vlarem.

Tot de stationaire motoren behoren de gas- en dieselmotoren alsook de gasturbines, hierbij wordt 10 kW nominaal vermogen als ondergrens gehanteerd.

2.1.2 Overzicht van de stookinstallaties in Vlaanderen

In 2000 telde Vlaanderen 55 grote stookinstallaties ($> 50 \text{ MW}_{\text{th}}$) met een gezamenlijk vermogen van ongeveer $13 \text{ GW}_{\text{th}}$. Deze grote stookinstallaties bevinden zich voornamelijk in de elektriciteitssector, raffinaderijen en chemische sector. Buiten de elektriciteitssector zijn er 37 grote stookinstallaties in gebruik met een totaal vermogen van ongeveer $4500 \text{ MW}_{\text{th}}$. De grote stookinstallaties in Vlaanderen emitteerden in 2000 33.928 ton NO_x en 43000 ton SO_2 . Onderstaande tabel geeft een onderverdeling naar de verschillende sectoren toe.

Tabel 2.1 : Overzicht verdeling NO_x en SO_2 emissies van grote stookinstallaties over de verschillende sectoren (VMM, 2000)

Sector	% NO_x emissies van grote stookinstallaties	% SO_2 emissies van grote stookinstallaties
Raffinaderijen	13	33
Elektriciteitsproductie	80	65
Non-ferro	0	0
Basischemie	4	0
Voeding	1	1
Andere	1	0
Totaal	100	100

In onderstaande tabel wordt een overzicht gegeven van het aantal stookinstallaties in Vlaanderen ingedeeld naar de brandstof en het vermogen. Vertrekpunt voor de gegevens zijn de inventarisatie voor grote stookinstallaties van VMM (2000).

Tabel 2.2: Aantal grote stookinstallaties, opgedeeld naar type brandstof en vermogenrange, aanwezig in de industriële sectoren (VMM, 2000)

Vermogenrange in MW_{th}	Brandstof	Aantal
50-100	aardgas	7
50-100	stookolie	1
50-100	raffinaderijgas	2
50-100	aardgas + gasolie	1
50-100	aardgas + stookolie	1
50-100	aardgas + andere vloeibare	1
50-100	aardgas + andere gasvormige brandstoffen	2
50-100	aardgas + steenkool	1
50-100	aardgas + stookolie + andere gasvormige brandstoffen + andere vloeibare brandstoffen	1
50-100	stookolie + gasolie + raffinaderijgas	1
50-100	stookolie + raffinaderijgas	3
100-300	aardgas	2
100-300	raffinaderijgas	3
100-300	andere gasvormige brandstoffen	1

Vermogenrange in MW _{th}	Brandstof	Aantal
100-300	aardgas + stookolie	5
100-300	stookolie + gasolie + raffinaderijgas	1
100-300	stookolie+ raffinaderijgas	5
100-300	stookolie + gasolie + andere vloeibare brandstoffen + raffinaderijgas	1
> 300	aardgas + stookolie	3
> 300	aardgas + stookolie + steenkool	3
> 300	aardgas + gasolie + steenkool	1
> 300	aardgas + stookolie + gasolie + steenkool	1
> 300	stookolie + steenkool	4
> 300	stookolie + raffinaderijgas	1
> 300	stookolie + andere gasvormige	2
> 300	stookolie + andere gasvormige brandstoffen + steenkool	1
TOTAAL		55

Wat het aantal kleine (100 kW_{th}–2 MW_{th}) en middelgrote (2 MW_{th}–50 MW_{th}) installaties betreft, zijn geen concrete cijfers terug te vinden. Slechts een klein aantal van deze installaties is geregistreerd in de emissiejaarverslagen, wat een verdere inschatting van dit soort installaties vrijwel onmogelijk maakt. Wel kan op basis van de gekende gegevens worden verondersteld dat het waarschijnlijk om enkele honderden installaties zal gaan, welke terug te vinden zijn in o.a. de voedingsindustrie, de chemische sector, tuinbouw, raffinaderijen etc... De emissies van kleine en middelgrote installaties zullen daarentegen wel beperkt blijven.

2.1.3 Overzicht stationaire motoren

Gasturbines

In Vlaanderen zijn dertien industriële gasturbines opgesteld in warmtekrachttoepassingen voor een totaal vermogen van 588 MW_e (exclusief eventueel nageschakelde stoomturbines). Samen met repowering installaties bedraagt het totaal vermogen 720 MW_e.

Onder de gasturbines vallen ook de STEG-centrales, waarvan er 5 in Vlaanderen zijn terug te vinden met een totaal vermogen van 1704 MW_e.

Motoren

Het totaal vermogen opgesteld in Vlaanderen bedraagt 140 MW_e verdeelt over 171 projecten (2001). Dit vermogen is verdeeld over diverse brandstoffen als volgt (Vito 2001):

Aardgas: 108 MW_e
 Gasolie: 20 MW_e
 Andere: 12 MW_e

2.1.4 Energieverbruik stookinstallaties en stationaire motoren in Vlaanderen

Het totaal energieverbruik van de stookinstallaties (grote, middelgrote en kleine) en stationaire motoren kan worden afgeleid uit de energiebalans Vlaanderen (voorlopige versie 2000), waar er een opsplitsen wordt gedaan naar energieverbruik voor verbrandingsprocessen. Onderstaande tabel geeft een overzicht van het energieverbruik van stookinstallaties en stationaire motoren opgedeeld naar de verschillende sectoren van belang.

*Tabel 2.3: Energieverbruik van stookinstallaties en stationaire motoren in Vlaanderen
(voorlopige versie Energiebalans 2000)*

Brandstof	Energieverbruik in PJ			
	Elektriciteitsproductie (conventionele centrales , STEG's en WKK)	Raffinaderijen (eigenverbruik)	Industrie	Land- en tuinbouw
Kolen	93,2		65,6	0,9
Zware stookolie	2,7	17,9	17,7	9,8
Gas- en dieselolie			6,2	12,6
Andere vloeibare brandstoffen			13,3	0,6
Aardgas	105	2,6	113,2	4,4
Raffinaderijgas		36,5		
Andere gasvormige brandstoffen	11,6		5,4	
Andere brandstoffen ¹	7		74,2	

2.1.5 Draagkracht van de sector

Bij het bepalen van de BBT dient rekening te worden gehouden met de economische haalbaarheid, en dus de draagkracht van de beschouwde sector (cf. hoofdstuk 1). Zoals eerder aangegeven, vormen stookinstallaties een onderdeel van heel wat verschillende sectoren. Een algemene inschatting geven van de draagkracht voor bedrijven, waarin stookinstallaties opgesteld staan, is dan ook niet mogelijk.

Algemeen kan gesteld worden dat activiteiten die relatief energie-*intensief* zijn (zoals productie van ijzer- en staal, chloor, papier en karton e.d.) relatief zwaarder getroffen worden door de bijkomende kosten die de milieumaatregelen bij stookinstallaties met zich kunnen brengen. Een kostenverhoging die de kostprijs van het beschouwde product/dienst fel verhoogt, kan nadelig zijn voor de concurrentiepositie. Stel dat in een onderneming de energiekost 30% uitmaakt van de totale productiekost en toepassing van milieumaatregelen een verhoging van de energiekost van 40% met zich brengt dan stijgt de totale productiekost met 12%.

¹ Andere brandstoffen: houtkrullen, allerlei brandstoffen die vooral in de chemische industrie gebruikt worden en men nergens anders kan onder plaatsen

Het effect van een toename van de kosten hangt onder meer af van de elasticiteit van de vraag en van de concurrentiële omgeving. Zo zal het effect minder nadelig zijn in sectoren met een relatief inelastische vraag. Grote ondernemingen die concurreren in een globale markt zijn gevoelig voor verhogingen van de kostprijs waar hun buitenlandse concurrenten niet mee geconfronteerd worden. Wel hebben deze grote ondernemingen veelal een grotere financiële draagkracht voor bijkomende investeringen.

2.2 Milieu-juridische aspecten

In onderstaande paragrafen wordt het juridisch kader van de BBT-studie geschetst. De meeste aandacht gaat hierbij uit naar de wetgeving in Vlaanderen.

2.2.1 Inleiding

In bijlage 1 ‘Lijst van als hinderlijk beschouwde inrichtingen’ van Vlarem I worden stookinstallaties en stationaire motoren ingedeeld op basis van het vermogen van de installatie. Stationaire motoren vallen onder rubriek 31 en verbrandingsinstallaties onder rubriek 43.

*Tabel 2.4: Indeling stationaire motoren en verbrandingsinstallaties
(bijlage 1 van Vlarem I)*

Rubriek	Omschrijving	Klasse	Bemer- kingen	Coör- dinator	Audit	Jaar- verslag
31.	Motoren (machines) met inwendige verbranding					
31.1.	Vast opgestelde motoren met een totaal nominaal vermogen van:					
	1° 10 kW t.e.m 500 kW	2	T	N		
	2° meer dan 500 kW	1	T	N		

Rubriek	Omschrijving	Klasse	Bemer- kingen	Coör- dinator	Audit	Jaar- verslag
43.	Verbrandingsinrichtingen					
43.1.	Verbrandingsinrichtingen zonder elektriciteitsproductie (stookinstallaties e.d), met een totaal warmtevermogen van:					
	1° 300 kW t.e.m 500 kW	3				
	2° meer dan 500 kW t.e.m 5.000 kW	2				
	3° meer dan 5.000 kW	1	M	B	P	J
43.2.	Verbrandingsinrichtingen met elektriciteitsproductie (thermische centrales), met inbegrip van het ombouwen ervan op een andere brandstof, met een totaal warmtevermogen van:					
	1° 300 kW t.e.m 5000 kW	2				
	2° meer dan 5.000 kW	1	M	B	P	J
43.2.	Stookinstallaties met een hoeveelheid vrijkomende warmte van meer dan 50 MW	1	M,X	B	P	J

M: Inrichting waarvoor de Vlaamse Milieumaatschappij advies verstrekt

T: Inrichtingen waarvoor een tijdelijke vergunning kan worden verleend.

X: Inrichtingen die een GPBV-installatie betreft zoals gedefinieerd door sub 16° van artikel 1 van titel I van het Vlarem en die als dusdanig tevens onder de toepassing valt van de bepalingen van de titels I en II van het Vlarem inzake geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging als bedoeld in EU-richtlijn 96/61/EEG van 24 september 1996.

B: Inrichting waarvoor overeenkomstig titel II van het VLAREM een milieucoördinator van het tweede niveau dient aangesteld.

N: Inrichting waarvoor overeenkomstig titel II van het VLAREM vrijstelling is verleend van de verplichting tot aanstellen van een milieucoördinator.

P: Inrichting waarvoor overeenkomstig titel II van het VLAREM door de vergunningverlenende overheid een periodieke milieuaudit kan worden opgelegd.

J: Inrichting waarvoor overeenkomstig titel II van het VLAREM een milieujaarverslag moet worden ingediend.

2.2.2 Vlarem II

Vlarem II legt de milieuvoorwaarden vast voor de verschillende inrichtingen. Er wordt onderscheid gemaakt tussen algemene en sectorale milieuvoorwaarden.

De *algemene* milieuvoorwaarden (deel 4 van Vlarem II) zijn van toepassing op alle ingedeelde inrichtingen. De *sectorale* milieuvoorwaarden (deel 5 van Vlarem II) zijn specifieke voorschriften die van toepassing zijn op welbepaalde inrichtingen. Ze kunnen afwijken in strenge of minder strenge zin van de algemene milieuvoorwaarden, waarop ze voorrang hebben.

Hierna wordt een schets gegeven van de voornaamste algemene en sectorale milieuvoorwaarden die betrekking hebben op de verbrandingsinstallaties en stationaire motoren.

2.2.2.1 Algemene milieuvoorwaarden

a Beheersing van oppervlaktewaterverontreiniging

De bepalingen van hoofdstuk 4.2 van Vlarem II zijn van toepassing op de lozing van bedrijfsafvalwater en koelwater zoals bedoeld in rubrieken 3.1, 3.4 en 3.5. De afvoer van koelwater en hemelwater enerzijds en bedrijfsafvalwater anderzijds mag, behoudens technische moeilijkheden, niet via dezelfde openbare riolering gebeuren. Noch het koelwater noch het bedrijfsafvalwater mag ongezuiverd in het oppervlaktewater worden geloosd. Onder geen beding mag het afvalwater gevaarlijke stoffen bevatten (vermeld in bijlage 2C van Vlarem I).

Algemene lozingsnormen worden opgelegd voor:

- bedrijfsafvalwater dat geen gevaarlijke stoffen bevat (afdeling 4.2.2);
- bedrijfsafvalwater dat één of meer gevaarlijke stoffen bevat (afdeling 4.2.3);
- koelwater (afdeling 4.2.4);
- huishoudelijk afvalwater (afdeling 4.2.7).

b Beheersing van luchtverontreiniging

Van specifiek belang voor deze studie is artikel 4.4.2.1 betreffende de toepassing van de Beste Beschikbare Technieken (BBT):

"De installaties dienen ontworpen, gebouwd en geëxploiteerd volgens een code van goede praktijk derwijze dat de van deze installaties afkomstige luchtverontreiniging maximaal wordt beperkt en zo mogelijk zelfs wordt voorkomen.

De installaties zullen daartoe worden uitgerust en geëxploiteerd met middelen ter beperking van de emissies die met de beste beschikbare technieken overeenkomen. De emissiebeperkende maatregelen dienen te zijn gericht zowel op een vermindering van de massaconcentratie als ook van de massastromen of massaverhoudingen van de van de installatie uitgaande luchtverontreiniging. Daarbij moet inzonderheid rekening gehouden worden met:

- 1. maatregelen ter vermindering van de hoeveelheid afvalgas, zoals inkapselen van installatiedelen, doelgericht opvangen van stromen afvalgas, enz.;*
- 2. maatregelen ter optimalisering van de gebruikte stoffen en energie;*
- 3. maatregelen ter optimalisering van de handelingen voor opstarten en stilleggen en overige bijzondere bedrijfsomstandigheden."*

Afvalgassen moeten opgevangen of opgezogen worden op de plaats waar ze ontstaan en mogen, na eventuele zuivering, in de omgevingslucht worden geloosd indien emissie- en immissievoorschriften zijn nageleefd (art. 4.4.2.2.). Bij lozing via een schoorsteen moet deze aan bepaalde dimensionele voorwaarden voldoen, zoals een minimumhoogte.

Artikel 4.4.3.1. verwijst naar de in bijlage 4.4.2. opgenomen emissiegrenswaarden, van toepassing op de geloosde afvalgassen (geleide emissies). De luchthoeveelheden die naar een onderdeel van een installatie worden toegevoerd om het afvalgas te verdunnen of af te koelen, blijven bij de bepaling van de emissiewaarden buiten beschouwing. Bij toepassing van de BBT kunnen in de milieuvergunning afwijkende emissiegrenswaarden worden opgelegd.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de algemene emissiegrenswaarden die van toepassing kunnen zijn op de geloosde afvalgassen van stationaire motoren en stookinstallaties naast de sectorale normen (zie 2.2.2.2).

Tabel 2.5: Overzicht van de algemene emissiegrenswaarden van toepassing op de geloosde afvalgassen van stookinstallaties (bijlage 4.4.2 van Vlarem II), welke van toepassing zijn indien hiervoor geen sectorale normen zijn opgesteld

Parameter	Emissiegrenswaarde	Geen sectorale norm opgesteld voor:
1° stofdeeltjes totaal bij een massastroom van: a) ≤ 500 g/u b) > 500 g/u	150,0 mg/m ³ 50,0 mg/m ³	
6° de volgende stoffen bij een massastroom van 0,5 g/u of meer: -benzo(a)pyreen -dibenzo(a,h)antraceen	0,1 mg/m ³ 0,1 mg/m ³	x x
12° de volgende stofvormige anorganische stoffen bij een massastroom van 1 g/u of meer: - cadmium en zijn verbindingen (uitgedrukt in Cd) - kwikzilver en zijn verbindingen (uitgedrukt in Hg)	0,2 mg/m ³ 0,2 mg/m ³	x x
13° de volgende stofvormige anorganische stoffen bij een massastroom van 5 g/u of meer: - arseen en zijn verbindingen (uitgedrukt in As) - nikkel en zijn verbindingen (uitgedrukt in Ni)	1,0 mg/m ³ 1,0 mg/m ³	x x ²
14° de volgende stofvormige anorganische stoffen bij een massastroom van 25 g/u of meer: - lood en zijn verbindingen, uitgedrukt in Pb - chroom en zijn verbindingen uitgedrukt in Cr - licht oplosbare fluoride en zijn verbindingen, uitgedrukt in F - koper en zijn verbindingen, uitgedrukt in Cu - mangaan en zijn verbindingen, uitgedrukt in Mn - vanadium en zijn verbindingen, uitgedrukt in V	5,0 mg/m ³ 5,0 mg/m ³ 5,0 mg/m ³ 5,0 mg/m ³ 5,0 mg/m ³ 5,0 mg/m ³ 5,0 mg/m ³	x x x ³ x x x x ⁴

c Beheersing van geluidshinder (hoofdstuk 4.5.)

Volgens art. 4.5.1.1 van Vlarem II dient de exploitant de nodige maatregelen te treffen om de geluidsproductie aan de bron en de geluidsoverdracht naar de omgeving te beperken. Naargelang van de omstandigheden en op basis van de technologisch verantwoorde mogelijkheden volgens de BBT wordt hierbij gebruikgemaakt van een oordeelkundige (her)schikking van de geluidsbronnen, geluidsarme installaties en toestellen, geluidsisolatie en/of absorptie en/of afscherming.

In afdelingen 4.5.3., 4.5.4. en 4.5.5 zijn de algemene geluidsvoorschriften voor respectievelijk klasse 1, 2 en 3 inrichtingen opgenomen. Deze voorschriften, van toepassing op de stationaire motoren en verbrandingsinstallaties, vermelden ondermeer normen voor het toegelaten

² Er zijn wel sectorale normen voor nikkel voor nieuwe stookinstallaties op vloeibare brandstoffen

³ Er zijn wel sectorale normen voor fluoriden voor nieuwe stookinstallaties op vaste brandstoffen

⁴ Er zijn wel sectorale normen voor fluoriden voor nieuwe stookinstallaties op vloeibare brandstoffen

specifiek geluid van bestaande en nieuwe inrichtingen. Aansluitend hierop is in deze voorschriften ook opgelegd dat indien een akoestisch onderzoek uitwijst dat het specifieke geluid van een bestaande inrichting de geldende richtwaarde met 10 dB(A) overschrijdt de betrokken inrichting een saneringsplan moet opstellen en uitvoeren. Deze sanering dient rekening te houden met de BBT.

Tabel 2.6: Richtwaarden voor het specifieke geluid in open lucht van als hinderlijk ingedeelde inrichtingen (bijlage 4.5.4. van Vlarem II).

Gebied	Milieukwaliteitsnormen in dB(A) in open lucht		
	overdag	's avonds	's nachts
1° Landelijke gebieden en gebieden voor verblijfsrecreatie.	40	35	30
2° Gebieden of delen van gebieden op minder dan 500 m gelegen van industriegebieden niet vermeld sub 3° of van gebieden voor gemeenschapsvoorzieningen en openbare nutsvoorzieningen	50	45	45
3° Gebieden of delen van gebieden op minder dan 500 m gelegen van gebieden voor ambachtelijke bedrijven en kleine en middelgrote ondernemingen, van dienstverleningsgebieden of van ontginningsgebieden, tijdens de ontginning	50	45	40
4° Woongebieden	45	40	35
5° Industriegebieden, dienstverleningsgebieden, gebieden voor gemeenschapsvoorzieningen en openbare nutsvoorzieningen en ontginningsgebieden tijdens de ontginning	60	55	55
6° Recreatiegebieden, uitgezonderd gebieden voor verblijfsrecreatie	50	45	40
7° Alle andere gebieden, uitgezonderd: bufferzones, militaire domeinen en deze waarvoor in bijzondere besluiten richtwaarden worden vastgelegd	45	40	35
8° Bufferzones	55	50	50
9° Gebieden of delen van gebieden op minder dan 500 m gelegen van voor grindwinning bestemde ontginningsgebieden tijdens de ontginning	55	50	45
Opmerking: als een gebied valt onder twee of meer punten van de tabel dan is in dat gebied de hoogste richtwaarde van toepassing			

2.2.2.2 Sectorale milieuvorwaarden

De voornaamste voorschriften voor stationaire motoren zijn opgenomen in hoofdstuk 5.31 van Vlarem II (motoren met inwendige verbranding), deze voor stookinstallaties in hoofdstuk 5.43.

a Gasmotoren

Tabel 2.7: Emissiegrenswaarden gasmotoren uitgaande van een zuurstofgehalte in de droge rookgassen van 5 volume%

Parameter	vergunning tot exploitatie is verleend vóór 01/01/93	vergunning verleend tussen 01/01/93 en 01/01/2000	vergunning is verleend na 31/12/99
NO _x	-	$2600 \times \eta^5/30 \text{ mg/Nm}^3$	$500 \times \eta/30 \text{ mg/Nm}^3$
CO	2600 mg/Nm ³	1300 mg/Nm ³	650 mg/Nm ³

b Dieselmotoren

Tabel 2.8: Emissiegrenswaarden dieselmotoren uitgaande van een zuurstofgehalte in de droge rookgassen van 5 volume%

Parameter	vergunning tot exploitatie is verleend vóór 01/01/93	vergunning verleend tussen 01/01/93 en 01/01/2000	vergunning is verleend na 31/12/99
NO _x	-	4000 mg/Nm ³	$< 3 \text{ MW}_{\text{th}}^6 = 4000 \text{ mg/Nm}^3$ $\geq 3 \text{ MW}_{\text{th}} = 2000 \text{ mg/Nm}^3$
CO	2.600 mg/Nm ³	1000 mg/Nm ³	650 mg/Nm ³
SO _x	-	zwavelgehalte in de brandstof max. 1 % zwavel	zwavelgehalte in de brandstof max. 0,2% zwavel of 310 mg/Nm ³
Stof	-	200 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³

⁵ η = nominaal motorrendement: het door de constructeur opgegeven procentuele aandeel van de warmteinhoud van de toegevoegde brandstoffen dat, bij de hoogste belasting waarbij de zuigermotor continu kan worden bedreven, bij ISO-luchtcondities in arbeid wordt omgezet.

⁶ Thermisch vermogen (MW_{th}) = warmte-inhoud van de hoeveelheid brandstof die per tijdseenheid kan worden torgevoerd aan een motor

c Gasturbines

Tabel 2.9: Emissiegrenswaarden gasturbines uitgaande van een zuurstofgehalte in de droge rookgassen van 15 volume%

Parameter	vergunning verleend vóór 01/01/93	vergunning verleend tussen 01/01/93 en 01/01/2000	vergunning verleend na 31/12/99
NO _x bij gebruik van gas	575 mg/Nm ³	< 100 MW _{th} = 350 mg/Nm ³ ≥ 100 MW _{th} = 300 mg/Nm ³	< 50 MW _{th} = 150 mg/Nm ³ ≥ 50 en < 100 MW _{th} = 100 mg/Nm ³ ≥ 100 MW _{th} = 75 mg/Nm ³
NO _x bij gebruik van gasoil	750 mg/Nm ³	< 100 MW _{th} = 600 mg/Nm ³ ≥ 100 MW _{th} = 450 mg/Nm ³	< 50 MW _{th} = 200 mg/Nm ³ ≥ 50 en < 100 MW _{th} = 150 mg/Nm ³ ≥ 100 MW _{th} = 120 mg/Nm ³
NO _x bij gebruik van vloeibare brandstoffen	750 mg/Nm ³	< 100 MW _{th} = 600 mg/Nm ³ ≥ 100 MW _{th} = 450 mg/Nm ³	< 100 MW _{th} = 600 mg/Nm ³ ≥ 100 MW _{th} = 450 mg/Nm ³
CO	250 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³
SO _x bij gebruik van gasvormige brandstoffen	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³	35 mg/Nm ³
SO _x bij gebruik van gasoil	zwavelgehalte in de brandstof max. 0,2 % zwavel	zwavelgehalte in de brandstof max. 0,2 % zwavel	zwavelgehalte in de brandstof max. 0,2 % zwavel
SO _x bij gebruik van vloeibare brandstoffen	zwavelgehalte in de brandstof max. 1 % zwavel	zwavelgehalte in de brandstof max. 1 % zwavel	zwavelgehalte in de brandstof max. 1 % zwavel
Stof bij gebruik van gasoil	50 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³
Stof bij gebruik van vloeibare brandstoffen	200 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³
de emissiegrenswaarden mogen worden vermenigvuldigd met een factor 2 bij uitbating van de gasturbine-installatie beneden 60 % van zijn capaciteit.			

d Klassieke stookinstallaties

Voorwaarden met betrekking tot nieuwe middelgrote en grote stookinstallaties

In afwijking van de algemene emissiegrenswaarden bepaald in hoofdstuk 4.4, moeten de rookgassen afkomstig van nieuwe middelgrote en grote stookinstallaties voldoen aan de volgende emissiegrenswaarden waarbij NO_x wordt uitgedrukt als NO₂:

Tabel 2.10: Voorwaarden met betrekking tot nieuwe grote en middelgrote stookinstallaties, emissiegrenswaarden uitgedrukt in mg/Nm³ en 6 %O₂ voor vaste brandstoffen en 3 %O₂ voor vloeibare en gasvormige brandstoffen

Emissie en brandstof	2-50 MW _{th} ⁷	50-100 MW _{th}	100-300 MW _{th}	>300 MW _{th}
<i>SO₂</i> ⁸				
vaste brandstof	2000	2000	1200	250
vloeibare brandstof	1700	1700	1700	250 - 150 ⁹
gasvormige brandstof				
- aardgas	35	35	35	35
- hoogovengas	35	35	35	35
- raffinaderijgas	35	35	35	35
- cokesovengas	100	100	100	100
- LPG	5	5	5	5
<i>NO_x</i>				
vaste brandstof	650 ¹⁰ - 400 ¹¹	650 ¹² - 400 ¹¹	650 ¹² - 200 ¹¹	650 ¹² - 200 ¹¹
vloeibare brandstof	450 ¹⁰ - 400 ¹¹	450 ¹² - 400 ¹¹	450 ¹² - 400 ¹¹	200 ⁸
aardgas	350 ¹⁰ - 150 ¹³	350 ¹² - 150 ¹³	350 ¹² - 150 ¹³	350 ¹² - 150 ¹³
<i>Stof</i> ⁸				
vaste brandstof	50	50	50	50
vloeibare brandstof	50	50	50	50
gasvormige brandstof				
- aardgas	5	5	5	5
- cokesovengas	5	5	5	5
- LPG	5	5	5	5
- andere gassen	5	5	5	5
- hoogovengas	10	10	10	10
- industriegas	50	50	50	50
<i>CO</i> ⁸				
vaste brandstof	250	250	250	250
vloeibare brandstof	175	175	175	175
gasvormige brandstof	100	100	100	100
<i>Chloride</i> ⁸				

⁷ Thermisch vermogen (MW_{th}) = warmte-inhoud van de hoeveelheid brandstof die per tijdseenheid kan worden toegevoerd aan een stookinstallatie

⁸ Voor grote stookinstallaties (> 50 MW_{th}): vergunning verleend na 1 juli 1987; voor middelgrote stookinstallaties waarvoor de exploitatie op 1 januari 1993 was vergund, of waarvoor vóór 1 maart 1993 een vergunningsaanvraag is ingediend

⁹ vergunning verleend na 1 juli 1987 en vermogen >600 MW_{th}

¹⁰ vergunning verleend na 1 maart 1993 en vóór 1 januari 1996

¹¹ vergunning verleend op of na 1 januari 1996

¹² vergunning verleend na 1 juli 1987 en vóór 1 januari 1996

¹³ vergunning verleend op of na 1 januari 1996, met de uitzondering van die installaties groter dan 300 MW_{th} op aardgas welke aan 100 mg/Nm³ moeten voldoen. Installaties op andere gassen hebben hiervoor een emissiegrenswaarde van 200 mg/Nm³, met uitzondering van hoogovengas (350 mg/Nm³)

Hoofdstuk 2

Emissie en brandstof	2-50 MW _{th} ⁷	50-100 MW _{th}	100-300 MW _{th}	>300 MW _{th}
vaste brandstof	100	100	100	30
<i>Fluoriden</i> ⁸				
vaste brandstof	30	30	30	5
<i>Nikkel</i> ⁸				
vloeibare brandstof	7	7	7	1
<i>Vanadium</i> ⁸				
vloeibare brandstof	15	15	15	5

Afwijkingen

Voor stookinstallaties van petroleumraffinaderijen gelden deze emissiegrenswaarden voor nieuwe grote stookinstallaties niet. Deze zijn vervangen door de in bijlage 5.20.2 opgenomen emissiegrenswaarden. Voor bestaande stookinstallaties gelden vanaf 1 januari 2005 eveneens de emissiegrenswaarden vernoemd in bijlage 5.20.2. Voor kleine en middelgrote installaties zijn voor de petroleumraffinaderijen geen sectorale emissiegrenswaarden opgenomen.

Voorwaarden met betrekking tot nieuwe kleine stookinstallaties

Tabel 2.11: Voorwaarden met betrekking tot nieuwe kleine (100 kW-2 MW) stookinstallaties, emissiegrenswaarden uitgedrukt in mg/Nm³ en 6 %O₂ voor vaste brandstoffen en 3 %O₂ voor vloeibare en gasvormige brandstoffen

Brandstof	Polluent	Emissiegrenswaarden (mg/Nm ³)	
		Vergunning verleend vóór 1 januari 1996	Vergunning verleend na 1 januari 1996
Vaste brandstof	Stof	150	100
	SO ₂	2000	1700
	NO _x	800	500
	CO	250	250
	Chloriden	100	100
Vloeibaar brandstof	Stof	150	150
	SO ₂	1700	350
	NO _x	450	250
	CO	200	175
	Nikkel en vanadium	7 en 15	7 en 15

Voor gasvormige brandstoffen gelden dezelfde emissiegrenswaarden als bepaald in Tabel 2.8

Voorwaarden met betrekking tot bestaande stookinstallaties

In afwijking van de bepalingen van bovenstaande artikels gelden voor bestaande¹⁴ stookinstallaties, emissiegrenswaarden uitgedrukt in mg/Nm³ natte rookgassen:

1° voor zwaveldioxide:

a) voor kleine en middelgrote installaties:

- voor recuperatiebrandstoffen van Belgische oorsprong, zoals terillbrandstoffen: 2.000 mg/Nm³;
- voor andere brandstoffen: 1.700 mg/Nm³;

b) voor grote installaties, eveneens ongeacht de brandstof waarmee ze gevoed worden:

- voor recuperatiebrandstoffen van Belgische oorsprong, zoals terillbrandstoffen: 2.000 mg/Nm³;
- voor andere brandstoffen: 1.700 mg/Nm³;

2° voor stikstofoxiden:

a) installaties met vaste brandstoffen: 950 mg/Nm³;

b) installaties gevoed met vloeibare brandstoffen: 575 mg/Nm³;

c) installaties gevoed met gasvormige brandstoffen: 425 mg/Nm³;

d) installaties oorspronkelijk gevoed met vloeibare brandstoffen en na 1 januari 1980 omgebouwd voor de voeding met vaste brandstoffen: 1.100 mg/Nm³.

3° voor stof:

a) installaties gevoed met vaste brandstoffen:

- voor kleine en middelgrote installaties: 200 mg/Nm³
 - voor grote installaties: 150 mg/Nm³;
- de voormelde emissiegrenswaarden voor stof van 200 mg/Nm³, respectievelijk 150 mg/Nm³, mogen evenwel worden verhoogd tot:
- 350 mg/Nm³ indien de installatie na 1 januari 1993 nog maximum 30.000 uren, herleid op uren bij een belasting van 100%, in gebruik is;
 - 250 mg/Nm³ indien de installatie na 1 januari 1993 nog meer dan 30.000 uren en minder dan 60.000 uren, herleid op uren bij een belasting van 100%, in gebruik is;

b) installaties gevoed met vloeibare brandstoffen, die meer dan 1000 uren per jaar, herleid op uren belasting van 100%, vloeibare brandstof gebruiken:

- voor kleine en middelgrote installaties: 200 mg/Nm³;
- voor grote installaties: 200 mg/Nm³;

4° voor CO:

a) kleine en middelgrote installaties: in afwijking van de algemene emissiegrenswaarden bepaald in hoofdstuk 4.4 worden voor deze installatie geen emissiegrenswaarden opgelegd;

b) grote installaties: 250 mg/Nm³;

¹⁴ bestaande inrichting: ingedeelde inrichtingen

- middelgrote of kleine stookinstallaties waarvoor de exploitatie op 1 januari 1993 was vergund, of waarvoor vóór 1 maart 1993 een vergunningsaanvraag is ingediend;

- of, grote stookinstallaties die vóór 1 juli 1987 vergund waren

5° voor chloriden en fluoriden:

installaties gevoed met vaste brandstoffen

- chloriden: 100 mg/Nm³;
- fluoriden: 30 mg/Nm³;

6° voor nikkel en vanadium:

- nikkel: 7 mg/Nm³;
- vanadium: 15 mg/Nm³;

2.2.3 Vlarebo en Vlarea

2.2.3.1 Bodemsaneringsdecreet en Vlarebo-besluit

Het besluit Vlarebo van 05/03/1996 ter uitvoering van het Bodemsaneringsdecreet van 22/02/1995 legt voorschriften op omtrent het vrijwaren, controleren en saneren van de bodem waarop de inrichting gevestigd is. Het besluit legt voor bepaalde inrichtingen ondermeer de verplichting op een oriënterend bodemonderzoek te laten uitvoeren. Zo dienen de verbrandingsinrichtingen zonder elektriciteitsproductie (stookinstallaties e.d.) met een vermogen van meer dan 5 MW een oriënterend bodemonderzoek te doen bij overdracht of sluiting van de inrichting. Hetzelfde geldt voor verbrandingsinrichtingen met elektriciteitsproductie (thermische centrales) met een vermogen van meer dan 5 MW.

2.2.3.2 Afvalstoffendecreet en Vlarea-besluit

Het besluit Vlarea van 07/12/1997 ter uitvoering van het Afvalstoffendecreet van 02/07/1981 legt ondermeer voorschriften op omtrent de verwijdering van afvalstoffen en de mogelijke aanwending van afvalstoffen als secundaire grondstoffen.

Met betrekking tot de aanwending van afvalstoffen als secundaire grondstoffen vermeldt het besluit dat de afvalstoffen die voorkomen in bijlage 4.1 als secundaire grondstoffen mogen gebruikt worden mits ze voldoen aan de in het besluit vastgelegde voorwaarden inzake samenstelling en/ of gebruik. Als gebruik in of als bouwstof vermeldt bijlage 4.1 met betrekking tot stookinstallaties volgende afvalstroom: “*vliegashoudend afval van kolengestookte elektrische centrales*”. Er is geen gebruikerscertificaat verplicht gesteld voor deze afvalstroom. Vlarea voorziet ook de mogelijkheid om onbehandeld houtafval aan te wenden als secundaire grondstof onder de vorm van brandstof.

2.2.4 Emissiegrenswaarden in 14 Europese lidstaten

De onderstaande tabellen geven een overzicht van de huidige emissiegrenswaarden voor nieuwe klassieke stookinstallaties en, indien gekend, voor nieuwe stationaire motoren, gehanteerd in 14 Europese landen. De gegeven emissiegrenswaarden zijn nu al van toepassing in deze landen, tenzij anders vermeld (zie voetnoten). De gegevens voor dit overzicht werden verzameld via contacten met deze landen en het ERM rapport ‘Revision of the council directive of 14/11/88 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants (> 50 MW_{th}), Eur. Commissie (juli 1997).

Als conclusie wordt hieronder een vergelijking gemaakt van de verschillende normen t.o.v. de huidige Vlarem II emissiegrenswaarden voor nieuwe stookinstallaties en stationaire motoren.

Klassieke stookinstallaties op vaste brandstoffen

- De strengste normen worden toegepast in Nederland, Zweden en Engeland. Vooral voor kleinere stookinstallaties ($< 100 \text{ MW}_{\text{th}}$) liggen de emissiegrenswaarden in deze landen voor pollutanten NO_x , SO_2 en stof ongeveer 50% en meer lager dan deze in Vlaanderen.
- Vergelijkbare emissiegrenswaarden voor NO_x en SO_2 worden in Vlaanderen, Denemarken, Duitsland, Zwitserland en Italië ($> 300 \text{ MW}_{\text{th}}$) teruggevonden. Oostenrijk heeft gelijkaardige NO_x emissiegrenswaarden maar veel lagere SO_2 grenswaarden voor stookinstallaties op vaste brandstoffen. De andere Europese landen hebben hogere NO_x emissiegrenswaarden dan in Vlaanderen.

Klassieke stookinstallaties op vloeibare brandstoffen

- De strengste emissiegrenswaarden worden toegepast in Oostenrijk en Engeland. Ook Nederland heeft voor NO_x strenge normen opgelegd. Wat SO_2 betreft heeft ook Zweden een strenge reglementering.
- Andere Europese landen hebben over het algemeen vergelijkbare emissiegrenswaarden voor SO_2 en minder strenge NO_x normen dan in Vlaanderen gehanteerd worden.

Klassieke stookinstallaties op gasvormige brandstoffen

- Wat de NO_x emissiegrenswaarden betreft, zijn Nederland en Zwitserland de koplopers.
- Voor SO_2 zijn over het algemeen in de Europese landen gelijkaardige emissiegrenswaarden terug te vinden.

Stationaire motoren

- Zwitserland heeft hier op eerste zicht de strengste emissiegrenswaarden voor stationaire motoren. Oostenrijk heeft, wat de NO_x normen voor stationaire motoren betreft, eveneens een streng voorstel opgesteld.

Tabel 2.12: Emissiegrenswaarden in mg/Nm³ voor nieuwe stookinstallaties op vaste brandstof in 14 Europese landen (6 % O₂, tenzij anders vermeld)

Polluent	Vermogen (MW)	Vlaanderen	Denemarken	Duitsland (7% O ₂)	Engeland	Finland	Frankrijk	Ierland	Italië	Nederland	Oostenrijk	Portugal	Spanje	Zweden	Zwitserland	Nieuwe Europese richtlijn LCP
Stof	< 50			20				100				100	100			50 - 30 ¹⁵
	50-100	50	50		25	50	50		50	20	50	100	100	35		
	100-300			50								100	100			
	>300					30		50				50	50			
NO _x	< 50	400								100	350			140	500	400 - 200 ¹⁶
	50-100	400		400		430			650	100	200			140	400	
	100-300	200	200		200	140	650	650	650	100	200	650	650	140	200	
	>300	200		200		140			200	200	200			185	200	

¹⁵ 50-100 MW_{th}: 50 mg stof/m³, > 100 MW_{th}: 30 mg stof/m³

¹⁶ 50-100 MW_{th}: 400 mg NO_x/m³, > 100 MW_{th}: 200 mg NO_x/m³

Polluent	Vermogen (MW)	Vlaanderen	Denemarken	Duitsland (7% O ₂)	Engeland	Finland	Frankrijk	Ierland	Italië	Nederland	Oostenrijk	Portugal	Spanje	Zweden	Zwitserland	Nieuwe Europese richtlijn LCP
SO ₂	<50	2000		1300-1000 ¹⁸						700					2000	
	50-100	2000	2000		200	660	2000	2000	2000	700					2000	850
	100-300	1200	2000-400 ¹⁷	400 of 2000 ¹⁹		400	2000-400 ¹⁹	2000-400 ¹⁹	1600-400 ²⁰	700	200	2000-4P ²¹	800	170	400	200
	>300	250				400				200		400			400	200

¹⁷ Lineaire afname van 2000 naar 400 mg SO₂/Nm³ tussen 100 MW_{th} en 500 MW_{th}; > 500 MW_{th} : 400 mg SO₂/Nm³

¹⁸ 1300 mg SO₂/Nm³ bij gebruik van kolen; 1000 mg SO₂/Nm³ bij gebruik andere vaste brandstoffen

¹⁹ 2000 mg SO₂/Nm³ enkel voor roosterverbranding of stofverbranding

²⁰ Lineaire afname van 1600 naar 400 mg SO₂/Nm³ tussen 200 MW_{th} en 500 MW_{th}; > 500 MW_{th} : 400 mg SO₂/Nm³

²¹ P=thermisch vermogen (MW_{th})

Tabel 2.13 : Emissiegrenswaarden in mg/Nm³ voor nieuwe stookinstallaties op vloeibare brandstof in 14 Europese landen (3 % O₂, tenzij anders vermeld)

Polluent (1)	Vermogen (MW _{th})	Vlaanderen	Denemarken	Duitsland	Engeland	Finland	Frankrijk	Ierland	Italië	Nederland	Oostenrijk	Portugal	Spanje	Zweden	Zwitserland	Nieuwe Europese Richtlijn
Stof	< 50 50-100 100-300 >300	50	50	50	25	50 50 30	50	50	50	50	35	50		41-83		50 - 30 ²²
NO _x	< 50 50-100 100-300 >300	300 300 300 200	225	250	200	430 285 180	450	450	450 450 200	120	350 100 100 100	450	450	700 175 ²³	- 300 150 150	400 200 ²⁴

²² 50-100 MW_{th}: 50 mg stof/m³, > 100 MW_{th}: 30 mg stof/m³

²³ > 300 ton NO_x/jaar: 175-350 mg NO_x/m³; < 300 ton NO_x/jaar: 350-700

²⁴ 50-100 MW_{th}: 400 mg NO_x/m³, > 100 MW_{th}: 200 mg NO_x/m³

Polluent (1)	Vermogen (MW _{th})	Vlaanderen	Denemarken	Duitsland	Engeland	Finland	Frankrijk	Ierland	Italië	Nederland	Oostenrijk	Portugal	Spanje	Zweden	Zwitserland	Nieuwe Europese Richtlijn
SO ₂	<50	1700		850								1700				
	50-100	1700	1700				1700	1700	1700	1700		1700		350	1700	
	100-300	1700	1700- 400 ²⁶	400 of 1700 ²⁷	155	1780	1700- 400 ²⁷	1700- 400 ²⁷	1700		350	1700	50	350	1700	850
	>300	250- 150 ²⁵					1700- 400 ²⁷	1700- 400 ²⁷	400	200	200	3650- 6,5P - 400 ²⁸		350	400	400 200 ²⁹
														210	400	200

²⁵ 150 mg SO₂/Nm³ bij vermogen > 600MW_{th}

²⁶ Lineaire afname van 1700 naar 400 mg SO₂/Nm³ tussen 300 MW_{th} en 500 MW_{th}; > 500 MW_{th} : 400 mg SO₂/Nm³

²⁷ 2000 mg SO₂/Nm³ enkel voor roosterverbranding of stofverbranding

²⁸ P= thermisch vermogen; 400 mg SO₂/Nm³ bij vermogen > 500 MW_{th}

²⁹ Lineaire afname van 400 naar 200 mg SO₂/Nm³ tussen 100 MW_{th} en 300 MW_{th}

Tabel 2.14 : Emissiegrenswaarden in mg/Nm³ voor nieuwe stookinstallaties op gasvormige brandstof in 14 Europese landen (3 % O₂, tenzij anders vermeld)

Polluent (1)	Vermogen (MW _{th})	Vlaanderen	Denemarken	Duitsland	Engeland	Finland	Frankrijk	Ierland	Italië	Nederland	Oostenrijk	Portugal	Spanje	Zweden	Zwitserland	Nieuwe Europese Richtlijn
Stof	algemeen aardgas cokesovengas LPG hoogovengas industriegas andere	5 5 5 10 50 5	5	5 5 10 10 10	5	5 10 50	5 10 50	5 10 50	5 10 50	5 20 10	5	5 10 50	5 10 50			5 10 30
NO _x	algemeen aardgas cokesovengas LPG hoogovengas industriegas andere	150 200 200 350 200 200	225	200 115	-	185	350	350	350	70	100	350	350	740 185 ³⁰	- 80-100	100 - 150 ³¹ 200
SO ₂	algemeen aardgas cokesovengas LPG hoogovengas industriegas andere	35 100 5 35 35	35	50-100 5 35	5	-	35 800 5 800 800	35 800 5 800 800	35 5 800	35 400 5 150 800		35 800 5 800 800		370 185 ³²	-	35 400 5 200

³⁰ > 300 ton NO_x/jaar: 185-370 mg NO_x/m³; < 300 ton NO_x/jaar: 370-740 mg NO_x/m³

³¹ 50- 300 MW_{th}: 150 mg NO_x/m³ en >300 MW_{th}: 100 mgNO_x/m³

³² > 400 ton SO₂/jaar: 185 mg SO₂/m³; < 400 ton S/jaar: 370 mg SO₂/m³

Tabel 2.15: Emissiegrenswaarden nieuwe stationaire motoren in mg/Nm³ in 6 Europese landen

Polluent	Stationaire motor	Vlaanderen	Duitsland	Finland	Nederland (in g/GJ)	Oostenrijk ³³	Zwitserland	Nieuwe Europese Richtlijn
Stof	Gasmotoren	50	80			80 ³⁴ -20	50	
	Dieselmotoren		20				50	
	Gasturbine op gas op vloeibare		roetgetal 2-4				roetgetal 2-4	

³³ nieuw voorstel voor stationaire motoren van Oostenrijk, heden (2001) nog niet van kracht

³⁴ indien motoren op vloeibare brandstof als noodgenerator worden ingezet

Polluent	Stationaire motor	Vlaanderen	Duitsland	Finland	Nederland (in g/GJ)	Oostenrijk ³³	Zwitserland	Nieuwe Europese Richtlijn
NO _x	Gasmotoren	500* 1/30 motorrendement	500 ⁴¹ - 800 ⁴²		140* 1/30 motorrendement	250-100 ⁴⁶	400	
	Dieselmotoren	4000-2000 ³⁵	1000 ⁴³ - 500 ⁴⁴		400* 1/30 motorrendement ⁴⁵	100-250 ⁴⁷	250	
	Gasturbine op gas op vloeibare	150 ³⁶ /100 ³⁷ / 75 ³⁸ 600 ³⁹ / 450 ⁴⁰	75 150	70 165	65	150/80/35 ⁴⁸	< 40 MW: 150; > 40MW: 50 120	50-120 of 75 ⁴⁹ 120
SO ₂	Gasmotoren							
	Dieselmotoren	310	Max. 1% S in brandstof					
	Gasturbine op gas op vloeibare	35 max. 1% S					120	

³⁵ 4000 mg NO_x/m³ als vermogen < 3MW_{th} en 2000 mg NO_x/m³ als vermogen > 3MW_{th}

³⁶ vermogen gasturbine < 50MW_{th}

³⁷ vermogen gasturbine ≥ 50 - < 100 MW_{th}

³⁸ vermogen gasturbine ≥ 100 MW_{th}

³⁹ vermogen gasturbine < 100 MW_{th}

⁴⁰ vermogen gasturbine ≥ 100 MW_{th}

⁴¹ Bij lean burn gasmotoren , viertaktmotoren en ontstekingsmotoren

⁴² bij tweetaktmotoren

⁴³ vermogen zelfontbrandingsmotor < 3MW

⁴⁴ vermogen zelfontbrandingsmotor > 3MW

⁴⁵ < 50 % gas: 400*1/30 motorrendement; > 50 % gas: 140*1/30 motorrendement

⁴⁶ 250 mg NO_x als vermogen < 2MW_{th}; 100-200 mg NO_x als vermogen > 2MW_{th}

⁴⁷ 150 mg NO_x als vermogen < 750 kW_{th}; 100-200 mg NO_x als vermogen > 750 kW_{th}

⁴⁸ 150 mg NO_x als vermogen < 50MW; 80 mg NO_x als vermogen 50-200 MW; 35 mg NO_x als vermogen > 200MW

⁴⁹ voor gasturbines in warmtekrachtoepassingen met rendement >75% of gasturbines in warmte/krachtcentrales met rendement > 55% en gasturbines gebruikt voor mechanische aandrijving

HOOFDSTUK 3: PROCESBESCHRIJVINGEN EN MILIEU-ASPECTEN

Dit hoofdstuk geeft een beknopte beschrijving van de principes en concepten waarop stookinstallaties en stationaire motoren zijn gebaseerd en vervolgens de daaraan verbonden milieu-aspecten.

3.1 Procesbeschrijvingen

3.1.1 Klassieke stookinstallaties

3.1.1.1 Technische beschrijving

De eenvoudigste stookinstallatie is een gewone kachel, bestaande uit een verbrandingsruimte waarin warmte wordt opgewekt die door straling en convectorie weer aan de omgeving wordt afgedragen. Bij bv. centrale verwarmingsinstallaties en elektriciteitscentrales wordt de verbrandingswarmte opgenomen door een medium (meestal water), dat de energie elders weer afgeeft.

Vorm en uitvoering van een stookinstallatie hangen vooral af van de gebruikte brandstof, die de vorm van brokken, korrels, stof, een vloeistof of een gas kan hebben. Grove brandstoffen, zoals stukool of cokes, worden verbrand op roosters (fig.1 in Figuur 3.1). De brandstof wordt daarbij losjes op het rooster gestort. De lucht die voor de verbranding nodig is, wordt met lage snelheid van onderaf door het rooster en de brandstof gevoerd.

De wervelbedverbranding (fig.2 in Figuur 3.1) sluit aan op het eenvoudige verbrandingsprocédé op roosters. De brandstof mag weliswaar geen grote brokstukken bevatten, maar korrels met een diameter tot 6 mm kunnen wel gebruikt worden. Ook hier wordt de brandstof in de verbrandingsruimte gestort; de lucht die voor de verbranding nodig is, wordt echter met hoge snelheid in de verbrandingskamer geïnjecteerd, zodat ieder korreltje wordt opgestuwd. Daardoor gaat het brandstofbed zich min of meer als een vloeistof gedragen. Door de voortdurende beweging van de brandstofdeeltjes worden de reactiesnelheid en de overdracht van de reactiewarmte versneld. De opgewekte warmte wordt niet – zoals bij gewone verbranding op een rooster – via straling en convectorie door de verbrandingsgassen overgebracht, maar direct uit het inwendige van het wervelbed afgevoerd.

Bij stookinstallaties die met poederkool worden gestookt, wordt via speciale branders de tot poeder gemalen brandstof met lucht in de verbrandingskamer geblazen. Als de temperatuur hoog genoeg is, zal de stofwolk daar onmiddellijk vlam vatten en verbranden. Om de verbranding te stimuleren wordt vaak nog extra olie ingespoten.

Bij stookinstallaties die met vloeibare brandstof werken, wordt deze (door middel van stoom, perslucht, middelpuntvliedende kracht, enz.) zo fijn mogelijk verdeeld en zo goed mogelijk vermengd met de voor de verbranding noodzakelijke lucht. Hiermee probeert

men een zo volledig mogelijke verbranding te bereiken. Voor gasgestookte installaties wordt een groot aantal verschillende typen branders gebruikt, waarbij het gas meestal bij de mond van de brander wordt gemengd met de lucht.

De overdracht van de warmte in de ketel kan op verschillende manieren plaatsvinden. Bij vlampijpketels (zie verder onder installatiesoorten) stromen de verbrandingsgassen door een pijp, waaromheen het te verwarmen water stroomt. Bij waterpijpketels (zie verder onder installatiesoorten) is de situatie andersom: hier stroomt het water door de pijpen, de verbrandingsgassen worden om de pijpen geleid. In kolengestookte centrales worden vaak waterpijpketels met min of meer hellende pijpen toegepast. De ketels zijn vaak voorzien van een luchtvoorverwarmer (luvo), een voedingswatervoorverwarmer (economizer) en oververhitters (fig.3 in Figuur 3.1). De laatste produceren stoom, die na de verdamping verder wordt verhit, zodat de dampspanning ver beneden het maximum voor de uiteindelijke temperatuur blijft. Met dergelijke droge stoom is maximale uitzetting mogelijk; bovendien geleidt hij minder goed dan verzadigde stoom, zodat er minder warmte verloren gaat bij het transport.

De snelstromende, verse stoom wordt vervolgens gebruikt voor bijvoorbeeld de aandrijving van een schoepenrad van de stoomturbine. De stoomturbine levert op deze manier energie voor de elektriciteitsgenerator.

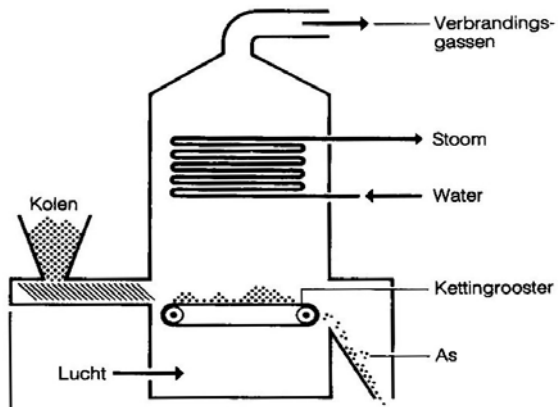


Fig. 1: Stookinstallatie met eindloos rooster

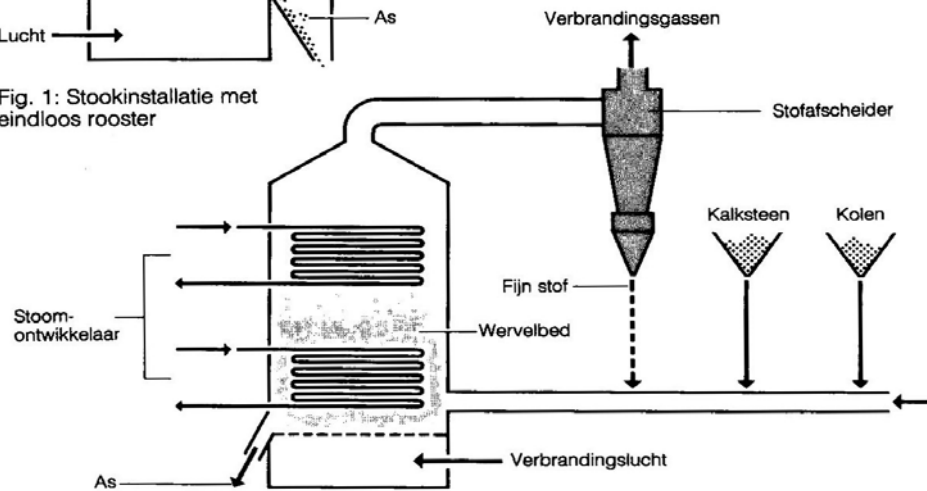
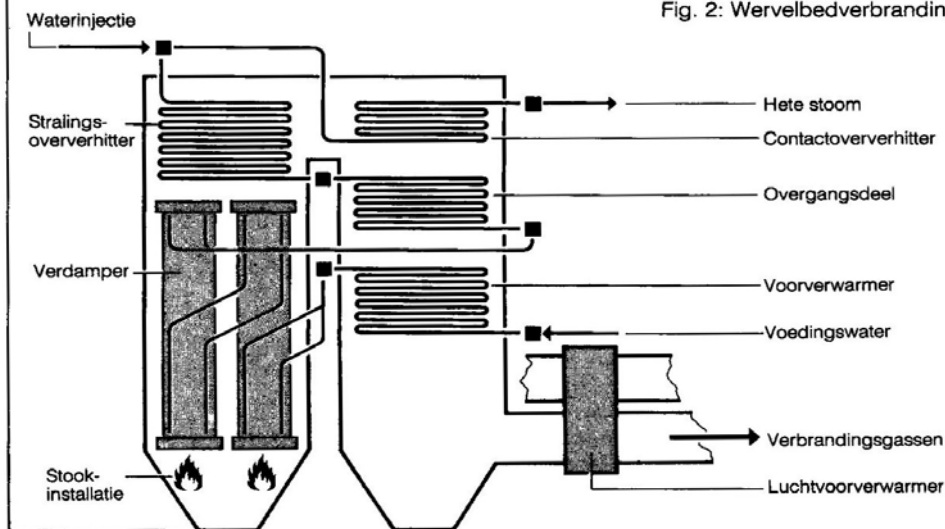


Fig. 2: Wervelbedverbranding

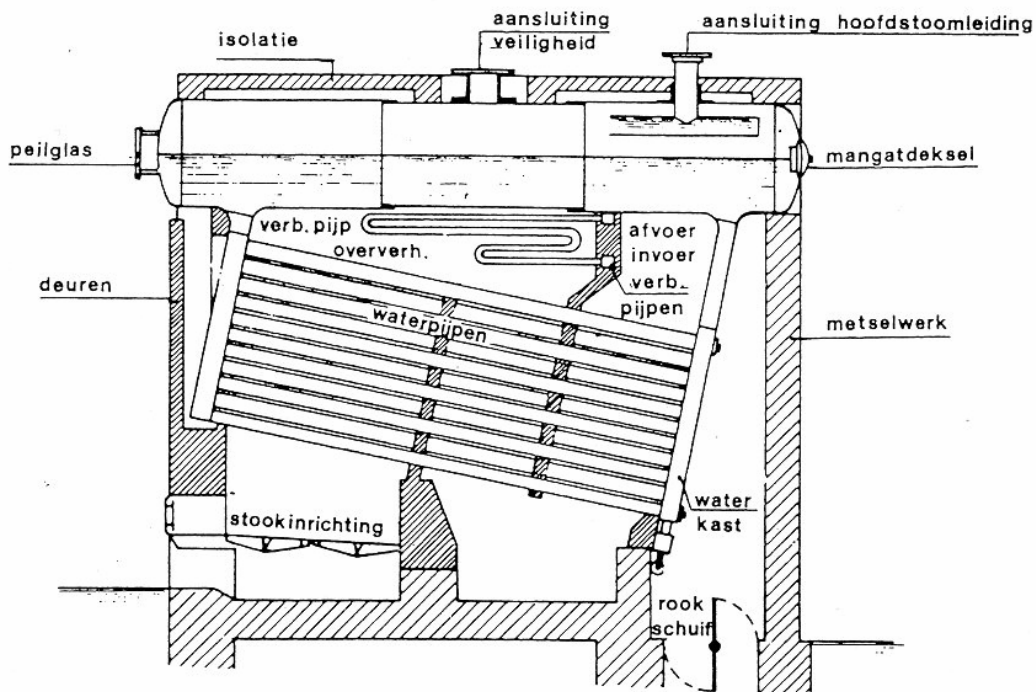


Figuur 3.1: Schematische weergave van een waterpijpketel met gedwongen circulatie
(Prisma, Techniek in woord en beeld, 1994)

Installatiesoorten

Waterpijpketel

In principe bestaat een waterpijpketel uit bundels pijpen waardoor water en stoom worden geleid. Deze pijpenbundels bevinden zich in een gemetselde vuurhaard. De pijpenbundels verbinden water- en stoomhouders. Na het verlaten van de vuurhaard passeren de verbrandingsgassen in het algemeen achtereenvolgens één of meerdere oververhitters, een economiser en een luchtverhitter. De ketels kenmerken zich in het algemeen door grote afmetingen en rechthoekige vormen. De ketels kunnen voorzien zijn van meerdere branders. Er bestaan verschillende uitvoeringen van waterpijpketels, waarvan er één in onderstaande figuur is getoond.



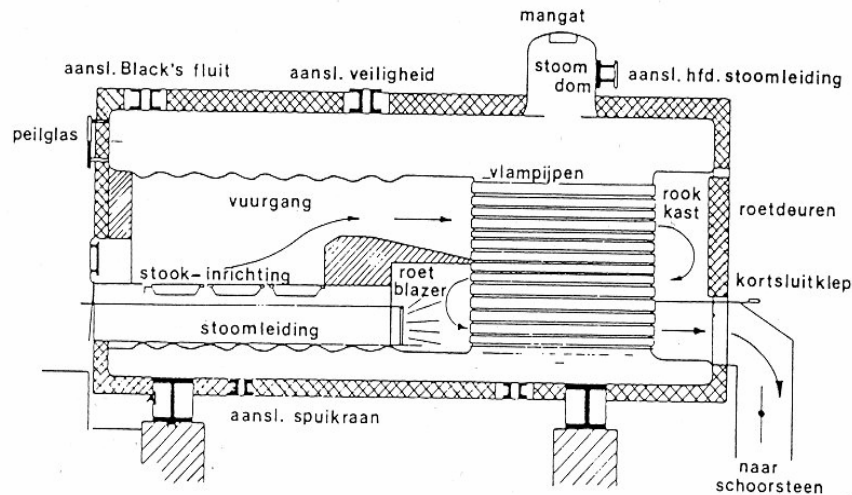
Figuur 3.2: Waterpijpketel met hellende pijpen (TNO, 1987)

Deze waterpijpketels vinden hun toepassing voor het opwekken van hogedrukstoom (50-300 bar) met vermogens van ca. 10-1500 MW bij elektrische centrales en industrie, zoals grote papierfabrieken.

Cilindrische ketel (vuurgang-vlampijpketel)

Deze compacte ketels bevatten binnen de cilindrische ketelwand één of meer vuurgangen, vlampijpen (soms ook waterpijpen), een vlamkast, water en stoom. Het geheel is van isolatie voorzien en ommetseld. Elke vuurgang heeft één brander. Onderstaande figuur geeft een afbeelding weer van een cilindrische ketel.

Deze ketel worden toegepast voor het produceren van lage- en middendrukstoom van 1-20 bar met vermogens van ca. 0,3-10 MW (meestal processtoom).



Figuur 3.3: Cilindrische ketel (TNO, 1987)

Ketel ontwerp

Dry- en wetbottom ketels

De emissies van waterpijpketels, gestookt met kolen, zijn mede afhankelijk van de classificatie van de ketel als dry-bottom-ketel of wet-bottom-ketel.

Het technisch verschil is herkenbaar aan de techniek van de afvoer van de bodem-as.

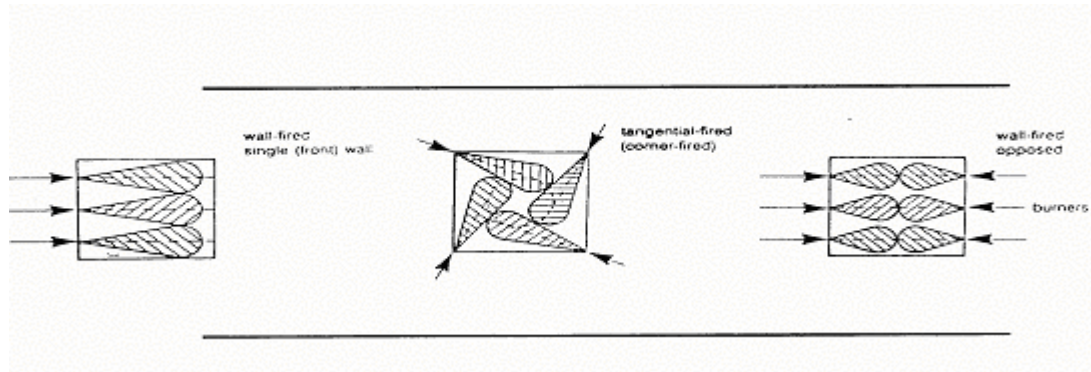
Dry-bottom-ketels worden gestookt met kolen waarvan de as een hoog smeltpunt heeft. De as wordt in droge toestand met schrapers en transporteurs verwijderd. Tachtig tot negentig procent van de as wordt via de rookgassen mee getransporteerd en door middel van het ontstoffsysteem gecapteerd. Deze techniek is in Europa het meest in gebruik.

In wet-bottom-ketels (slap-tap-ketels) worden kolen gestookt waarvan de as een laag smeltpunt heeft en dus in vloeibare toestand van de vuurhaardbodem kan worden verwijderd.

Branderconfiguraties

In de branders wordt het brandstofmengsel via straalbuizen in de verbrandingskamers gespoten en verbrand met de verbrandingslucht. De volgende systemen van brandstoftoevoer worden gebruikt.

- “front fired”systeem:
Hierbij bevinden de branders zich ofwel naast elkaar ofwel tegenover elkaar. Dit laatste wordt “opposed firing” genoemd. Eens de brandstof is ontstoken, verspreidt de ontstane warmte zich terug richting straalbuizen om zo de nodige ontstekingsenergie te leveren voor stabiele verbranding.
- “tangenteel fired” systeem:
Bij tangenteel opgestelde branders is de turbulentie in het midden van de vlam dusdanig dat de brandstof en de verbrandingslucht traag worden gemengd. Dit reduceert de vlamtemperatuur en dus de vorming van thermische NO_x .



Figuur 3.4: Aantal mogelijke branderconfiguraties (Belconsulting 2001)

3.1.1.2 Milieuaspecten

Verbranden van fossiele brandstoffen, één van de meest voorkomende energiebronnen van vandaag, resulteert in een belangrijke impact op het milieu in het algemeen. Het verbrandingsproces leidt tot de vorming van emissies naar lucht, water en bodem, waarvan de emissies naar de atmosfeer toe als belangrijkste milieuaspect wordt beschouwd.

Emissies naar lucht

De belangrijkste emissies naar lucht toe afkomstig van de verbranding van fossiele brandstoffen zijn SO₂, NO_x, stof, zware metalen en broeikasgassen zoals CO₂ en CH₄. Andere componenten zoals waterstoffluoride, gehalogeneerde componenten, onverbrande koolwaterstoffen, niet-methaan vluchtige organische stoffen (NMVOS) en dioxines worden in kleinere hoeveelheden geëmitteerd maar kunnen een belangrijke invloed hebben op het milieu wegens hun toxiciteit en persistentie.

In onderstaande tabel wordt een overzicht gegevens van de bijdrage van de emissies van stookinstallaties als puntbronnen tot de totaal geëmitteerde emissies van industriële puntbronnen (CORINAIR 90 inventory, 1996)

Tabel 3.1: Overzicht van de bijdrage van de emissies van Europese stookinstallaties tot de totale emissies bij industriële puntbronnen (CORINAIR 90, 1996)

Bron	<i>Bijdrage tot de totale emissie (%)</i>							
	<i>SO₂</i>	<i>NO_x</i>	<i>NM VOS</i>	<i>CH₄</i>	<i>CO</i>	<i>CO₂</i>	<i>N₂O</i>	<i>NH₃</i>
Stookinstallaties groter dan 300 MW	85,6	81,4	10,2	5,5	16,8	79,0	35,7	2,4
Stookinstallaties van 50-300 MW	6,4	5,4	1,1	0,6	3,1	6,5	1,9	0,2
Stookinstallaties kleiner dan 50 MW	0,2	0,3	0,1	0,05	0,1	0,2	0,1	0
Gasturbines	0	0,39	0,07	0,06	0,05	0,35	0,02	nb
Stationaire motoren	0,04	0,1	0,04	0	0,01	0,02	0	nb

SO_x

De emissies van zwaveloxides resulteren uit de aanwezigheid van zwavel in de brandstof. Fossiele brandstof bevat zwavel als anorganische sulfides of organische componenten. Zwavel bijvoorbeeld komt voor in kolen als pyriethoudend zwavel, organische zwavel, zwavelzouten en elementaire zwavel. Gedurende de verbranding worden de meeste zwaveloxides gevormd onder de vorm van SO₂.

Voor vaste en vloeibare brandstoffen wordt 1 tot 3% van de zwavel ook geoxideerd tot zwaveltrioxide, indien transitie-metalen in de brandstof aanwezig zijn die deze reactie katalyseren. Het zwaveltrioxide wordt geabsorbeerd op stof en in het geval van vloeibare brandstoffen draagt dit bij tot de vorming van zure roet. Aardgas wordt over het algemeen beschouwd als zwavelvrij. Dit is zeker niet het geval voor sommige industriële gassen en in die gevallen is ontzwaveling van de gassen noodzakelijk. (OSPAR, 1997)

In onderstaande tabel wordt een overzicht gegeven van de SO₂-uitstoot van stookinstallaties, opgedeeld volgens de Vlare II rubrieken. Het betreft hier telkens een emissieconcentratie welke berekend is uit het S-gehalte voor een bepaalde brandstofsoort. Daarnaast wordt er ook een idee gegeven van de jaarlijkse SO₂ emissies van deze verschillende installaties. Voor de stookinstallaties werden deze vrachten berekend op basis van een bepaald aantal bedrijfsuren per jaar op vollast.

Tabel 3.2: SO₂ emissieconcentraties, in de droge rookgassen bij referentie zuurstofgehalte van 6% voor vaste brandstoffen en 3% voor vloeibare en gasvormige brandstoffen, van stookinstallaties zonder maatregelen en de hieruit berekende jaarlijkse SO₂ emissies bij bepaalde bedrijfsuren

Installatie	SO ₂ conc. (mg/Nm ³) ¹	SO ₂ (ton/jaar) geëmitteerd bij volgende werkingsuren:	
		2000 uur/jaar	8000 uur/jaar
Klas. stookinstal. vast < 50 MW _{th}	2100	203	811
Klas. stookinstal. vast ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	2100	540	2162
Klas. stookinstal. vast ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	2100	1081	4323
Klas. stookinstal. vast ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	2100	2702	10808
Klas. stookinstal. vast ≥ 600 MW _{th}	2100	4053	16211
Klas. stookinstal. zware stookolie < 50 MW _{th}	1667	127	643
Klas. stookinstal. zware stookolie ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	1667	339	1716
Klas. stookinstal. zware stookolie ≥ 100	1667	677	3432

¹ Concentratie berekend op basis van toegelaten S-gehalte in de verschillende brandstoffen, nl. 1% S voor zware stookolie en 0,2% S voor lichte stookolie en op basis van 1% S in steenkool

Installatie	SO ₂ conc. (mg/Nm ³) ¹	SO ₂ (ton/jaar) geëmitteerd bij volgende werkingsuren:	
		2000 uur/jaar	8000 uur/jaar
MW _{th} - < 300 MW _{th}			
Klas. stookinstal. zware stookolie ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	1667	1693	5080
Klas. stookinstal. zware stookolie ≥ 600 MW _{th}	1667	2540	7620
Klas. stookinstal. lichte stookolie < 50 MW _{th}	334	23	69
Klas. stookinstal. lichte stookolie ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	334	62	185
Klas. stookinstal. lichte stookolie ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	334	123	370
Klas. stookinstal. lichte stookolie ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	334	308	925
Klas. stookinstal. lichte stookolie ≥ 600 MW _{th}	334	463	1388
Klas. stookinstal. aardgas < 50 MW _{th}	< 1 ²	±0	±0
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	< 1	±0	±0
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	< 1	±0	±0
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	< 1	±0	±0
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 600 MW _{th}	< 1	±0	±0

NO_x

De voornaamste stikstofoxides geëmitteerd gedurende de verbranding van fossiele brandstoffen zijn stikstofoxide (NO), stikstofdioxide (NO₂) en distikstofoxide (N₂O). De eerste twee van deze vormen het mengsel gekend als NO_x, wat meer dan 90% NO bevat in meeste typen van stookinstallaties. De vorming van NO_x wordt geleid door drie essentiële mechanismen, gekarakteriseerd door de bron van stikstof en de omgeving waar de reactie plaatsvindt:

- Prompt NO_x resulteert uit het eerste contact tussen brandstof en lucht in de vlamzone
- Brandstof NO_x wordt gevormd door de stikstof in de brandstof aanwezig
- Thermische NO_x wordt pas gevormd bij hoge temperaturen.

De hoeveelheid NO_x gevormd door het “prompt NO” mechanische is over het algemeen veel kleiner dan dat gegenereerd bij de andere reacties.

² Bij gebruik van aardgas wordt praktisch geen SO₂ gevormd

De vorming van “thermische NO” is sterk afhankelijk van de temperatuur. Wanneer de verbranding kan gebeuren bij temperaturen beneden de 1000 °C, worden de emissies van NO_x gereduceerd. De vorming van thermische NO is het dominante reactiemechanisme waardoor NO_x worden gevormd in installaties die van gas of vloeibare brandstoffen gebruik maken.

De vorming van “brandstof NO” hangt af van het stikstofgehalte van de brandstof en de zuurstof concentratie in het reactormedium. Gronings aardgas bevat weliswaar 14% moleculaire stikstof (N₂) doch geen chemisch gebonden stikstof (C-N), waardoor geen brandstof NO_x wordt gevormd. Het stikstofgehalte van stookolie loopt op van 0,07% voor lichte stookolie via 1,4% voor zware olie naar 2,3% voor asfaltenen. Voor kolen loopt het stikstofgehalte op van 0,6% voor bruinkool naar ca. 1,4% voor steenkool. Het omzettingpercentage van brandstof-stikstof naar brandstof NO_x ligt in het algemeen tussen de 10 en 50%. Het bij verbranden van stookolie en kolen gevormde NO_x kan voor meer dan 90% zijn oorsprong vinden in brandstof-stikstof.

Niet alleen dat, maar ook het type verbrandingsproces dat wordt gebruikt, beïnvloedt de hoeveelheid stikstofdioxide dat geëmitteerd wordt, alsmede het vermogen en de bezettingsgraad van de ketel (TNO, 1987 en Belconsulting, 2001).

Het vormingsmechanisme van distikstofdioxide (N₂O) is nog niet helemaal ontrafeld. Er is een mogelijk vormingsmechanisme gebaseerd op intermediaire producten (HCN, NH₃), welke vergelijkbaar zijn met de vorming van NO. Het blijkt dat verbrandingstemperaturen lager dan 1000°C hogere N₂O emissies geven. Bij lagere temperaturen is het N₂O molecule relatief stabiel; bij hogere temperaturen wordt het N₂O gereduceerd tot N₂. Vergeleken met de emissies van conventionele stationaire motoren, zijn N₂O afkomstig van ofwel bubbling, circulerend of pressurised wervelbedverbranding relatief hoog. In laboratorium experimenten werd ontdekt dat N₂O gevormd wordt bij selectieve katalytische reductie (SCR) processen (CORINAIR 1996). N₂O draagt ook bij tot het broeikas effect door thermische infrarood absorptie in de troposfeer (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001).

In onderstaande tabel wordt een overzicht gegeven van de typische NO_x-uitstoot van stookinstallaties, opgedeeld volgens de Vlare II rubrieken. Het betreft hier telkens een gemiddelde emissiewaarde per installatie afkomstig van emissiewaarden teruggevonden in het rapport van Belconsulting (2001), FGIER (1999) en emissiegegevens van Electrabel. Daarnaast wordt er ook een idee gegeven van de jaarlijkse NO_x emissies van deze verschillende installaties. Voor de stookinstallaties werden deze vrachten berekend op basis van een bepaald aantal bedrijfsuren per jaar op vollast.

Tabel 3.3: Typische NO_x emissieconcentraties, in de droge rookgassen bij referentie zuurstofgehalte van 6% voor vaste brandstoffen en 3% voor vloeibare en gasvormige brandstoffen, van stookinstallaties en de hieruit berekende jaarlijkse NO_x emissies bij bepaalde bedrijfsuren

Installatie	NO _x conc. (mg/Nm ³)	NO _x (ton/jaar) geëmitteerd bij volgende werkingsuren:	
		2000 uur/jaar	8000 uur/jaar
Klas. stookinstal. vast < 50 MW _{th}	800	77	309
Klas. stookinstal. vast ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	800	206	823
Klas. stookinstal. vast ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	1100	566	2264
Klas. stookinstal. vast ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	1100	1415	5661
Klas. stookinstal. vast ≥ 600 MW _{th}	1300	2509	10036
Klas. stookinstal. vloeibare brandstof < 50 MW _{th}	500	38	152
Klas. stookinstal. vloeibare brandstof ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	500	102	406
Klas. stookinstal. vloeibare brandstof ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	700	284	1138
Klas. stookinstal. vloeibare brandstof ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	700	711	2844
Klas. stookinstal. vloeibare brandstof ≥ 600 MW _{th}	700	1067	4266
Klas. stookinstal. aardgas < 50 MW _{th}	300	17	67
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	300	52	209
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	500	174	696
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	500	435	1739
Klas. stookinstal. aardgas ≥ 600 MW _{th}	600	782	3130

Stof en particulier materiaal

Stof geëmitteerd tijdens het verbranden van kolen komt hoofdzakelijk van de minerale fractie van de brandstof. Een klein gedeelte kan bestaan uit zeer kleine partikels gevormd door condensatie van componenten die zijn vervluchtigd tijdens de verbranding. Het type van verbranding heeft een belangrijk effect op de hoeveelheid as aanwezig in de afvalgassen.

De verbranding van vloeibare brandstoffen is ook een bron van particulier materiaal, alhoewel in mindere mate dan bij kolen. Bij een slechte verbranding zal er hoofdzakelijk roet worden gevormd, welke in aanwezigheid van zwaveltrioxide zure agglomeraten met corrosieve eigenschappen kan vormen.

De verbranding van aardgas is geen belangrijke bron van stofemissies. Aan de andere kant zullen bepaalde industriële gassen wel particulier materiaal bevatten welke voor of na de verbranding moeten weggefilterd worden.

Zwevend stof wordt op verschillende manieren gekarakteriseerd. Enkele indices voor zwevend stof zijn:

- PM10: deeltjes met aërodynamische diameter kleiner dan 10 μm ;
- PM2,5: deeltjes met aërodynamische diameter kleiner dan 2,5 μm ;
- TSP: totaal zwevend stof of 'total suspended particals';
- BS: zwarte rook of 'black smoke'.

Een recente gegevensbron voor de emissies van fijn stof is de inventaris die TNO gemaakt heeft, nl. CEPMEIP emission factors for particulate matter (TNO-MEP, 2001). In deze inventaris zijn vier categorieën van emissieniveau's (low emissions, medium, medium high, high) weergegeven en moet de gebruiker een keuze maken, bijvoorbeeld gebaseerd op ouderdom van installatie (oude installaties = high emissions). De grote Vlaamse stookinstallaties (nl. elektriciteitscentrales) blijken uit specifieke metingen voor fijn stof (Laborelec) overeen te komen met de emissiefactoren uit categorie 'medium'. Deze "medium emission" wijst er tevens op dat op deze installaties reeds stofreducerende maatregelen, vnl. elektrofilters, worden toegepast. Deze emissiefactoren worden in onderstaande tabel weergegeven.

Tabel 3.4: Emissiefactoren fijn stof voor "medium emission" grote stookinstallaties

Stoffractie	diesel	zwarte stookolie	kolen	aardgas
TSP	5 g/GJ	20 g/GJ	25 g/GJ	200 mg/GJ
PM10	5 g/GJ	15 g/GJ	25 g/GJ	200 mg/GJ
PM2,5	5 g/GJ	9 g/GJ	12 g/GJ	200 mg/GJ

Tabel 3.5: Emissiefactoren fijn stof voor "medium emission" kleine en middelgrote industriële stookinstallaties

Stoffractie	diesel	zwarte stookolie	kolen	aardgas
TSP	5 g/GJ	50 g/GJ	100g/GJ	200 mg/GJ
PM10	5 g/GJ	40 g/GJ	60 g/GJ	200 mg/GJ
PM2,5	5 g/GJ	35 g/GJ	35 g/GJ	200 mg/GJ

Er is hierbij een duidelijk verschil te merken tussen de emissiefactoren van kleine en middelgrote (industriële stookinstallaties) en deze voor grote installaties (vb. elektriciteitssector). De reden hiervoor is waarschijnlijk dat de verbrandingsprocessen bij

de grote stookinstallaties beter verlopen/gecontroleerd worden en dat hierbij de performantie van de elektrofilter verhoogd wordt door injectie van SO₃.

Zware metalen

De emissies van zware metalen zijn te wijten aan hun aanwezigheid als natuurlijke component in fossiele brandstof. De meeste zware metalen (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Se, Zn, Ni en V) worden normaal vrijgegeven als componenten (zoals oxides, chlorides) samen met partikels. Enkel Hg en Se zijn deels aanwezig in de dampfase. Minder vluchtige elementen condenseren gewoonlijk op het oppervlak van kleine partikels aanwezig in de verbrandingsgassen.

De aanwezigheid van zware metalen in kolen is meestal enige keren groter dan in olie of aardgas. Voor aardgas zijn enkel emissies van Hg relevant. De concentraties liggen hiervoor maximum op 2-5 µg Hg/m³ aardgas.

CO

Koolstofmonoxide (CO) treedt steeds op als intermediair product bij het verbrandingsproces. CO wijst op een onvolledige verbranding en is meestal een indicator van een mank lopend verbrandingsproces. Het vormingsmechanisme van CO bij verbranding is vergelijkbaar met dat van thermische NO en VOS bij verbranding (CORINAIR 1996).

CO₂

CO₂ is een eindproduct van volledige verbranding en vanuit technisch oogpunt een 'gewenst' product bij verbranding. De CO₂ emissie is direct gerelateerd tot het koolstofgehalte van de brandstof. De emissiefactor voor CO₂ voor kolen bedraagt 95 kg/GJ kolen, voor fuel is dit 78 kg/GJ fuel en voor gas 56 kg/GJ gas.

De totale CO₂-emissies in Vlaanderen in 1999 bedroegen volgens de berekeningen uit de Energiebalans 76.689 kton. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de CO₂ emissies in Vlaanderen in 1999.

Tabel 3.6: Overzicht van CO₂-emissies in Vlaanderen 1999 (Vito, 2000)

	CO ₂ -emissies (kton)	%
Transformatiesector	22.280	29,1
Elektriciteit en warmte ¹	16.699	21,8
Raffinaderijen	5342	7,0
Cokesfabrieken	166	0,2
Andere	74	0,1
Eindverbruik ²	52.618	68,6

	CO ₂ -emissies (kton)	%
Niet-energetisch	5394	7,0
Industrie	13583	17,7
Residentieel en andere	19016	24,8
Transport	14.625	19,1
Andere ³	1.791	2,3
Totaal	76.689	100,0

Waterstofchloride

De emissie van HCl is te wijten aan sporen van chloride aanwezig in brandstof zoals kolen. Wanneer fossiele brandstoffen worden verbrand, komen kleine hoeveelheden chlorides vrij. Deze worden met het vocht aanwezig in de lucht omgezet in waterstofchloride druppeltjes.

Waterstoffluoride

Zoals chloride is fluoride ook als natuurlijk spoorelement aanwezig in fossiele brandstof. Samen met waterstof wordt het omgezet in waterstoffluoride.

Ammoniak (NH₃)

De emissie van ammoniak is niet direct het gevolg van verbranding van fossiele brandstof, maar wel van een onvolledige reactie van ammoniak met NO_x in het denitrificatieproces. Ammoniak wordt als additief gebruikt in SCR en SNCR reactors. De ongereageerde ammoniak (ammoniak slip) wordt dan geëmitteerd samen met de rookgassen. Het ammoniak slib neemt toe met de NH₃/ NO_x ratio, maar ook met het afnemen van de activiteit van de katalysator.

Vluchtige organische componenten (VOS)

De emissie van VOS bij stookinstallaties en stationaire motoren is te wijten aan onvolledige verbranding van de brandstof, en wijst dus op een slechte verbranding. Verbrandingsprocessen waren in 1998 verantwoordelijk voor de emissie van ongeveer 6000 ton VOS (3% van de totale VOS emissies in Vlaanderen), waarvan ongeveer 4000 ton afkomstig is van de gebouwenverwarming (VMM jaarverslag: lozingen in de lucht 1980-1999).

¹ exclusief zelfproducenten; deze worden gerekend tot de sector waartoe ze behoren

² emissies van afvalverbranding, exclusief afvalverbranding met elektriciteitsopwekking; productie van staal

³ internationale lucht- en scheepvaartbunkers; bijhorende emissies worden afzonderlijk gerapporteerd omdat ze hoofdzakelijk buiten de landsgrenzen gebeuren

Persistente organische componenten, dioxines en furanen

De meest bestudeerde persistente organische componenten die geëmitteerd worden tijdens het verbranden van fossiele brandstoffen zijn o.a. PAK's (PolyAromatischeKoolwaterstoffen), PCDD's (PolyChloorDibenzoDioxines) en PCDF's (PolyChloor-DibenzoFuranen).

PCDD en PCDF zijn geen vluchtige moleculen, en hebben een grote thermische en chemische stabiliteit wanneer ze geadsorbeerd zijn aan op partikeltjes. Bij grote stookinstallaties zijn de dioxine-emissies bij steenkoolcentrales laag.

Tabel 3.7: Dioxine en PAK's emissies in Vlaanderen van stookinstallaties, situatie 1997 (Mira-T 1999)

Doelgroep	PAK's in kg/jaar (% tov. totaal Vlaanderen)	Dioxines g TEQ/jaar (% tov. totaal Vlaanderen)
Gebouwenverwarming	33.457 (11,8%)	53 (19,3%)
Industriële stookinstallaties	1.093 (0,38%)	3,4 (1,48%)
Elektriciteitsopwekking	77,6 (0,03%)	1,47 (0,54%)

Emissies naar water

Stookinstallaties kunnen koelwater en afvalwater in rivieren, meren en zee lozen. De belangrijkste bronnen van effluentstromen in een met fossiele brandstof gestookte installatie kan als volgt worden samengevat:

- Koelwater;
- Afvalwater van ontwavelingsinstallatie;
- Afvalwater van slakspoeling en astransport;
- Afvalwater van wassen van stookketels, luchtvoorverwarmer en asafscheiders;
- Afvalwater van zure wassing van de ketels;
- Run off water van terreinen.

De thermische efficiëntie van een stookinstallatie is niet 100%, dit betekent dat niet alle chemisch gebonden energie uit de fossiele brandstof kan omgezet worden in mechanische energie en vervolgens eventueel in elektrische energie. Het resultaat is dat een belangrijk gedeelte van de geleverde energie door verbranding aan de omgeving wordt afgegeven als warmte. Vele stookinstallaties maken gebruik van koelwater. Het koelwater kan uit rivieren, meren, zee of grondwater worden opgepompt en na opwarming terug geloosd worden.

De afvalwaterstromen kunnen met een variëteit aan verschillende waterverontreinigende pollutanten gecontamineerd zijn. Bijvoorbeeld het water afkomstig van het spoelen van de slakken en astransport heeft een basisch karakter te wijten aan de samenstelling van de

as. Het water van een ketelreiniging daarentegen heeft een zuur karakter. Afvalwater van de natte ontzwavelingsinstallatie bevat zouten zoals chloriden en sulfaten.

Afval

De verbranding van fossiele brandstoffen is geassocieerd met de productie van een aantal resten en bijproducten. Volgens hun oorsprong kunnen deze resten verdeeld worden in afval dat direct gerelateerd is tot het verbrandingsproces en afval gegenereerd door werking van de installatie en het materiaal zoals kolenmolens of afvalwaterbehandelingsfaciliteiten.

Resten direct gerelateerd tot het verbrandingsproces zijn assen (vliegashoudend) en bodemas (vliegashoudend) en resten die gevormd worden door ontzwaveling van verbrandingsgassen:

- Bodemas en/of bodemslak: bodemas is onverbrand materiaal dat op de bodem van de ketel is terechtgekomen en daar blijft liggen als niet gestabiliseerd as. Als de verbrandingstemperatuur de astemperatuur overschrijdt, blijft het as in een gesmolten toestand tot het van de bodem van de ketel wordt gehaald als slak.
- Bedas: een wervelbed verbrandingsinstallatie voor vaste brandstoffen produceert bedas, een mengsel van bedmateriaal en brandstofas. Bedas wordt verwijderd van de bodem van de wervelbed verbrandingskamer.
- Vliegashoudend: dit is het vast onverbrand materiaal dat samen met de verbrandingsgassen de ketel verlaat. Vliegashoudend wordt verwijderd uit de rookgassen mbv. elektrostatische precipitatoren of doekfilters. Het meeste vliegashoudend wordt geproduceerd bij de verbranding van kolen. Typische waarden voor kolenverbranding zijn 90% vliegashoudend en 10% bodemas.
- Rookgasontzwavelingsresten en bijproducten: fossiele brandstoffen zoals kolen en olie bevatten zwavel in verschillende concentraties. Om hoge emissies van SO₂ naar de atmosfeer te vermijden worden grote stookinstallaties soms voorzien van een rookgasontzwavelingsinstallatie. De verschillende ontzwavelingstechnieken, tegenwoordig in gebruik, resulteren in de vorming van een aantal resten en bijproducten. Natte kalk/kalksteen scrubbers bijvoorbeeld produceren gips als bijproduct, droge scrubbers zorgen voor een mengsel van ongereageerd sorbent (vb. kalk, kalksteen, natriumcarbonaat, calciumcarbonaat), zwavelzouten en vliegashoudend als residu.

As en rookgasontzwavelingsresidu's zijn over het algemeen de grootste hoeveelheden afval die bij stookinstallaties ontstaan.

Deze resten worden gedeeltelijk gestort of kunnen als additief in de cementproductie of als aggregaat in beton, asfalt of afvalstabilisatie worden gebruikt. Gips, een bijproduct van de ontzwaveling, wordt veel gebruikt in de productie van gipsplaat en heeft bijna volledig de plaats van natuurlijk gips ingenomen.

Naast het afval dat direct gerelateerd is tot het verbrandingsproces zelf en in grote hoeveelheden ontstaat, worden ook kleinere hoeveelheden gegenereerd als gevolg van de werking van de installatie en andere technieken die worden gebruikt. Zulke residu's zijn de volgende:

- Resten van ketelonderhoud: resten geproduceerd tijdens het onderhoud van de ketel. Roet en vliegashouding moeten regelmatig uit de ketel worden verwijderd mbv. zuren of basen om corrosie en verslakking te verhinderen.
- Resten van vaste brandstofmalen: vaste brandstoffen zoals kolen worden normaal fijngemalen om ze daarna in de ketel te blazen. Tijdens het malen van de kolen, moeten stenen en pyriet (ijzerhoudend mineraal) verwijderd worden uit de brandstofstroom. Dit vast residu kan met de bodemas worden verwijderd.
- Afvalwaterbehandelingslib: afval gevormd door het behandelen van water voor de stoomcyclus. De behandeling van water voor stoomproductie omvat verschillende processen zoals flocculatie, verzachten, filtratie en omgekeerde osmose. De behandelingsmethoden genereren lib. Dit lib wordt ook geproduceerd tijdens de behandeling van de verschillende afvalwaterstromen van de stookinstallatie en randapparatuur.
- Gebruikte katalysator voor SCR processen: SCR katalysatoren worden gebruikt om de emissie van NO_x te reduceren. De katalysator moet af en toe vervangen worden (na enkele jaren in dienst) vanwege de desactivatie. Tegenwoordig bestaan er een aantal processen voor de regeneratie van dit katalytisch materiaal.

Al deze bovenstaande residu's en bijproducten, afkomstig van het stookproces, de ontzwaveling of andere resten betekenen een zeker gevaar voor het milieu. As van kolengestookte installaties bevat elementen zoals siliciumoxide, aluminium, ijzer, calcium, magnesium, kalium, natrium, titaan en sporenelementen zoals antimoon, arseen, beryllium, cadmium, chroom, lood, kwik, seleen, vanadium, mangaan, nikkel, zink en andere metalen.

De Vlaamse wetgeving beschouwt de bovenstaande residuen van stookinstallaties als afval. De industrie tracht de productie van deze resten te minimaliseren en/of te hergebruiken in andere industriële sectoren zoals de cement- en bouwindustrie. De assen van kolengestookte centrales (vliegashouding en bodemas) worden door hun constante kwaliteit en goede eigenschappen voor 100% gevaloriseerd (met gebruikscertificaat).

Geluid

Geluid en trillingen worden vaak geproduceerd bij de werking van stookinstallaties. De belangrijkste bronnen van geluid zijn het transport en de behandeling van brandstof, resten en bijproducten; het gebruik van grote pompen en kleppen, koeltechnieken en natuurlijk de ketels, de stoom- en gasturbine of stationaire motor. Vooral de gasturbines kunnen, zonder speciale voorzieningen, voor geluidsoverlast zorgen. Nieuwe installaties worden zo ontworpen dat lage geluids- en trillingsniveau's gehaald worden. Goed onderhoud kan de oorzaken van geluidsoverlast voorkomen. Vaak gebruikte geluidsreducerende technieken zijn:

- Het inkapselen van lawaaierige installaties met geluidsabsorberend materiaal
- Het gebruik van anti-trillingssteunen en interconnecties voor de installaties
- De verandering van de frequentie van het geluid

In normaal bedrijf is het lawaai van de installatie onder controle of binnen de vergunde normen. Bij incidenten kan er sporadisch geluidsoverlast optreden door bepaalde onderdelen van de installaties (bv. veiligheidskleppen, stoomontspanning,...).

De invloed van het geëmitteerde geluid blijft meestal beperkt tot een relatief klein gebied rond de stookinstallatie. De meest frequente problemen zijn de last voor mensen die in de nabijheid van de installatie wonen, vooral 's nachts.

3.1.2 Stationaire motoren en gasturbines

3.1.2.1 Technische beschrijving

In deze paragraaf wordt een technologische beschrijving gegeven van stationaire motoren en gasturbines in decentrale toepassingen, dit moet toelaten om emissies en emissiereducerende maatregelen beter te kunnen plaatsen. Deze technologieën worden vaak aangewend in warmtekrachttoepassingen zodat dit concept voor de drie technologieën kort wordt behandeld. We behandelen achtereenvolgens:

- a. de gasmotor;
- b. de dieselmotor;
- c. de gasturbine.

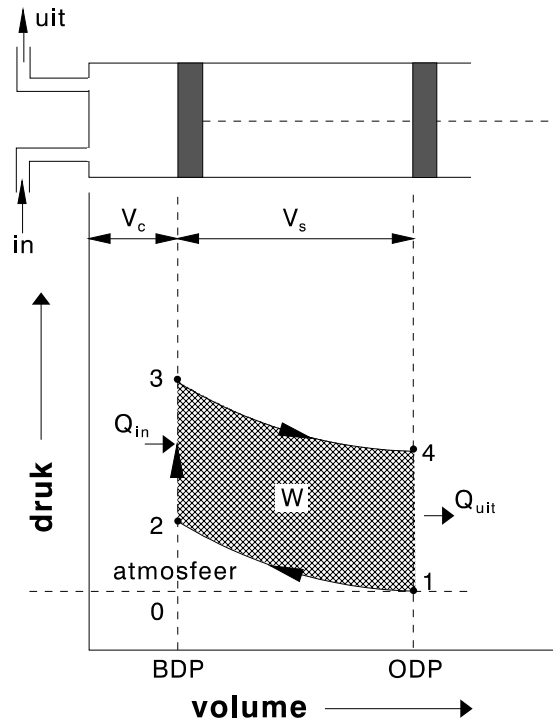
a. De gasmotor

Bij de verbrandingsmotor wordt brandstof in de cilinder verbrand. Door de warmte die hierbij vrijkomt zal het verbrandingsgas worden verhit waardoor de druk stijgt. Deze druk resulteert in een totaalkracht die de zuiger naar beneden drukt waardoor er arbeid geleverd wordt.

Achtergrond

De thermodynamische grondslag van de gasmotor is de Ottocyclus. Bij de viertakt Ottomotor kan men vier afzonderlijke slagen in het kringproces onderscheiden (zie onderstaande figuur 3.4):

- 1. inlaatslag;
- 2. compressieslag;
- 3. arbeidsslag;
- 4. uitlaatslag.



Figuur 3.5: Geïdealiseerd pV -diagram Otto-cyclus

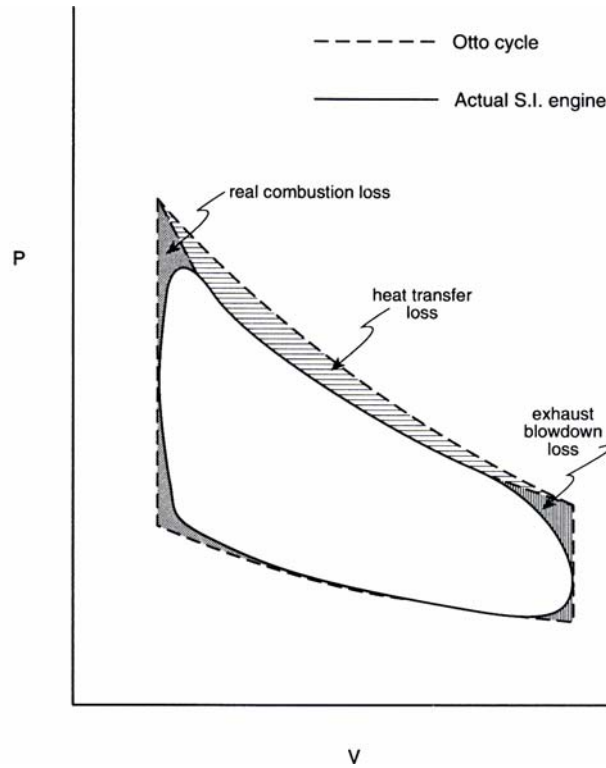
Belangrijke begrippen zijn de volumina V_c en V_s welke de compressieverhouding ϵ bepalen:

$$\epsilon = (V_c + V_s) / V_c.$$

Bij aardgasmotoren komen in praktijk compressieverhoudingen tussen 8 en 12,5 voor. Deze compressieverhouding bepaalt het theoretisch rendement van de Ottocycllus:

$$\eta = \{1 - (1/\epsilon)^{\kappa-1}\} \times 100\%$$

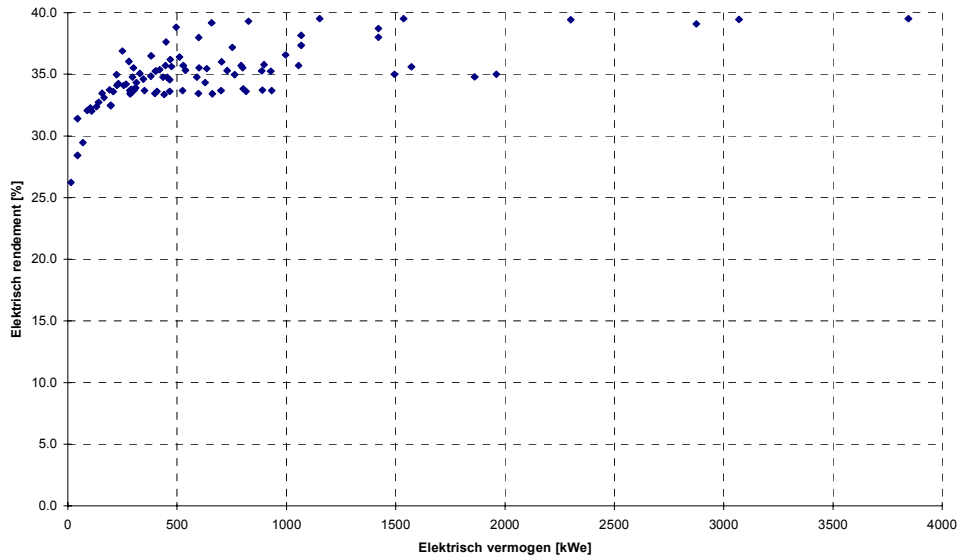
In praktijk wordt het theoretisch rendement van de gasmotor niet gerealiseerd. Figuur Figuur 3.5 geeft een praktische cyclus van gasmotor versus de theoretische cyclus.



Figuur 3.6: Applied Combustion

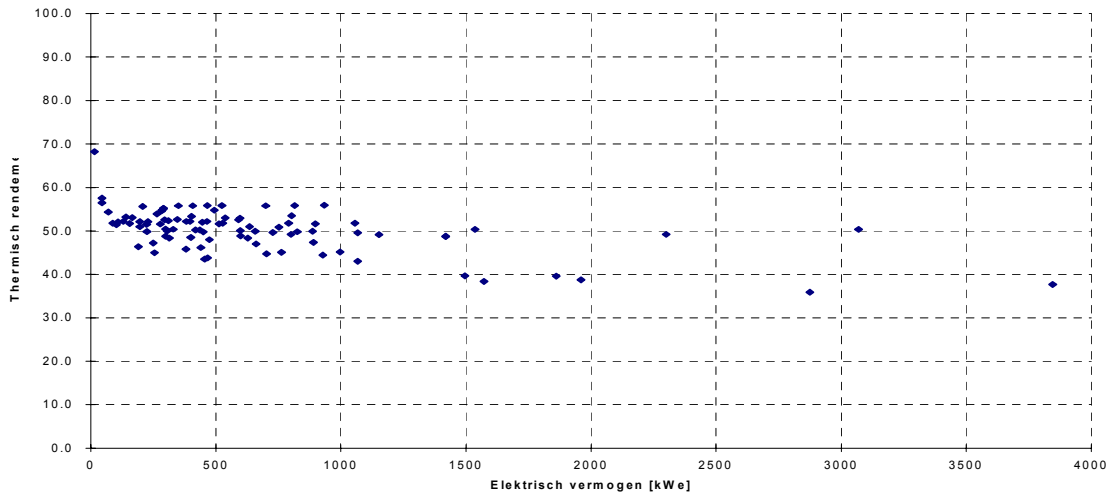
De voornaamste verliezen zijn een onvolledig benutte compressieverhouding, warmteverliezen koelwater, niet ideaal gasmengsel, onvolledige verbranding, wrijvingsverliezen, smoorverliezen, etc.

Figuur 3.6 geeft een overzicht van het elektrisch rendement van commercieel beschikbare gasmotoren. Voor kleinere motoren (momenteel vanaf 5 kW_e) is het elektrisch rendement van de grootteorde van 25%, voor grotere motoren (1 MW_e en meer) is het elektrisch rendement van de grootteorde 40%.



Figuur 3.7: Overzicht van het elektrisch rendement van commercieel beschikbare gasmotoren

Figuur 3.7 geeft het thermisch rendement van deze motoren (WKK-toepassingen). Hierbij wordt uitgegaan van een retourtemperatuur van de warmtetoepassing van 70°C.



Figuur 3.8: Thermisch rendement gasmotoren (retourtemperatuur 70°C)

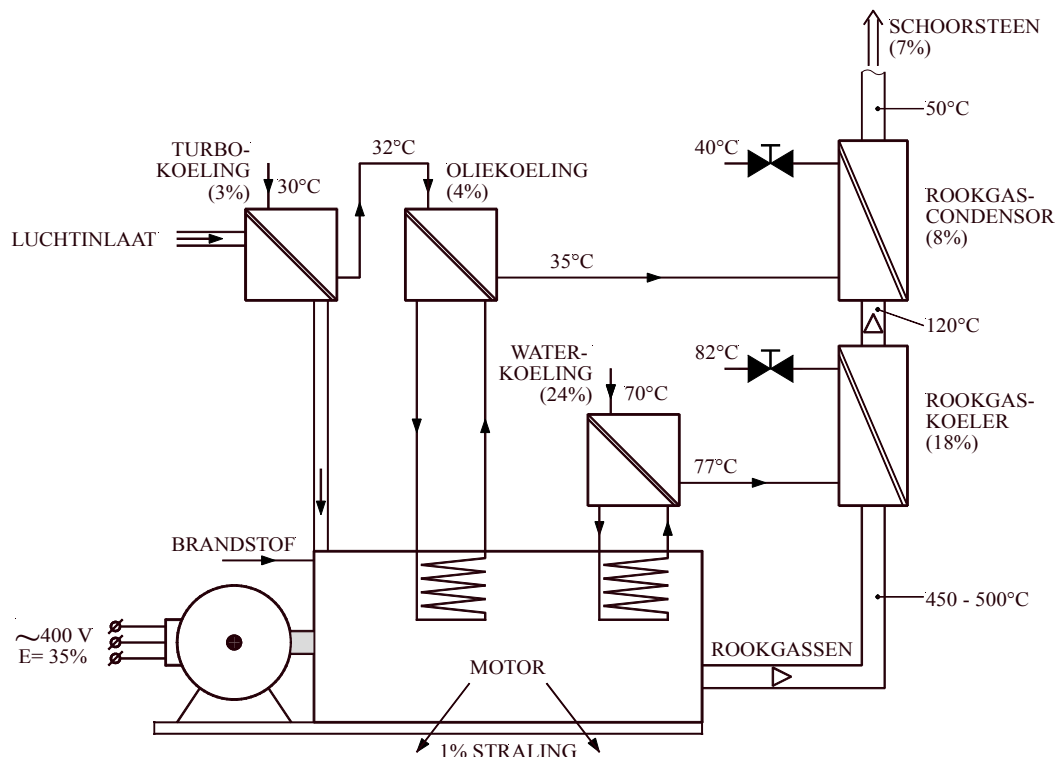
Turbo of drukvulgroep

Aardgasmotoren zijn beschikbaar met vermogens variërend van 5 kW_e tot enkele MW_e. Een manier om bij een bepaalde motor het vermogen te vergroten is het verhogen van de effectieve druk. Dit gebeurt door middel van drukvulling of een turbocompressor. Bij drukvulling wordt door de uitlaatgassen een turbine aangedreven die op haar beurt een compressor aandrijft, hierdoor kan de zuiger met een aanzienlijke hogere druk gevuld worden dan bij zelfaanzuigende motoren. Druk vulling verhoogt de compressie-einddruk

en temperatuur. Om “kloppen” van de motor te vermijden wordt het opgewarmde mengsel gekoeld met een tussenkoeler, tussenkoeling verbetert ook het resultaat van de turbocompressie omdat de dichtheid van het mengsel toeneemt.

Warmtekrachtoepassingen

De huidige aardgasmotoren worden voornamelijk in warmtekrachtoepassingen gebruikt. Hierbij wordt zowel de geproduceerde elektriciteit als warmte nuttig aangewend. Figuur 3.8 geeft een schema van een ideaal WKK-systeem waarbij de beschikbare energie maximaal benut wordt (Belcogen, 1997).



Figuur 3.9: Schema van een ideaal WKK-systeem waarbij de beschikbare energie maximaal benut wordt. De aangegeven percentages duiden op warmte die bij de WKK gerecupereerd worden (Belcogen, 1997).

Van de brandstof die in de motor gaat wordt 35% omgezet in elektriciteit. Voor de warmterecuperatie zijn er in het voorbeeld twee gescheiden hydraulische circuits: een circuit met een retourtemperatuur van 30 °C en een circuit met een retourtemperatuur van 70 °C. De retour van het warmtenet van 30 °C wordt eerst langs de turbokoeling geleid, waardoor het water wordt opgewarmd tot 32 °C (3% warmtevalorisatie); vervolgens warmt het water op via de recuperatie van de warmte van de oliekoeling tot 35 °C (4% warmtevalorisatie). Tenslotte is in de rookgassen een rookgascondensor geplaatst, waardoor het water tot 40 °C opgewarmd wordt (warmtevalorisatie 8%). Het hydraulische circuit met een retourtemperatuur van 70 °C wordt eerst geleid langs de

recuperatie van het motorkoelwater, waardoor het water opgewarmd wordt tot $77\text{ }^{\circ}\text{C}$ (warmtevalorisatie 24%); vervolgens wordt het water langs de warmterecuperatie van de rookgassen geleid, waardoor het water uit de WKK vertrekt met een temperatuur $82\text{ }^{\circ}\text{C}$ (warmtevalorisatie 18%).

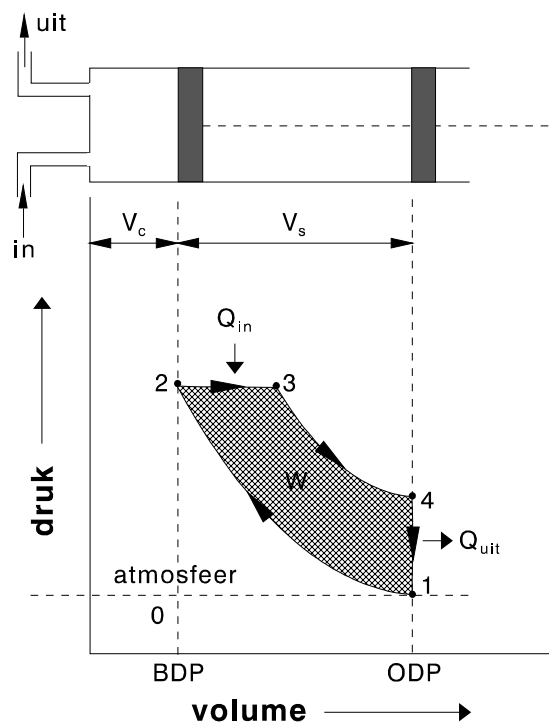
b. De dieselmotor

Dieselmotoren kunnen net zoals aardgasmotoren aangewend worden voor warmtekrachttoepassingen. Daarnaast worden deze eenheden gebruikt voor piek-shaving en noodstroomtoepassingen waarbij het aantal draaiuren zeer beperkt blijft. Een aantal karakteristieken van de dieselmotor zijn vergelijkbaar met deze van de gasmotor hoewel er ook een aantal verschillen zijn, ook op het vlak van emissies.

Achtergrond

De thermodynamische grondslag van de dieselmotor is de dieselcyclus. Net zoals bij de Ottomotor kan men vier afzonderlijke slagen in het kringproces onderscheiden (figuur 3.9):

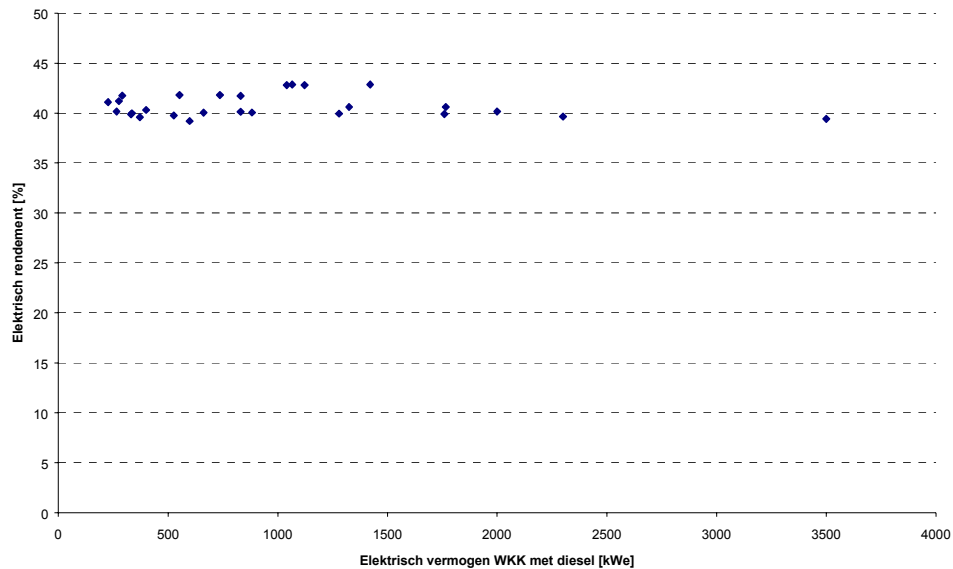
1. inlaatslag;
2. compressieslag;
3. arbeidsslag;
4. uitlaatslag.



Figuur 3.10: Geïdealiseerd pV-diagram diesel-cyclus

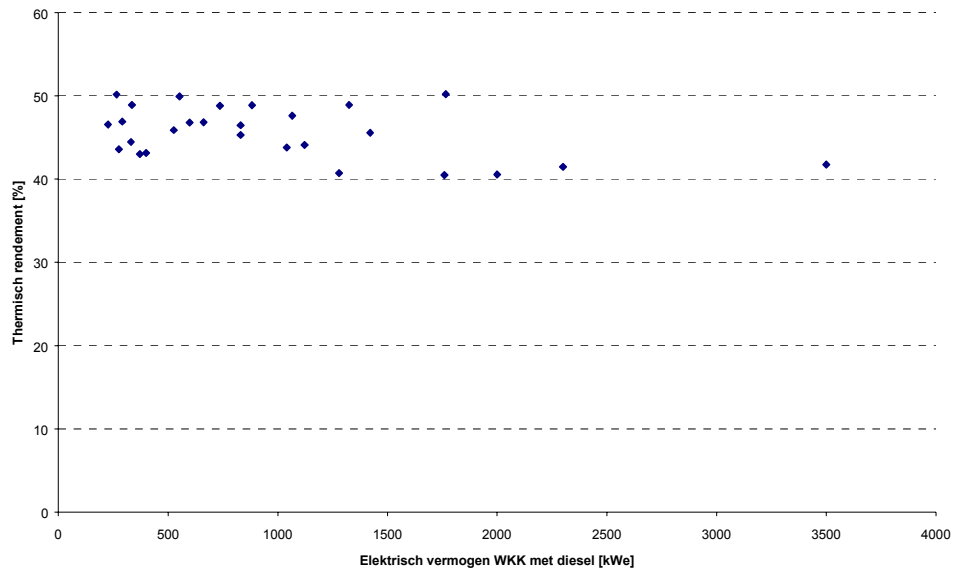
In tegenstelling tot de Ottomotor wordt bij de dieselmotor enkel lucht gecomprimeerd. Even voor de het einde van de compressieslag wordt fijn verdeelde brandstof in de cilinder gespoten waarbij ontbranding plaatsvindt. Bij dieselmotoren is de compressieverhouding, range 12-24, aanzienlijk groter dan bij Ottomotoren.

In praktijk heeft de dieselmotor een hoger elektrisch rendement dan de Ottomotor. Voornaamste redenen hiervoor zijn de werking zonder smoorklep (en dus geen smoorklepverliezen), lagere emissies van onverbrande koolwaterstoffen en minder verliezen aan de cilinderwanden. Figuur 3.10 geeft het elektrisch rendement van commercieel beschikbare dieselmotoren.

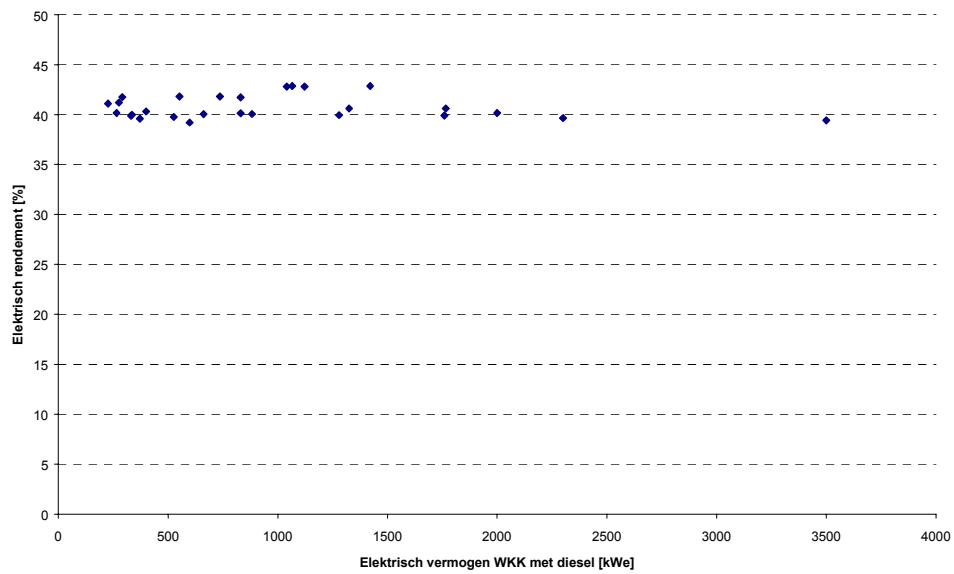


Figuur 3.11: Elektrisch rendement dieselmotoren

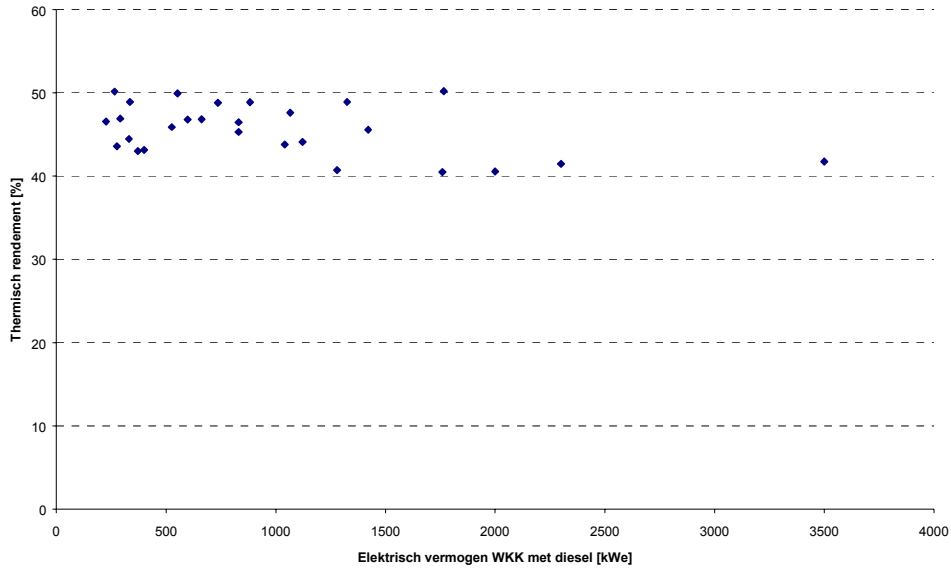
Omwille van het verhoogde elektrische rendement is bijgevolg het thermisch rendement lager. Figuur 3.11 geeft een overzicht, eveneens bij een retourtemperatuur van 50°C.



Figuur 3.12: Thermisch rendement dieselmotoren (retourtemperatuur 50°C)



Figuur 3.13: Elektrisch rendement dieselmotoren



Figuur 3.14: Thermisch rendement dieselmotoren (retourtemperatuur 50°C)

Warmtekrachtoepassingen

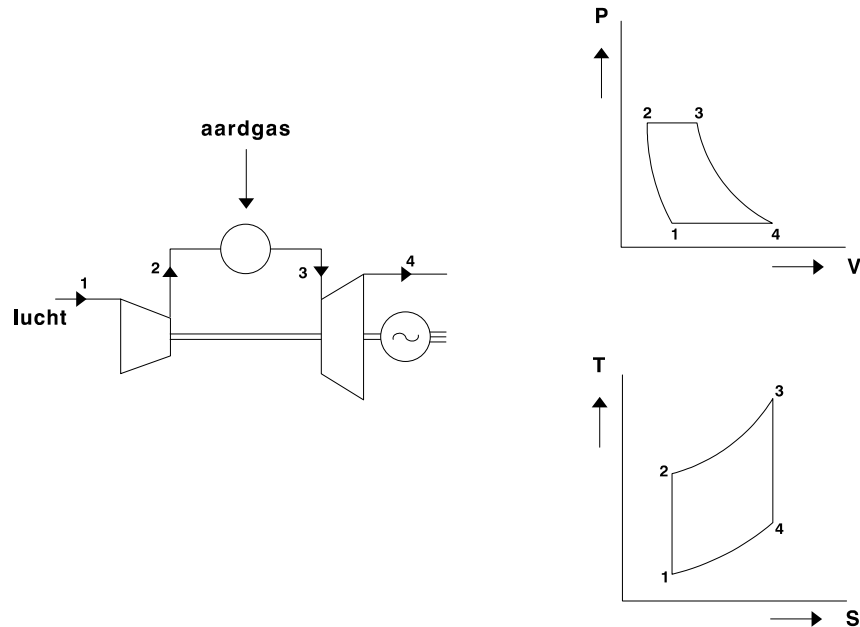
Hoewel momenteel aardgas de voorkeur geniet als brandstof voor warmtekrachtoepassingen, kan een warmtekrachtconcept evenzeer opgebouwd worden voor dieselmotoren. WKK-concepten zijn vergelijkbaar met deze in figuur 3.8, wel is het zo dat rookgassen moeilijk gecondenseerd kunnen worden omwille van corrosieproblemen (zwavel).

c. De gasturbine

In vergelijking met verbrandingsmotoren bevinden turbines zich doorgaans in de hogere vermogensrange. Turbines worden voornamelijk aangewend voor elektriciteitsproductie (simple cycle of STEG-eenheden) en in grootschalige warmtekrachtkoppeling.

Achtergrond

Een gasturbine bestaat uit een compressor, verbrandingskamer en een expansieturbine, zoals weergegeven in figuur 3.14.



Figuur 3.15: Schematische voorstelling gasturbine

Omgevingslucht wordt aangezogen en door de compressor gecomprimeerd, zodat druk en temperatuur van de lucht aanzienlijk stijgen (druk van 1 naar 6 tot 30 bar; temperatuur van 15 naar circa 350 °C). De gecomprimeerde, voorverwarmde lucht wordt naar de verbrandingskamer gevoerd, waarin een fossiele brandstof wordt bijgevoegd (onder druk) zodat verbranding van de brandstof kan plaatsvinden. Verbrandingstemperaturen lopen op tot 2.000 °C. Vervolgens worden de hete verbrandingsgassen ($T > 1.000$ °C) geëxpandeerd over de expansieturbine die mechanische energie levert; het asvermogen kan via een generator omgezet worden in elektriciteit. De theoretische cyclus van dit proces is de Joule- of Brayton-cyclus.

De uitlaatgassen van de expansieturbine hebben nog een temperatuur van 350 tot 550 °C; deze temperaturen laten toe om warmte in de vorm van bijvoorbeeld hoge druk stoom te recupereren (warmtekrachttoepassing).

Gasturbines kunnen onderscheiden worden in:

- luchtvaartafgeleide (aëroderivative) gasturbines;
- industriële (heavy duty) gasturbines.

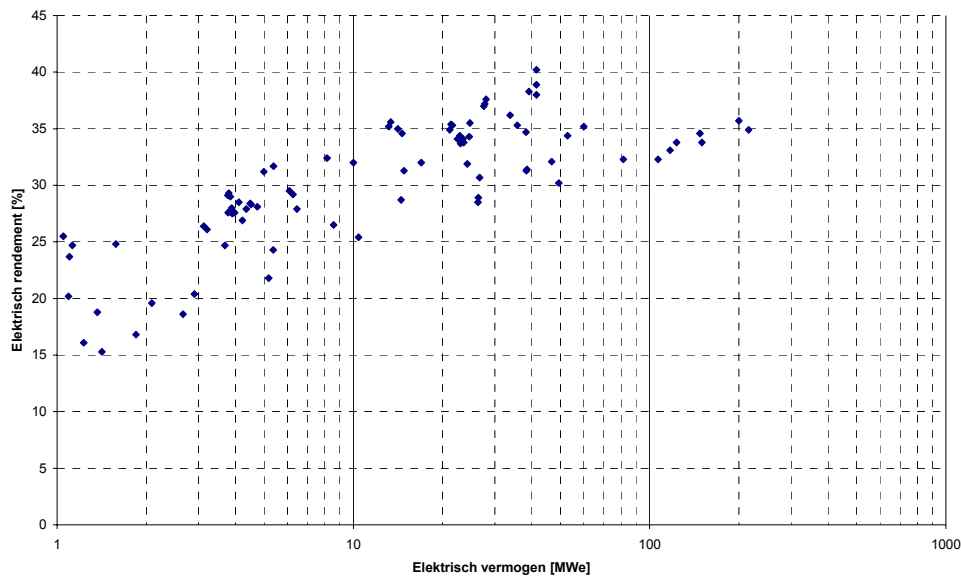
Luchtvaartafgeleide gasturbines worden gekenmerkt door een laag gewicht, compact ontwerp en een hoog rendement. Ontwikkelingen zijn er voornamelijk op gericht om een zo hoog mogelijke turbine-intrede-temperatuur (TIT) te realiseren door verbetering van materialen en koeling van hete onderdelen. Luchtvaartafgeleide gasturbines zijn tamelijk kritisch ten opzichte van de brandstofsamenstelling (aardgas). Het vermogen blijft beperkt tot 40 MW. In Vlaanderen zijn een tiental machines van het type LM 6000 geïnstalleerd (zie hoofdstuk 2).

Industriële gasturbines zijn ontwikkeld vanuit ‘landtoepassingen’ en hebben andere uitgangspunten. De industriële gasturbines zijn aanzienlijk zwaarder en robuuster in vergelijking met luchtvaartafgeleide gasturbines. Ook is het bij deze turbines beter mogelijk om een andere brandstof dan aardgas te gebruiken.

Gasturbines bevinden zich doorgaans in de vermogensrange van enkele MW_e tot meer dan 200 MW_e en zijn dus wat vermogensgrootte betreft eerder complementair aan verbrandingsmotoren dan concurrentieel³.

Voor elektriciteitsproductie kunnen gasturbines momenteel aangewend worden in simple cycle toepassingen, momenteel is echter de gecombineerde cyclus (STEG) waarbij de rookgassen gebruikt worden om stoom (en vervolgens elektriciteit) te produceren zeer populair omwille van het verhoogde rendement.

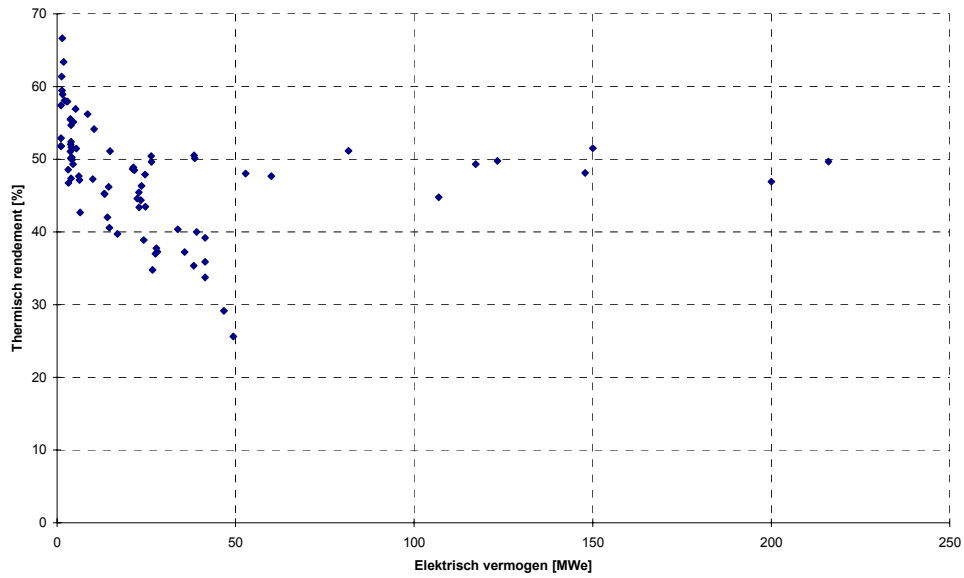
Figuur 3.15 en figuur 3.16 geven een overzicht van het elektrisch en thermisch rendement van commercieel beschikbare gasturbines: voor het elektrisch rendement wordt uitgegaan van simple cycle toepassingen, voor het thermisch rendement wordt hierbij uitgegaan van 10 bar verzadigde stoom.



Figuur 3.16: Elektrisch rendement gasturbines

Het is duidelijk dat het elektrisch rendement van kleinere gasturbines aanzienlijk lager is dan dit van verbrandingsmotoren in dezelfde vermogensrange.

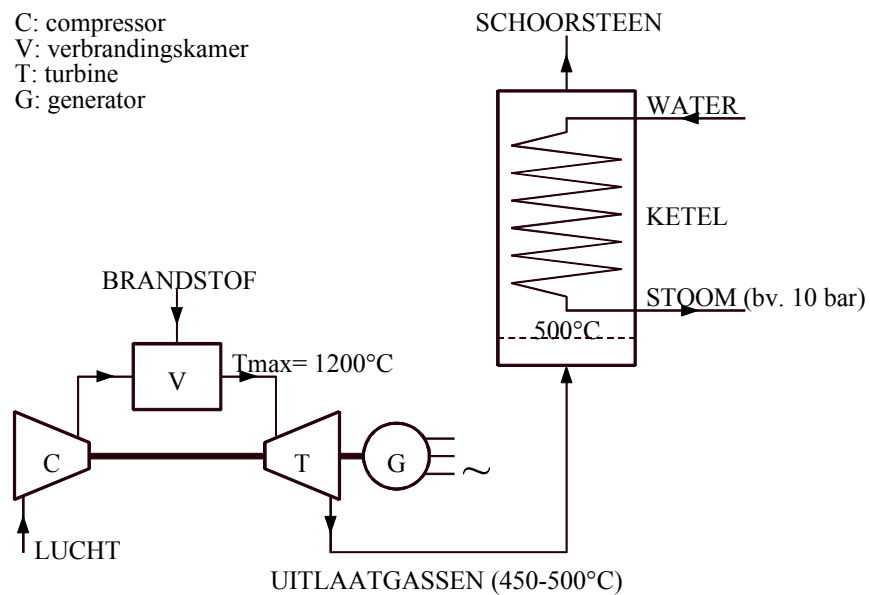
³ Momenteel zijn de eerste microturbines commercieel beschikbaar. Microturbines bevinden zich in de range van 30 kW_e tot 500 kW_e (momenteel enkel 30 kW_e beschikbaar) en worden doorgaans uitgerust met een recuperator (warmtewisselaar) waardoor ze een elektrisch rendement bereiken in de grootteorde van dit van de gasmotor in deze vermogensrange.



Figuur 3.17: Thermisch rendement gasturbines (10 bar verzadigde stoom)

Warmtekrachttoepassingen

Gasturbines in de kleinere vermogensrange (tot 40 MWe) worden ook in Vlaanderen aangewend voor warmtekrachttoepassingen. Deze concepten vereisen een grote warmtevrager in de vorm van stoom zodat alle toepassingen in de grootschalige industrie plaatsvinden. Figuur 3.17 geeft een schematische voorstelling van warmtekracht met gasturbines.



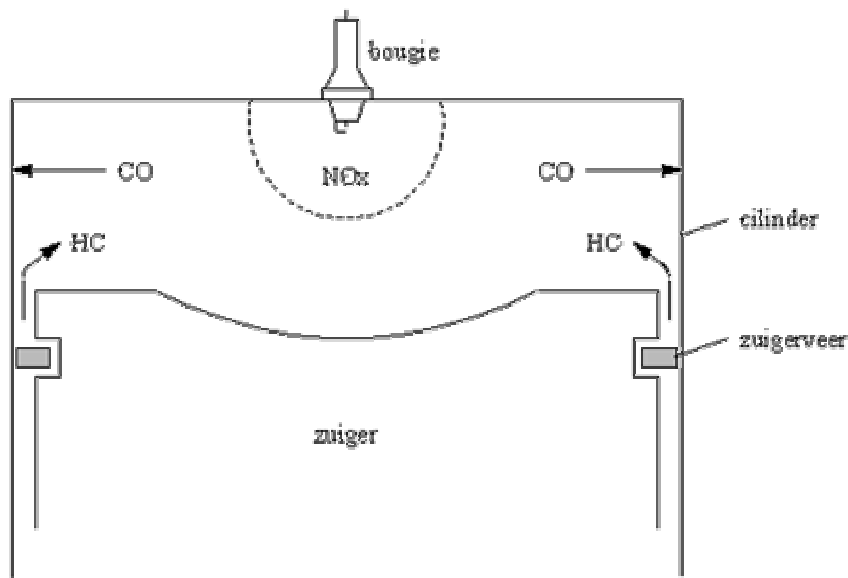
Figuur 3.18: Schematische voorstelling warmtekracht op basis van gasturbine

3.1.2.2 Milieuaspecten

Emissies naar lucht

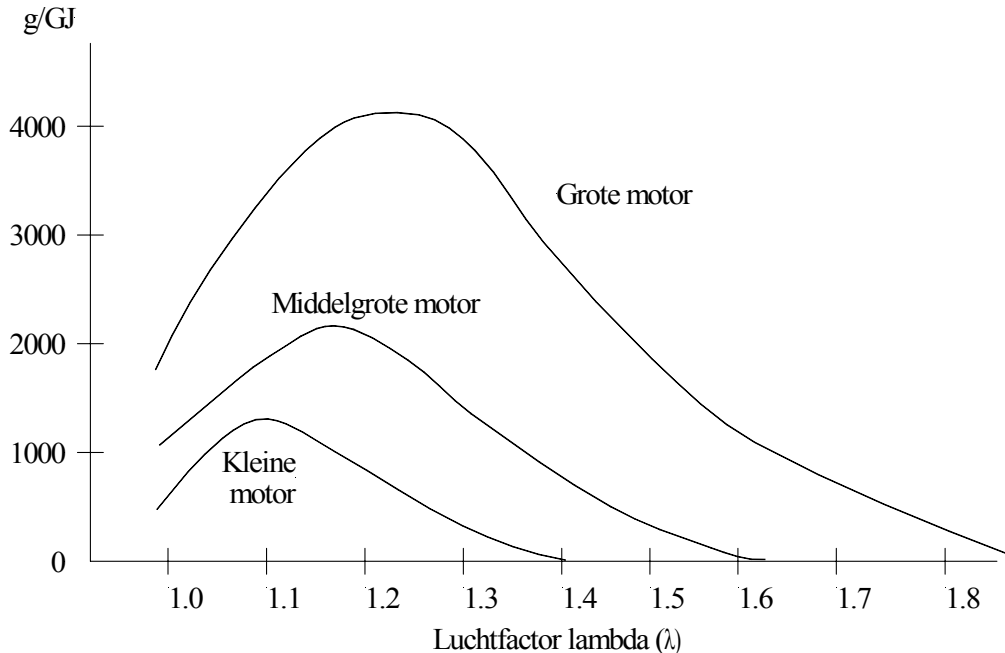
a. Gasmotor

Voor gasmotoren zijn de belangrijkste emissies NO_x , CO en onverbrande koolwaterstoffen. Figuur 3.18 geeft een schematische voorstelling weer van welke emissies waar plaatsvinden bij gasmotoren.



*Figuur 3.19: Schematisch overzicht emissies bij gasmotoren
(persoonlijke communicatie Klimstra, 2002)*

NO_x is het klassieke pijnpunt voor gasmotoren. Hoge verbrandingstemperaturen en de aanwezigheid van zuurstof geven aanleiding tot hoge NO_x -emissies. Een belangrijke secundaire factor inzake NO_x -vorming is de luchtfactor λ . Indien $\lambda = 1$ spreken we van een stoëchiometrische verbranding, hierbij is er net voldoende lucht aanwezig om de aanwezige brandstof te verbranden. Indien $\lambda > 1$ spreken we van een mager mengsel of "lean burn". Indien $\lambda < 1$ is er onvoldoende lucht aanwezig om tot volledige verbranding te komen, het spreekt voor zich dat dit geen optimale situatie is. Figuur 3.19 geeft schematisch NO_x -vorming in functie van de luchtfactor weer.



Figuur 3.20: NO_x -vorming in functie van de luchtfactor (Klimstra 2002)

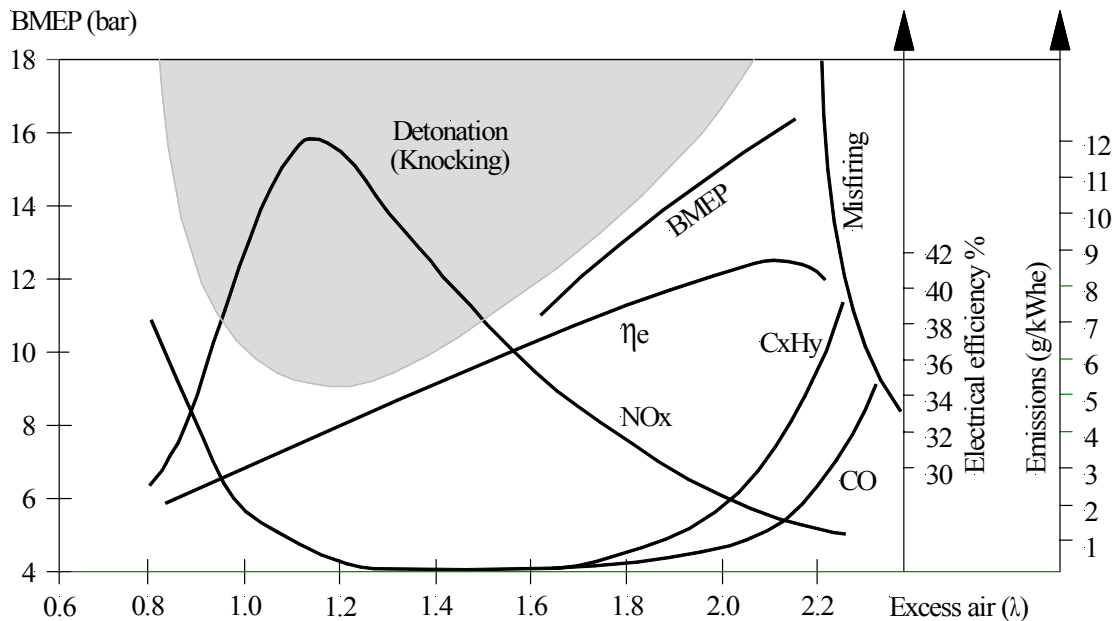
Indirecte factoren die inwerken op luchtvermaat en verbrandingstemperatuur zijn de belastingsgraad, ontstekingstijdstip, luchtinlaattemperatuur, luchtvochtigheid, etc.

De evolutie van NO_x -emissies bij gasmotoren is het meest duidelijk bij het warmtekrachtverhaal in Nederland. Voor het park eind jaren 80 wordt nog een NO_x -emissie in de grootteorde van 4.000-5.000 mg/Nm^3 bij 5% O_2 vermeld (Delemarre 1994). Begin jaren 90 kwam men tot een cijfer van de grootteorde 1.500 mg/Nm^3 bij 5% O_2 terwijl momenteel de Nederlandse norm 140 g/GJ ($\approx 575 \text{ mg}/\text{Nm}^3$) bedraagt.

CO kan gevormd worden op twee manieren. Vooreerst kan ten gevolge van luchtgebrek onvolledige verbranding optreden. Dit luchtgebrek hoeft niet totaal te zijn zoals bij een rijk mengsel ($\lambda < 1$) maar kan ook plaatselijk optreden tengevolge van een slechte menging. Ten tweede kan CO gevormd worden aan de cilinderwand van de zuiger: deze wanden zijn immers niet bestand tegen de hoge verbrandingstemperaturen zodat deze continu gekoeld dienen te worden. Wanneer de vlam deze relatieve koude wanden bereikt, stopt de verbranding waardoor CO gevormd wordt.

Volledig onverbrande koolwaterstoffen zijn voornamelijk terug te vinden in de zuigerspleet. Daarnaast kan bij misfiring de volledige cilinderinhoud in de uitlaat terecht komen. Onverbrande koolwaterstoffen hebben nagenoeg dezelfde samenstelling als de brandstof zodat de voornaamste component CH_4 is. Daarnaast worden formaldehyde (CH_2O) en acetaldehyde ($\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$) vermeld (De Wit e.a., 1998).

Het is belangrijk te beseffen dat deze emissies en motorkarakteristieken niet los staan van elkaar. Figuur 3.20 geeft een overzicht.



Figuur 3.21: Relatie motorkarakteristieken en emissies
(Wärtsilä, aanpassing naar Klimstra, 2002)

Een verhoogde luchtvermaat leidt tot een verlaging van de NO_x -emissies. Bovendien wordt het rendement gunstig beïnvloed door de verbeterde mengseleigenschappen, de nadelige impact op het vermogen (maatstaf BMEP) wordt meer dan gecompenseerd door de drukvulgroep en dit zonder aanleiding te geven tot klopverschijnselen (knocking)⁴. Een te hoge luchtvermaat geeft echter aanleiding tot verhoogde emissies van onverbrande koolwaterstoffen (en bijgevolg een verlaagd rendement) en verhoogde CO -emissies; bij een extreme luchtvermaat wordt het mengsel zo arm dat ontsteking niet meer mogelijk is en aanleiding geeft tot misfiring.

b. Dieselmotor

Meer nog dan bij Otto-motoren betreft het pijnpunt voor dieselmotoren NO_x -emissies.

In vergelijking met Otto-motoren is het brandstof/lucht mengsel veel minder homogeen. Dit leidt tot zeer 'rijke' en zeer 'arme' zones en bijgevolg tot een ongelijkmatige temperatuursverdeling en NO_x -vorming. Gasolie als brandstof heeft ook een hogere vlamtemperatuur dan aardgas wat aanleiding geeft tot hogere NO_x -vorming. Daarnaast bevat gasolie brandstofgebonden stikstof welke bij verbranding aanleiding geeft tot de zogenaamde fuel NO_x .

⁴ Kloppen (of pingelen) van de motor vindt plaats wanneer door bepaalde omstandigheden, bijvoorbeeld een te hoge compressieverhouding, druk en temperatuur van het onverbrande mengsel te hoog oplopen wat aanleiding geeft tot zelfontbranding. Deze ongecontroleerde verbranding geeft aanleiding tot een te zware belasting van de motor.

Naast NO_x-emissies dient rekening gehouden te worden met SO₂ (brandstofgebonden) en roet. CO-emissies en onverbrande koolwaterstoffen zijn doorgaans minder problematisch bij dieselmotoren.

Voor NO_x-emissies worden cijfers gegeven in de range van 1.500-3000 mg/Nm³ bij 5O₂% (Ficher) en meer. De huidige Vlare-normen (zie hoofdstuk 2) kunnen gehaald worden voor motoren met een brandstofinput > 3 MW_{th} (Koster, 2002).

c. Gasturbine

Ook bij gasturbines wordt de meeste aandacht besteed aan NO_x-emissies en in mindere mate aan CO en onverbrande koolwaterstoffen. Indien gasolie als brandstof gebruikt wordt, dient aandacht besteed te worden aan SO₂ en fijne deeltjes. In Vlaanderen zijn er tot op heden echter geen turbines opgesteld die gasolie als (hoofd)brandstof gebruiken, de aandacht wordt dan ook toegespitst op aardgas als brandstof en in mindere mate op gasolie, voor andere brandstoffen is zeer weinig informatie beschikbaar.

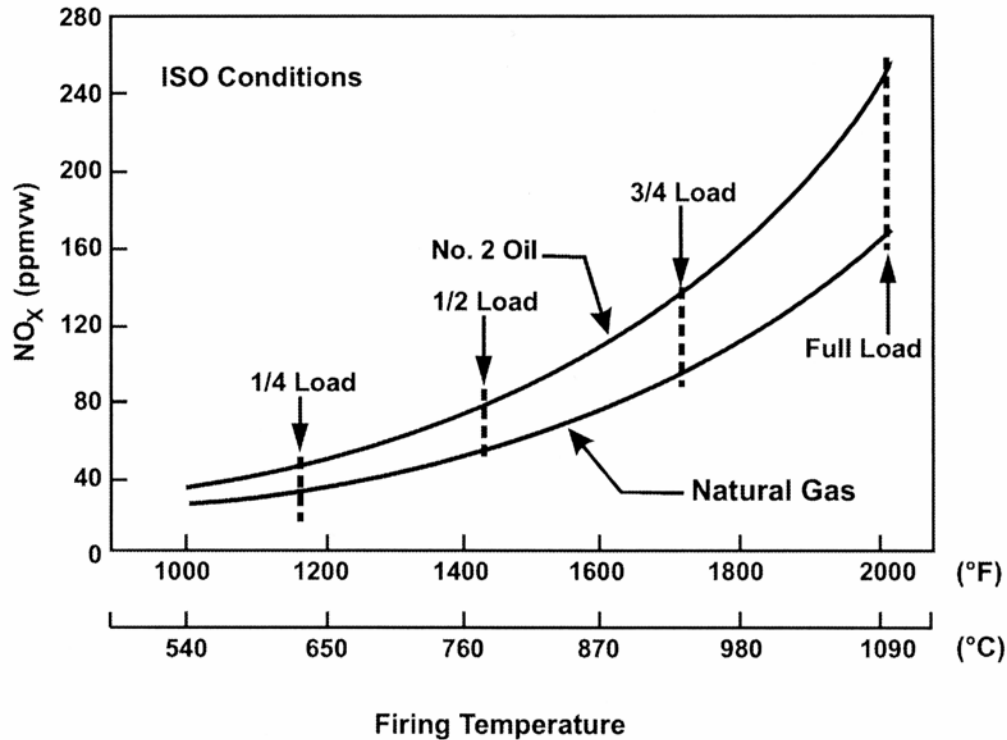
NO_x

Net zoals voor motortoepassingen is NO_x-vorming voornamelijk afhankelijk van de verbrandingstemperatuur. In een rapport van EPA (1993) worden NO_x-emissiecijfers gegeven voor *conventionele* gasturbines.⁵ In een vermogensrange van 1 tot 200 MW_e (verschillende turbinemerken) worden voor aardgastoepassingen cijfers van 200 tot 860 mg/Nm³ bij 15 O₂%, voor gasolie 300 tot 1360 mg/Nm³ bij 15 O₂%⁶. De belangrijkste parameter inzake NO_x-vorming is het ontwerp van de verbrandingskamer; er is geen rechtstreeks verband tussen het vermogen en het NO_x-emissieniveau.

Verdere parameters die NO_x-vorming beïnvloeden zijn het type brandstof, omgevingscondities (voornamelijk luchtvochtigheid) en belastingsgraad. Figuur 3.21 geeft een voorbeeld weer voor het emissieniveau bij deellastwerking, hieruit blijkt dat voor *conventionele* gasturbines het NO_x-emissieniveau lager is bij deellastwerking. Voor huidige toepassingen (Dry Low NO_x) is dit niet meer geldig (zie hoofdstuk vier).

⁵ Conventionele gasturbines worden in Vlaanderen nagenoeg niet meer toegepast.

⁶ Bij gasturbines worden emissies doorgaans weergegeven in ppmvd@15%O₂. Voor omrekening naar een referentiezuurstofpercentage van 0% dient vermenigvuldigd te worden met 3,5, voor omrekening naar mg/Nm³ dient vermenigvuldigd te worden met 2,05.



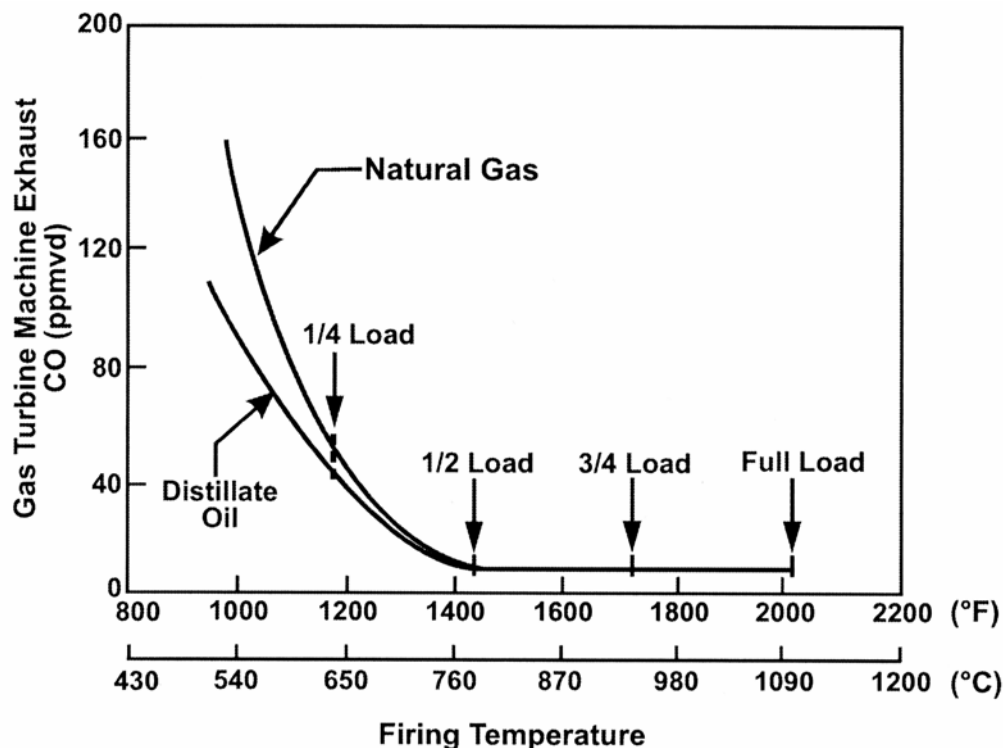
Figuur 3.22: NO_x -emissies in functie van de deellastgraad bij conventionele gasturbines

In warmtekrachtoepassingen kunnen de emissies ook beïnvloed worden door de bijstook in de afgassenketel⁷.

CO

Voor industriële gasturbines met een standaard verbrandingssysteem en normale brandstof (aardgas, gasolie) bedraagt de CO-emissie minder dan 15 mg/Nm^3 bij 15 %O₂. Luchtvaartafgeleide gasturbines hadden oorspronkelijk een slechtere CO-emissie, bij moderne machines is hier echter de nodige aandacht aan besteed zodat ook hier waarden $< 15 \text{ mg/Nm}^3$ bij 15 %O₂ bereikt worden (tekst Kamminga). Tijdens opstartfase en deellast kunnen deze waarden aanzienlijk hoger liggen. Figuur 3.22 geeft het CO-emissieverloop weer bij deellast (representatief voor GE heavy duty machines).

⁷ Omdat bij gasturbines de uitlaatgassen als gevolg van de hoge luchtvermaat bij de verbranding nog een hoog volume percentage zuurstof bevatten, is het mogelijk om in de uitlaatgassenketel extra brandstof te verstoken op een zeer efficiënte wijze. Dit impliceert wel een bijkomende emissiebron die niet toe te schrijven is aan de gasturbine.



Figuur 3.23: CO-emissieverloop in functie van deellastgraad (tekst GE)

Er dient opgemerkt te worden dat stoom/water injectie CO-emissies negatief beïnvloeden (zie hoofdstuk 4).

CxHy

Onverbrande koolwaterstoffen kennen eenzelfde verloop als CO-emissies. Ook hier liggen emissies tijdens opstartfase en deellastwerking hoger.

Emissies van SO₂ en stofdeeltjes zijn enkel relevant voor toepassingen met gasolie als brandstof.

Emissies naar water

Hiervoor wordt verwezen naar punt 3.1.2.2 Milieuaspecten bij de stookinstallaties.

Afval

Hiervoor wordt verwezen naar punt 3.1.2.2 Milieuaspecten bij de stookinstallaties.

Geluid

Hiervoor wordt verwezen naar punt 3.1.2.2 Milieuaspecten bij de stookinstallaties.

HOOFDSTUK 4: BESCHIKBARE MILIEUVRIENDELIJKE TECHNIEKEN

Volgend op de situering van de sector (hoofdstuk 2) en de procesbeschrijvingen (hoofdstuk 3) wordt in dit hoofdstuk dieper ingegaan op mogelijke emissiereducerende technieken die nu reeds toegepast worden bij stookinstallaties en stationaire motoren. Deze “kandidaat BBT” worden ingedeeld per installatietype en per milieucompartiment waarop ze een effect hebben.

Er wordt onderscheid gemaakt tussen *primaire* of procesgeïntegreerde technieken, en *secundaire* of end-of-pipe maatregelen. Tevens worden ook de mogelijke combinaties van de verschillende maatregelen bekeken. In dit hoofdstuk wordt per techniek een beknopte technische beschrijving gegeven, voor meer uitleg wordt verwezen naar de technische fiches in bijlage.

Naast deze technische beschrijving wordt een inschatting gemaakt van de kosten van de technieken. De totale kost werd in eerste instantie berekend uit de investeringskost, welke de som is van alle uitgaven tot de ingebruikname van de techniek, en de operationele kost (in euro/jaar), welke de kosten omvat van energie, personeelskost, onderhoudskosten en eventuele andere kosten (vb. verzekeringen en administratieve kosten)¹ (zie bijlage 3). De jaarlijkse kosten worden vervolgens gerelateerd tot het behaalde milieuvoordeel om de kostenefficiëntie, uitgedrukt in euro per ton pollutant verwijderd, te becijferen.

De beschrijving van de technieken is vooral gebaseerd op de rapporten van Belconsulting (2001) en FGIER (1999) wat de stookinstallaties betreft. Ook de kostendata zijn hiervoor afgeleid van deze bronnen. Het betreft representatieve kosten, afgeleid als gemiddelden van reeds gerealiseerde installaties in Europa. Voor stationaire motoren en gasturbines werd beroep gedaan op de in Vito opgebouwde ervaring rond deze technologieën in het kader van warmtekrachtkoppeling.

¹ Zie bijlage voor gedetailleerde investeringskosten en operationele kosten

4.1 Klassieke stookinstallaties

Deze paragraaf handelt over de emissiereductiemaatregelen voor zowel grote stookinstallaties ($\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$) als kleine en middelgrote installaties ($< 50 \text{ MW}_{\text{th}}$).

4.1.1 Emissiereducerende maatregelen voor NO_x en SO_2 voor oude² stookinstallaties

4.1.1.1. NO_x

Primaire maatregelen

Er zijn tal van primaire maatregelen (branderaanpassingen) voor stookinstallaties beschikbaar. Al deze maatregelen hebben tot doel de operationele of ontwerpparameters aan te passen op zulk een manier dat de vorming van NO_x gereduceerd wordt of dat de reeds gevormde NO_x in de brander wordt omgezet voor ze geëmitteerd wordt. Figuur 4.1 vat de mogelijke opties samen.

NO _x emissiereductietechnieken	primaire maatregelen	Optimalisatie verbranding
		Air staging
		Rookgasrecirculatie
		Reburning
		Lage NO _x branders
	secundaire maatregelen	SCR
		SNCR

Figuur 4.1: Een overzicht van alle NO_x emissiereductietechnieken

Wanneer branderaanpassingen worden gedaan om NO_x emissies aan te pakken, is het belangrijk er op te letten dat deze geen negatief effect hebben op de werking van de stookinstallatie en ook de vorming van andere pollutanten niet verhogen. Deze voorwaarden zijn:

- stabiele verbranding;
- betrouwbare werking (preventie corrosie, verontreiniging, slakvorming, oververhitten van buizen, etc...);
- volledige verbranding (minder dan 5% onverbrand C in de vliegassen is een voorwaarde opdat vliegassen gebruikt kunnen worden in de cementindustrie, volledige verbranding is ook nodig om te voorkomen dat er hoge emissies van CO, VOS,... optreden);
- lage onderhoudskosten.

² oude = installaties die nog geen emissiereducerende maatregelen toepassen

Hieronder worden de primaire emissiereductiemaatregelen even kort beschreven, welke nu reeds toegepast worden op stookinstallaties in Europa (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001).

Optimalisatie verbranding

Optimalisatie van de verbranding is gewoonlijk de eerste methode die men bij bestaande installaties neemt om de NO_x onder controle te houden. Optimalisatie wordt verwezenlijkt door de operationele voorwaarden van de ketel te wijzigen : bvb. beperking van de overmaat verbrandingslucht, beperking van de temperatuur van de verbrandingslucht.

Een lage overmaat lucht is een zeer simpele manier om NO_x op een beduidende manier te reduceren. Het proces, dat soms niet-stoichiometrische verbranding genoemd wordt, limiteert de zuurstofconcentratie in de oven voornamelijk om de vorming van brandstof NO_x te verminderen, ook is er een reductie van thermische NO_x .

Er dient wel voldoende lucht over te blijven om aanvaardbare vlam- en ketelcondities te behouden. De hoeveelheid onverbrande brandstof stijgt indien de overmaat lucht wordt beperkt en stijgt zelfs exponentieel bij lage concentratie beschikbare zuurstof.

Het verminderen van de luchtvoorverwarming leidt tot lagere piektemperaturen in de vuurhaard en aldus tot een vermindering van de thermische NO_x . Deze maatregel verlaagt echter het rendement van de ketel en leidt dus tot een hoger brandstofverbruik.

Getrapte verbrandingslucht (Air Staging)

NO_x reductie door air staging is gebaseerd op de vorming van twee gescheiden verbrandingszones, een primaire verbrandingszone met een tekort aan zuurstof en een secundaire verbrandingszone met een overmaat aan zuurstof om zo volledige verbranding te verzekeren. Air staging reduceert de hoeveelheid aanwezige zuurstof (primaire lucht 70-80%) in de primaire verbrandingszone. Deze sub-stoichiometrische conditie in de primaire zone onderdrukt de omzetting van brandstofgebonden stikstof tot NO_x . Eveneens wordt zo de vorming van thermische NO_x gereduceerd door de lage vlamtemperatuur. In de secundaire zone wordt 10-30% van de verbrandingslucht geïnjecteerd boven de verbrandingszone. De verbranding wordt door dit verhoogd vlamvolume vervolledigd. In ketels en fornuizen kunnen de volgende mogelijkheden worden gehanteerd om air staging te bekomen:

- Biased burner firing (BBF): BBF wordt veel gebruikt als retrofit maatregel bij bestaande installaties en vereist weinig aanpassingen aan de stookinstallatie. De onderste branders werken brandstofrijk terwijl de bovenste branders worden voorzien van een luchtovermaat.
- Burners out of service (BOOS): omdat BOOS ook geen grote aanpassingen vereist, wordt deze techniek ook regelmatig toegepast als retrofit maatregel op bestaande installaties. Hier werken de onderste branders eveneens brandstofrijk, terwijl de bovenste branders niet in gebruik zijn en enkel lucht injecteren. Het effect van deze maatregel is te vergelijken met overfire air maar de NO_x reductie van BOOS is niet zo efficiënt. Problemen kunnen ontstaan bij het onderhouden van de brandstof input, omdat dezelfde thermische energie aan de ketel moet toegevoegd worden met

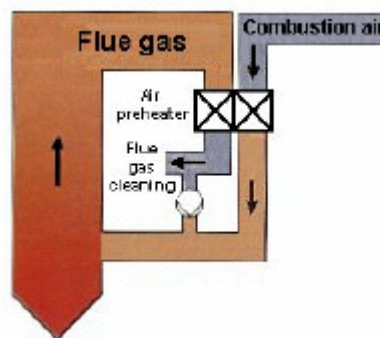
minder branders. Daarom wordt deze maatregel enkel toegepast in gas- of oliegestookte verbrandingsketels.

- Overfire air: bij OFA worden luchtopeningen geïnstalleerd boven de bestaande branders. Een deel van de verbrandingslucht wordt door deze aparte openingen geïnjecteerd, welke zich boven de laatste rij van branders bevinden. De branders kunnen dus werken met lage luchtvermaat, welke zo de NO_x vorming verhindert. De overfire air zorgt voor volledige verbranding. Er wordt 15-30% van de totale verbrandingslucht die normaal door de branders passeerde nu via de overfire air openingen gestuurd.

Air staging in een ketel doet de energieconsumptie niet stijgen. Er zijn wel twee grote nadelen aan air staging als NO_x reductie maatregel. Eerst en vooral is er de significante hoeveelheid CO die kan gevormd worden als de luchtopeningen niet ideaal worden geplaatst. Een tweede effect is de hoeveelheid onverbranden die kunnen toenemen in het geval van retrofitting, daar het volume tussen verbrandingszone en warmtewisselaars afneemt.

Rookgasrecirculatie

De recirculatie van de rookgassen terug naar de branders resulteert in de reductie van de aanwezige zuurstof in de verbrandingszone en zo in een daling van de vlamtemperatuur: daardoor wordt dus zowel de brandstof NO_x en thermische NO_x vorming gereduceerd. De recirculatie van de rookgassen in de verbrandingslucht is een succesvolle methode om NO_x te reduceren in hoge temperatuursystemen zoals “wet bottom” boilers en olie- of gasgestookte installaties.



Figuur 4.2: Rookgasrecirculatie (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

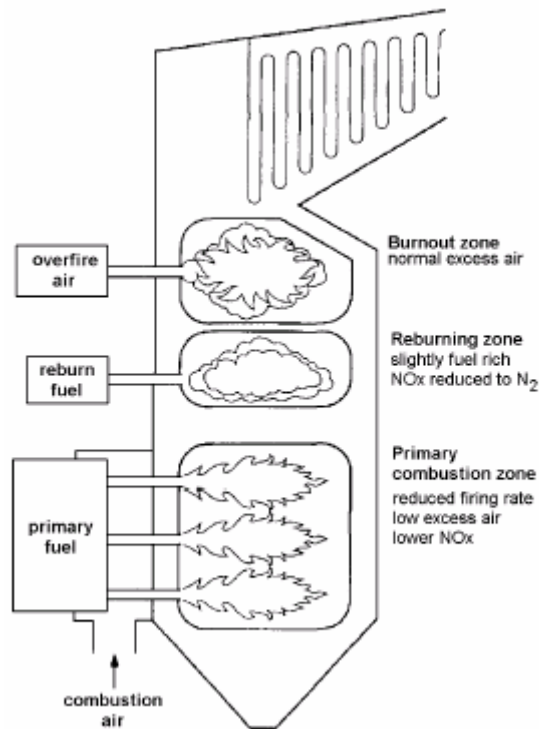
Zoals men kan zien in bovenstaande figuur, wordt een deel van de rookgassen (20-30% bij temperatuur van ongeveer 350-400°C) afgeleid van de hoofdstroom en na verwijdering van stof terug in de ketel gebracht. De gerecirculeerde rookgassen kunnen gemengd worden met verbrandingslucht in de brander of met getrapte verbrandingslucht.

Er zijn natuurlijk wel speciale branders noodzakelijk die met deze gerecirculeerde rookgassen kunnen werken. Retrofitting van bestaande installaties met rookgasrecirculatie kunnen aanpassingsproblemen geven, te wijten aan de verlaagde

efficiëntie van zowel ketel als branders. Als slechts kleine hoeveelheden rookgas ($\pm 30\%$) worden gerecirculeerd, doen deze problemen zich niet voor.

Reburning

Reburning of getrapte brandstoftoevoer is gebaseerd op de vorming van verschillende zones in de brander door getrapte injectie van brandstof en lucht. Het doel is om reeds gevormde NO_x te reduceren tot stikstof. De verbranding kan verdeeld worden in drie zones.

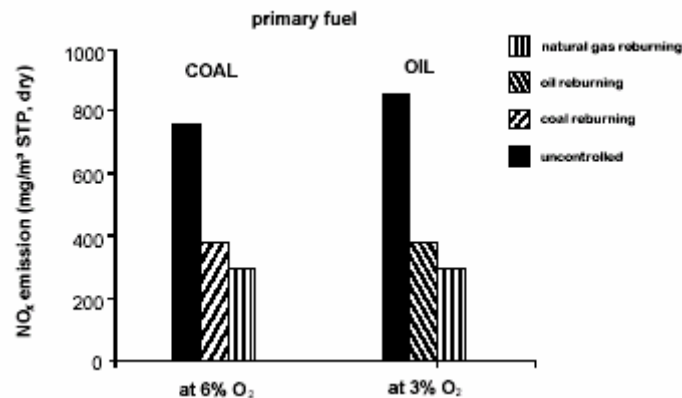


Figuur 4.3: Reburning (CIEMAT, Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

- In de primaire zone wordt 85 tot 90 % van de brandstof verbrand in een oxiderende of licht reducerende atmosfeer en wordt er ook NO_x gevormd.
- In de volgende verbrandingszone wordt de secundaire brandstof (reburning brandstof) geïnjecteerd in een reducerende atmosfeer waardoor C_xH_y radicalen worden gevormd. Deze radicalen reageren met NO_x tot stikstof maar andere, minder gewenste, vluchtige stikstofcomponenten zoals ammoniak worden ook gevormd. Deze tweede zone wordt vaak de reburning zone genoemd en de secundaire brandstof de reburning brandstof.
- De verbranding wordt dan vervolledigd door toevoeging van lucht in de burnout zone (derde zone).

Verschillende brandstoffen kunnen als reburning brandstof dienen (gemalen kolen, stookolie, aardgas), maar aardgas wordt algemeen gebruikt. Figuur 4.4 toont het voordeel van aardgas aan boven steenkool en stookolie. Wanneer steenkool of olie worden gebruikt, is er een bepaalde concentratie stikstof aanwezig in de reburning

brandstof wat onvermijdelijk leidt tot NO_x vorming in de burn-out zone. Dit nadeel is te vermijden door aardgas te gebruiken.



Figuur 4.4: Vergelijking tussen steenkool, stookolie en aardgas als reburning brandstof (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

In principe kan reburning geïmplementeerd worden op alle typen stookinstallaties in combinatie met lage NO_x verbrandingstechnieken.

Lage NO_x brander

De lage NO_x brander is een goed ontwikkelde technologie, maar verdere vooruitgang is nog steeds aan de gang. In een klassieke stookinstallatie wordt het brandstof en lucht/ O_2 mengsel in zijn geheel geïnjecteerd op dezelfde plaats. De resulterende vlam is dan samengesteld uit een oxiderende primaire zone gesitueerd bij de vlambasis en een koudere secundaire zone gesitueerd aan het vlameinde. De primaire zone genereert de meeste NO_x , welke exponentieel toeneemt met de temperatuur, terwijl de bijdrage van de secundaire zone eerder minimaal is.

Lage NO_x branders (LNB) veranderen de manier van toedienen van lucht en brandstof door het mengen uit te stellen, de beschikbaarheid van de zuurstof te verminderen en de vlamtemperatuur te beperken. LNB vertragen de omzetting van brandstofgebonden stikstof tot NO_x en de vorming van thermische NO_x terwijl de hoge verbrandingsefficiëntie toch behouden blijft.

In overeenstemming met de verschillende principes om NO_x vorming te reduceren, worden LNB ook ontwikkeld als air staged (getrapte verbrandingslucht), rookgasrecirculatie en reburning branders.

Voor nieuwe ketels is de additionele kost voor een lage NO_x brander te verwaarlozen in vergelijking met een klassieke brander. In het geval van retrofitting zijn eventuele aanpassingen noodzakelijk. De bijkomende operationele kosten zijn voor een groot deel te wijten aan het bijkomende energieverbruik.

Secundaire maatregelen

Secundaire maatregelen zijn end-of-pipe technieken om NO_x, die reeds gevormd is, te reduceren. Deze kunnen onafhankelijk geïmplementeerd worden of in combinatie met primaire maatregelen zoals lage NO_x branders etc. De meeste rookgastehnologieën om NO_x emissies te reduceren werken met de injectie van ammoniak, ureum of andere componenten die met NO_x in de rookgassen reageren en het reduceren tot moleculaire stikstof.

Secundaire maatregelen kunnen opgesplitst worden in:

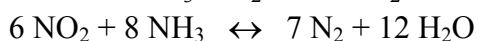
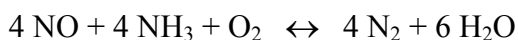
- SCR, selectieve katalytische reductie
- SNCR, selectieve niet katalytische reductie

Selectieve katalytische reductie

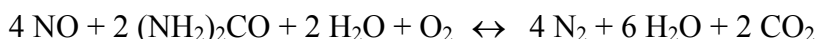
Het selectieve katalytisch reductie (SCR) proces is een veel toegepast proces voor de reductie van NO_x in de uitlaatgassen van stookinstallaties in Europa.

Het SCR proces is een katalytisch proces gebaseerd op de selectieve reductie van stikstofoxiden met ammoniak of ureum in de aanwezigheid van een katalysator. Het reductiemiddel wordt stroomopwaarts van de katalysator in de rookgassen geïnjecteerd door verstuiving. Het is vanzelfsprekend dat de menging van reductiemiddel en afgassen zo optimaal mogelijk moet zijn.

De NO_x conversie vindt plaats op het katalysatoroppervlak bij een temperatuur tussen 300 en 450°C, volgende reacties treden hierbij op:



met ureum als reductans:



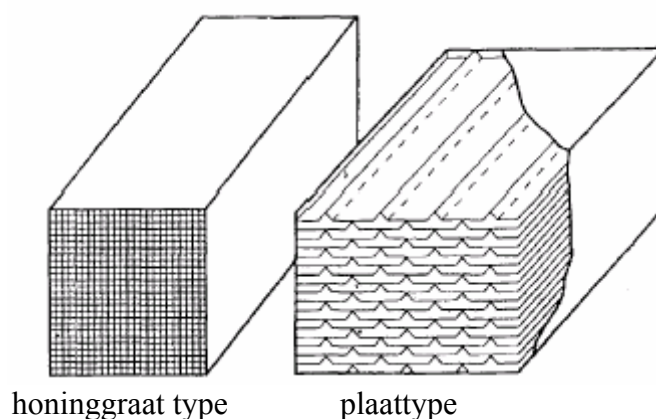
Het rendement van de NO_x reductie is afhankelijk van:

- de verblijftijd in de katalysator;
- de concentratie van de reagerende componenten, NO_x en NH₃;
- de werkingstemperatuur o.a. afhankelijk van de katalysator.

Een onvolledige reactie van NH₃ met NO_x kan ertoe leiden dat een kleine hoeveelheid NH₃ met de rookgassen mee de reactor verlaat. Dit effect vergroot met de toename van de NH₃/ NO_x ratio en de afname van de katalysatoractiviteit en kan ook leiden tot:

- vorming van ammoniaksulfaat, welke kan afzetten op de katalysator;
- ammoniak in het afvalwater van de rookgasontzwaveling;
- NH₃ in het vliegias.

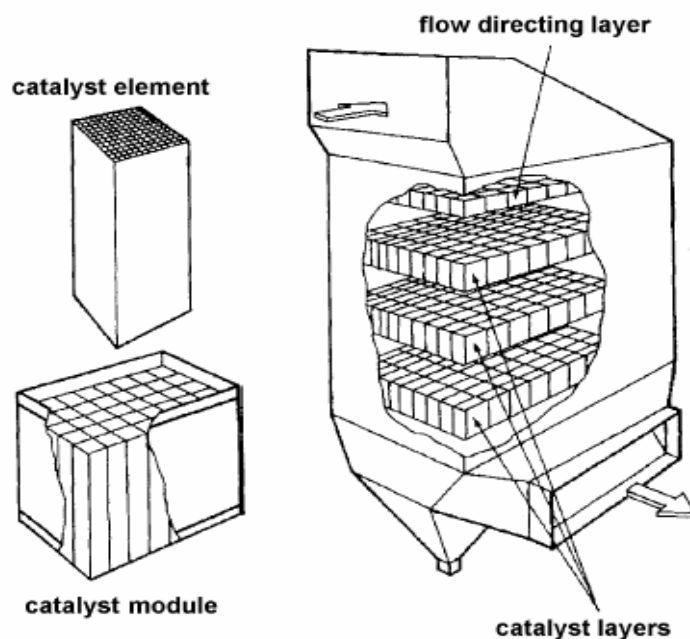
De gebruikte katalysatoren kunnen verschillende geometrische vormen hebben zoals een honinggraat of plaatstructuur, zoals in onderstaande figuur is weergegeven.



Figuur 4.5: Honinggraat of plaat katalysatoren (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

De voordelen van de SCR technologie zijn:

- het SCR proces kan worden toegepast op zowel aardgas- en stookoliegestookte ketels als op kolenketels;
- de omzetting van NO_x vormt geen secundaire pollutanten;
- de emissie van NO_x kan gereduceerd worden met 80 tot 90% of zelf meer.

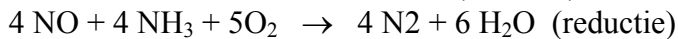


Figuur 4.6: Opstelling van de katalysator reactor, elementen, module en lagen (CIEMAT, Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

Selectieve niet-katalytische reductie

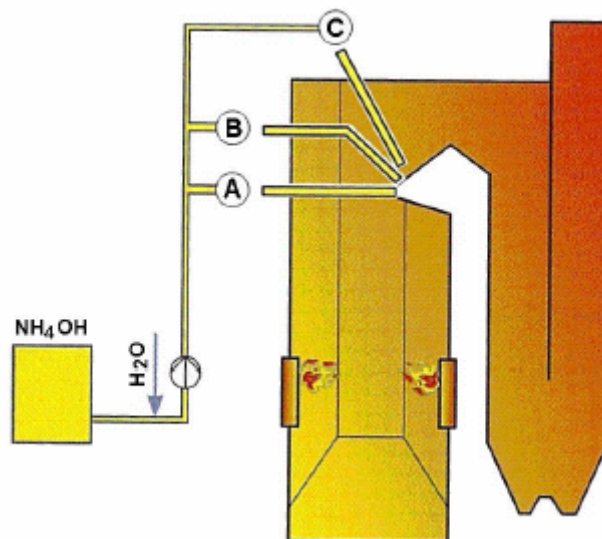
Het selectieve niet-katalytische reductie (SNCR) proces is een andere secundaire maatregel die reeds gevormde NO_x in de rookgassen reduceert. Het werkt zonder een katalysator bij een temperatuur tussen 850 en 1100 °C. Deze temperatuur is sterk afhankelijk van het reagens dat wordt gebruikt (ammoniak of ureum).

Indien gebruik wordt gemaakt van ammoniak treden volgende reacties ongeveer gelijktijdig op:



Een SNCR installatie bestaat uit 2 units:

- een opslagunit voor het reagens;
- de SNCR unit zelf, waar de injectie van het reagens en de reactie met NO_x tot stikstof en water plaatsvindt.



Figuur 4.7: SNCR proces (CIEMAT, Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

Mogelijke dragers van het reagens zijn lucht, stoom of water. Primaire maatregelen, zoals OFA of rookgasrecirculatie, kunnen eveneens als dragers van het reagens dienen.

Vergelijking NO_x reductietechnieken

Het uitrusten van bestaande stookinstallaties met de hierboven beschreven NO_x-reductietechnieken is niet altijd voor alle vermogenscategorieën en brandstoffen doenbaar. Voor kleinere stookinstallaties zullen sommige technieken te duur zijn en/ of niet praktisch haalbaar. Technieken die in de praktijk nog niet toegepast zijn op een bepaalde vermogensgrootte worden als “niet-beschikbaar” beschouwd. Echter indien een reductietechniek werd toegepast op installaties met groot en klein vermogen wordt verondersteld dat deze ook toepasbaar zijn op de intermediaire groottes. In tabel 4.1 is een overzicht gegeven van de emissiereductie technieken waarvan we toepassingen bij reeds bestaande stookinstallaties gevonden hebben in de literatuur.

Tabel 4.1: Toepassing van NO_x reductietechnieken op “bestaande” stookinstallaties (bron: “French German Institute for Environmental research, 1999”), waarbij “+” aangeeft dat toepassing in literatuur is gevonden, “+/-” toepassing als mogelijk is beschouwd en “-” als toepassing niet is teruggevonden.

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
		10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
rookgasre-circulatie	30	-	-	-	-	-	+	+/-	+/-	+	+	+	+/-	+/-	+/-	+/-
overfire air + rookgasrecirculatie	37	-	-	-	-	-	+/-	+/-	+/-	+	+	-	-	-	-	-
lage NO _x brander	40	+/-	+/-	+/-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+/-	+/-
lage NO _x brander + overfire air	46	+	+/-	+	+	+	+	+	+	+/-	+/-	-	-	-	-	-
reburning	50	+/-	+/-	+	+/-	+/-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SNCR	55	+/-	+/-	+	+/-	+/-	+/-	+	+	+	+	+/-	+/-	+/-	+	+
lage NO _x + rookgasrecirculatie	58	-	-	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
reburning + lage NO _x brander	70	-	-	-	-	-	+/-	+/-	+/-	+	+	-	-	-	-	-
lage NO _x brander + SNCR	73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
lage NO _x brander + overfire air + SNCR	76	+/-	+/-	+/-	+	+	+/-	+	+	+/-	+/-	-	-	-	-	-
lage NO _x + rookgasrecirculatie + SNCR	81	-	-	-	-	-	+/-	+	+	+/-	+/-	-	-	-	-	-
SCR	85	+/-	+/-	+	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+	+	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
lage NO _x brander + SCR	91	+/-	+/-	+/-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
lage NO _x brander + overfire air + SCR	92	+/-	+/-	+/-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nadere informatie betreffende de beschreven NO_x emissiereducerende technieken is terug te vinden in de technische fiches (zie bijlage 2). Voor de BBT-evaluatie (zie hoofdstuk 5) zijn vooral de kostprijzen en de realiseerbare emissievracht-reducties van belang. In bijlage 3 is een inschatting gedaan van deze getallen voor alle brandstof/vermogen/techniekcombinaties die in tabel 4.1 als toepasbaar werden aangeduid. Bij wijze van samenvatting is in tabel 4.2 een aanduiding gegeven van de kosteneffectiviteit bij 8000 bedrijfsuren per jaar. De kosteneffectiviteit is de kost in euro om 1 kg NO_x te kunnen reduceren. In tabel 4.3 is de relatieve kost t.o.v. het opgewekt elektrisch vermogen (eurocent per eenheid geleverde kWh_e) samengevat. Voor de volledige informatie en de niet-afgeronde getallen wordt verwezen naar de tabellen in bijlage.

Tabel 4.2: Geschatte NO_x-reductiekost (euro) per kg NO_x gereduceerd bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
		10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
rookgasre-circulatie	30						2	1	1,0	0,7	0,3	4	3	1,7	1,0	0,4
overfire air + rookgasrecirculatie	37						3	2	1,4	0,8	0,4					
lage NO _x brander	40	3,5	4,0	1,4	0,7	0,4	7	7	3,0	1,4	0,9	14	14	5,0	2,3	1,3
lage NO _x brander + overfire air	46	9,5	4,0	1,5	0,7	0,5	7	8	3,0	1,4	1,0					
reburning	50	1,4	0,9	0,7	0,5	0,4										
SNCR	55	1,8	0,7	0,3	0,1	0,05	2	2	0,5	0,3	0,3	5	3	0,8	0,4	0,3
lage NO _x + rookgasrecirculatie	58						6	3	2,5	1,3	0,8					
reburning + lage NO _x brander	70						6	5	2,5	1,5	1,0					
lage NO _x brander + SNCR	73											10	9	2,6	0,3	0,8
lage NO _x brander + overfire air + SNCR	76	7,0	3,0	1,1	0,5	0,3	6	4	2,0	1,3	0,8					
lage NO _x + rookgasrecirculatie + SNCR	81						6	5	2,0	1,0	0,8					
SCR	85	32	10	3,0	1,2	0,7	64	20	6,0	2,3	1,5	125	39	10	4,0	2,0
lage NO _x brander + SCR	91	31	10	3,4	1,4	0,9										
lage NO _x brander + overfire air + SCR	92	34	10	3,4	1,4	0,9										

Tabel 4.3: Geschatte NO_x-reductiekost (eurocent) per geleverde kWh_e bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu- vrien- delijke techniek	Emissie- reductie %	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
		10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
rookgasre- circulatie	30						0,1	0,1	0,06	0,04	0,02	0,1	0,1	0,06	0,04	0,02
overfire air + rookgasrecirc ulatie	37						0,1	0,1	0,10	0,06	0,03					
lage NO _x brander	40	0,4	0,4	0,20	0,10	0,08	0,4	0,4	0,20	0,10	0,07	0,4	0,4	0,20	0,10	0,07
lage NO _x brander + overfire air	46	0,1	0,5	0,30	0,12	0,09	0,5	0,5	0,25	0,10	0,09					
reburning	50	0,2	0,1	0,10	0,09	0,08										
SNCR	55	0,3	0,1	0,06	0,02	0,01	0,2	0,1	0,05	0,03	0,03	0,2	0,1	0,05	0,03	0,03
lage NO _x + rookgasrecirc ulatie	58						0,5	0,3	0,30	0,15	0,09					
reburning + lage NO _x brander	70						0,6	0,5	0,35	0,20	0,15					
lage NO _x brander + SNCR	73											0,6	0,5	0,30	0,13	0,10
lage NO _x brander + overfire air + SNCR	76	0,2	0,6	0,30	0,15	0,10	0,6	0,4	0,30	0,2	0,10					
lage NO _x + rookgasrecirc ulatie + SNCR	81						0,6	0,6	0,30	0,20	0,10					
SCR	85	7,0	2,3	1,00	0,40	0,20	0,7	0,2	1,00	0,40	0,30	7	2	1,0	0,40	0,30
lage NO _x brander + SCR	91	8,0	2,3	1,20	0,50	0,40										
lage NO _x brander + overfire air + SCR	92	9,0	3,0	1,20	0,50	0,40										

4.1.1.2 SO₂

SO₂ wordt geëmitteerd door fossiele brandstoffen door oxidatie van de zwavel aanwezig in de brandstof. De gebruikte rookgasontzwavelingstechnieken worden in onderstaande figuur samengevat.

	Primaire maatregel	Gebruik laag S brandstof
SO ₂ emissiereductietechnieken		Kalk/kalksteen wassing
		Ammonia wassers
	Secundaire maatregelen	Dual alkali wassers
		Sproeidroogwassers
		Droog sorbent injectie
		Wellman-Lord

Figuur 4.8: Een overzicht van de gebruikte rookgasontzwavelingstechnieken bij stookinstallaties (Belconsulting, 2001)

Controle van SO₂ emissies kan dus worden verwezenlijkt door 2 methoden :

- gebruik van laag-zwavelige brandstof (primaire maatregel);
- rookgasontzwaveling (secundaire maatregelen)

Het gebruik van laag-zwavelige brandstof kan significante verbeteringen teweeg brengen voor de emissies van SO₂. Aangezien het gebruik van een dergelijke brandstof de vorming van SO₂ vermindert, moeten inspanningen gebeuren om het zwavelgehalte van de brandstof te minimaliseren. Economische factoren spelen een beslissende rol bij de selectie van de brandstof en daarom moet meestal een balans gemaakt worden tussen kosten en emissies. Meer uitleg over het overschakelen naar een laag zwavelige brandstof wordt gegeven onder 4.1.1.3 Gecombineerde SO₂/NO_x reductietechnieken.

Secundaire maatregelen

Voor SO₂ zijn een aantal secundaire maatregelen bruikbaar (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001 en Belconsulting, 2001), nl.:

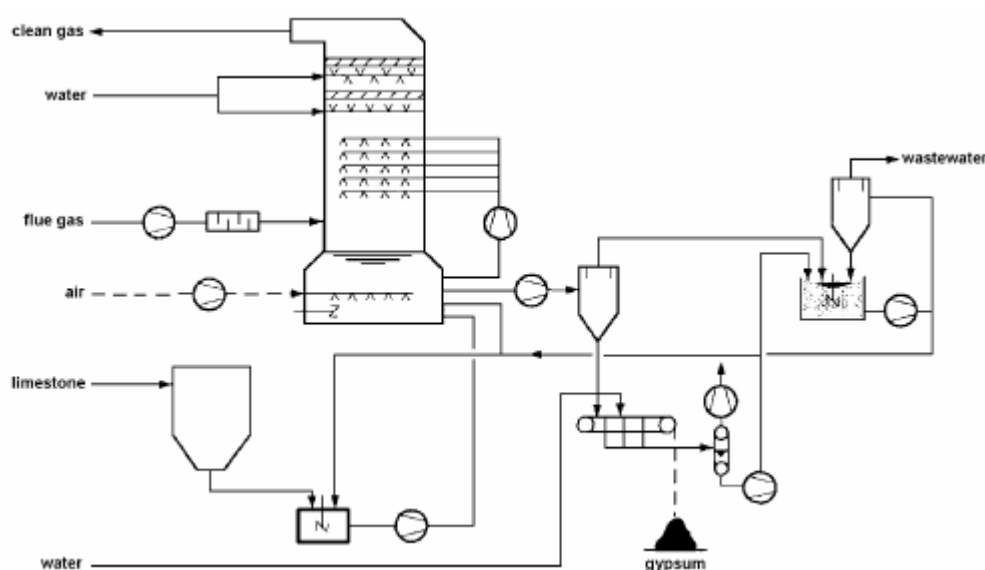
Natte rookgasontzwaveling

Natte wassers, en voornamelijk de kalksteen-gips processen zijn de voornaamste rookgasontzwavelingstechnologieën welke worden toegepast op stookinstallaties.

Dit is te wijten aan de hoge SO₂ verwijderingsefficiëntie, de hoge betrouwbaarheid en de lage operationele kosten die hierbij gepaard gaan. Kalksteen is een algemeen gebruikt sorbent omdat het beschikbaar is in grote hoeveelheden in verschillende landen en het goedkoper in werking is als andere absorptiemiddelen. De bijproducten zijn ofwel gips of een mengsel van calciumsulfaat/sulfiet, afhankelijk van de oxidatietoestand. Daar het gips verkocht kan worden, beperkt het zo de totale operationele kosten.

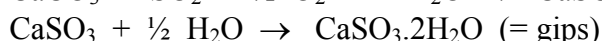
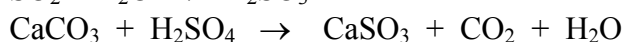
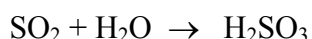
Kalk / kalksteen scrubbers:

Het kalk/kalksteenproces is, zoals al eerder vermeld, het meest gebruikte rookgasontzwavelingssysteem. Onderstaande figuur geeft een schematisch overzicht van een nat kalk/kalksteen ontzwavelingssysteem. Kalksteen wordt meestal gebruikt daar het in grote hoeveelheden verkrijgbaar is en 3 tot 4 maal goedkoper is dan andere reagentia. Kalk werd in de oudere installaties gebruikt voor zijn betere reactiviteit met SO₂. Kalk is vervangen door kalksteen om de hoge kosten van het calcineren van de kalksteen, welke zeer energie intensief is, te vermijden. Met kalksteen is immers eenzelfde SO₂ verwijdering mogelijk als met kalk.



Figuur 4.9: Schematisch overzicht van een kalk/kalksteen wasser (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

Rookgas dat de ontzwaveling verlaat, passeert meestal eerst een warmtewisselaar voordat het de ontzwavelingsinstallatie binnenkomt, waar het SO₂ wordt verwijderd door direct contact met een waterige suspensie van fijne kalksteen. De reactieproducten worden uit de absorber verwijderd en naar een ontwatering gestuurd. In de kalksteenwassers treden volgende reacties op:



Ammonia scrubbers:

Dit proces gebruikt ammonia (ammoniak in waterige oplossing). De oplossing wordt gerecirculeerd en water en/of NH_3 wordt toegevoegd. Een spui van de recirculatie loop wordt geoxideerd met lucht en wordt naar een kristalliseereenheid geleid om de geabsorbeerde SO_2 te verwijderen onder de vorm van ammoniumsulfaatkristallen. De waterige oplossing wordt gerecirculeerd.

Dual alkali scrubber:

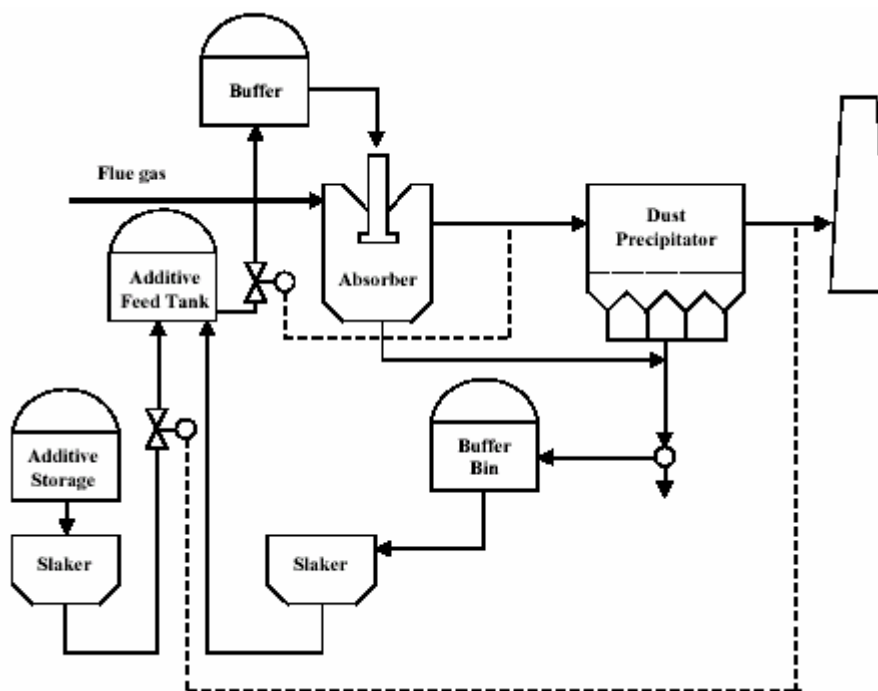
Een dual alkali natte wasser is een indirect kalk/kalksteen ontzwavelingsproces dat SO_2 uit de rookgassen verwijdt d.m.v. een natriumsulfiet oplossing (natrium hydroxide wordt gebruikt als make-up).

Het scrubber effluent wordt behandeld met kalk of kalksteen buiten de scrubber om calciumsulfiet/sulfaat deeltjes te laten precipiteren waarbij de wasvloeistof opnieuw wordt gegenereerd. De wasvloeistof wordt gerecirculeerd naar de absorptietoren en de calciumsulfiet/sulfaat slurry kan worden “gefixeerd” (= ontwaterd) voor afvoeren naar een stort en/of worden geoxideerd om een droog gips product te verkrijgen.

Door de absorptiestap en de (gips)productiestap van elkaar te scheiden is er het voordeel dat het rookgas kan worden gewassen met een meer geconcentreerd vloeibaar alkalisch toevoegproduct. Dit laat toe dat er lagere vloeistof/gas ratios gebruikt worden in de natte wasser, waardoor de installatie kleiner (en goedkoper) wordt. Bovendien wordt zo de hoeveelheid calcium (oplosbaar en/of onder de vorm van een slurry) in de natte wasser geminimaliseerd, wat het gevaar op (kalk)afzettingen in de wasser vermindert.

Alkalische wasvloeistof in droogtoren of half natte rookgasontzwaveling:

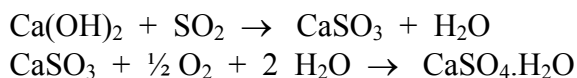
De sproeidroogwassers worden, na de natte kalk/kalksteenwassers, het meest toegepast. Sproeidroogwassers worden over het algemeen gekarakteriseerd door een lage investeringskost maar een hogere operationele kost dan de natte wassers. Sproeidroogwassers worden toegepast op stookinstallaties met klein tot middelgroot vermogen op steenkool. De rest is meestal een mengsel van calciumsulfiet, calciumsulfaat en vliegash, welke minder interessant zijn voor verkoop.



Figuur 4.10: Overzicht van een sproeidroogwasser (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

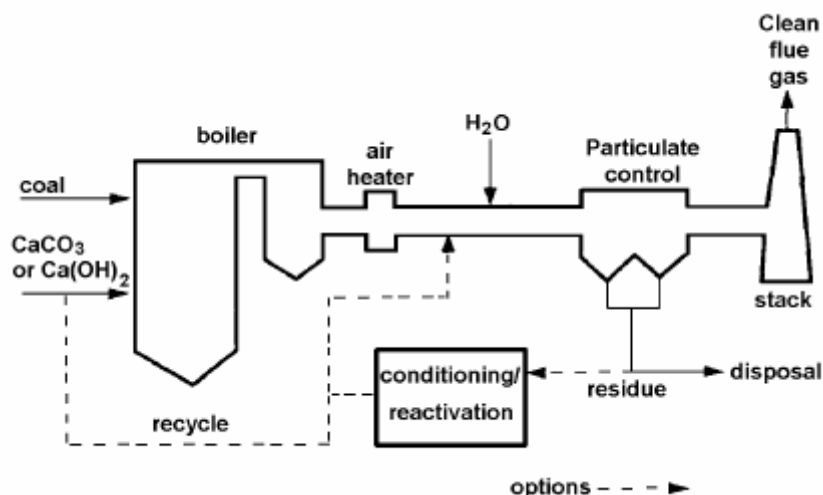
Het sorbent voor SO₂ absorptie is gewoonlijk kalk of calciumoxide. De kalk wordt gemengd met een overmaat water of wordt geblust om kalkslib te produceren, wat kalkmelk wordt genoemd. Deze kalkmelk wordt dan als een wolk van fijne druppels in de sproeiabsorber gebracht, waar SO₂ wordt verwijderd uit de rookgassen. Het water verdampt door de warmte van rookgassen en het SO₂ en andere zure gassen zoals SO₃ en HCl reageren simultaan met kalk om zo calciumsulfaat/sulfaat en calciumchloride te vormen. Afvalwaterbehandeling is niet nodig daar bij dit proces het water verdampt in de sproeidroogtoren.

De volgende reactie zorgt voor de SO₂ verwijdering:



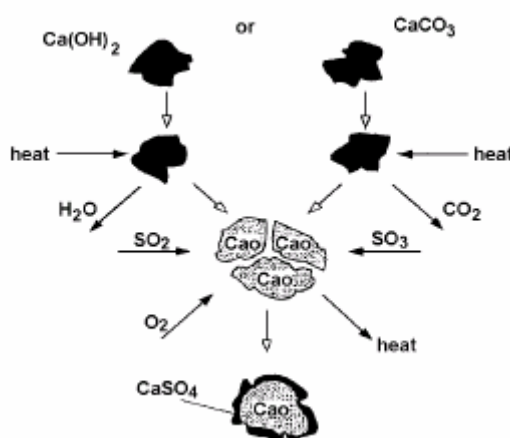
Droog sorbent injectie

Droog sorbent injectie betekent dat er een directe injectie van droog sorbent in de rookgassen van de ketel plaatsvindt. Typische sorbenten zijn gemalen kalksteen (CaCO₃), natte kalk (Ca(OH)₂) en dolomiet (CaCO₃·MgCO₃). In de ketel resulteert de toevoeging van de warmte in de calcinatie van het sorbent. Hierdoor worden reactieve CaO partikels geproduceerd. Het oppervlak van deze partikels reageert met SO₂ in de rookgassen en vormt CaSO₃ (calciumsulfaat) en CaSO₄ (calciumsulfaat). Deze reactieproducten worden dan afgevangen met het vliegashuis door de stoffilters, meestal een ESP (elektrostatische precipitatie) of doekfilter.

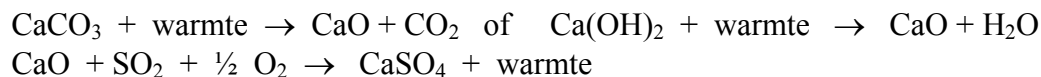


Figuur 4.11: droog sorbent injectie (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)

De SO₂ verwijdering gebeurt in 2 opeenvolgende stappen zoals in onderstaande figuur is weergegeven.



Figuur 4.12: SO₂ verwijderingsreacties bij droog sorbent injectie (Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, maart 2001)



De kritische temperatuursrange van de kalksteenreactie in de ketel is 980-1230°C. Ongeveer 50% SO₂ verwijdering kan behaald worden bij een molaire Ca/S ratio van 2-4, als de kalksteen onder optimale omstandigheden in de ketel geïnjecteerd wordt. Toevoeging van dit droog sorbent zorgt ook voor de verwijdering van SO₃, chloriden en fluoriden uit de rookgassen.

Regeneratieve technieken

Wellman-Lord proces:

Het Wellman-Lord proces is het voornaamste regeneratief rookgasontzwavelingsproces. Het wordt vooral toegepast op industriële ketels en elektriciteitscentrales op kolen of stookolie. Dit proces is gebaseerd op het natriumsulfiet/bisulfiet evenwicht. De rookgassen passeren eerst een voorwasserunit welke de rookgassen bevochtigt, afkoelt en stofdeeltjes uitwast. De volgende reactie treedt op in de absorber:



Het grootste deel van deze natriumbisulfiet oplossing wordt thermisch behandeld in een verdamper om een geconcentreerde SO₂-stroom en de originele natrium sulfiet oplossing te produceren. De geconcentreerde SO₂-stroom kan verder worden behandeld en omgevormd tot elementair zwavel, zwavelzuur of SO₂, terwijl het geregenereerde natriumsulfiet kan worden gerecycleerd naar de absorber.

Vergelijking SO₂ reductietechnieken

Het uitrusten van bestaande stookinstallaties met de hierboven beschreven SO₂-reductietechnieken wordt voor alle vermogenscategorieën en brandstoffen, behalve voor aardgas, als doenbaar beschouwd.

Nadere informatie betreffende de toepassing van deze SO₂ emissiereducerende technieken is terug te vinden in de technische fiches (zie bijlage 2). Voor de BBT-evaluatie (zie hoofdstuk 5) zijn vooral de kostprijzen en de realiseerbare emissievracht-reducties van belang. In bijlage 3 is een inschatting gedaan van deze getallen voor alle brandstof/vermogen/techniekcombinaties. Bij wijze van samenvatting is in tabel 4.4 een aanduiding gegeven van de kosteneffectiviteit bij 8000 bedrijfsuren per jaar. De kosteneffectiviteit is de kost in euro om 1 kg SO₂ te kunnen reduceren. In tabel 4.5 is de relatieve kost t.o.v. het opgewekt elektrisch vermogen (eurocent per eenheid geleverde kWh_e) samengevat. Voor de volledige informatie en de niet-afgeronde getallen wordt verwezen naar de tabellen in bijlage.

Tabel 4.4: Geschatte SO₂-reductiekost (euro) per kg SO₂ gereduceerd bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op zware stookolie of met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op lichte stookolie met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
		10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
droog sorbent injectie	60	0,9	1,0	1,0	1,3	1,6	1,0	1,0	1,0	1,6	2,3	6	6	5	9	12
half nat (of droog sproeitoren)	85	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	5	6	5	5	6
natte wassing ammonia	90	0,7	0,9	0,8	0,7	0,8	1,3	1,3	1,2	1,0	1,2	7	7	6	6	7
natte wassing kalk/kalksteen	92	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	1,2	1,0	1,0	0,8	0,9	7	6	5	5	5
natte wassing dual alkali	92	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	1,2	0,9	0,8	0,9	1,0	7	5	5	5	6
regeneratief Wellman Lord	92	1,0	0,8	0,8	0,8	0,9	1,5	1,1	1,0	1,2	1,4	8	6	6	6	8

Tabel 4.5: Geschatte SO₂-reductiekost (eurocent) per geleverde kWh_e bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op zware stookolie met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op lichte stookolie met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
		10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
droog sorbent injectie	60	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7	0,3	0,3	0,30	0,40	0,60	0,3	0,3	0,30	0,40	0,60
half nat (of droog sproeitoren)	85	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,30	0,40	0,40	0,4	0,4	0,30	0,40	0,40
natte wassing ammonia	90	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,45	0,40	0,50	0,5	0,5	0,45	0,40	0,50
natte wassing kalk/kalksteen	92	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,40	0,35	0,40	0,5	0,4	0,40	0,35	0,40
natte wassing dual alkali	92	0,6	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,30	0,40	0,45	0,5	0,4	0,30	0,40	0,45
regeneratief Wellman Lord	92	0,7	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,40	0,50	0,60	0,6	0,5	0,40	0,50	0,60

4.1.1.3 Gecombineerde SO_x/NO_x reductietechnieken

Primaire maatregelen

Fuel switch

Om lagere emissies te bekomen is het overschakelen op een andere, meestal laag zwavelige brandstof (fuel switch) een maatregel die men niet over het hoofd mag zien. Fuel switch kent nu al veel toepassingen. Het wordt echter eerder vanuit economische overwegingen gekozen, nl. het inzetten van de goedkoopste brandstof. Grotere installaties zijn dan ook in staat verschillende brandstoffen in één ketel te stoken.

De investeringskosten die bij deze overgang gepaard kunnen gaan zijn:

- het plaatsen van nieuwe branders en/of ketel waarin de laag zwavelige brandstof kan gestookt worden;
- bij overschakelen op aardgas komen hierbij nog de kosten van het aanleggen van de gasstraat.

De meerkost in operationele kosten zal hoofdzakelijk bepaald worden door het verschil in brandstofprijs tussen de verschillende brandstofsoorten. Volgende brandstofprijzen werden gebruikt voor de berekening van de operationele kost:

Tabel 4.6: Veronderstelde energieprijzen voor diverse brandstoffen (Vito 2002)

Brandstof	Energieprijs (euro/GJ)
Gas – gemiddelde prijs	3,50
Steenkool 1,0 % S	1,86
Steenkool 0,5 % S	2,00
Zware stookolie 1,0 % S	4,50
Zware stookolie 0,5 % S	4,60
Lichte stookolie 0,2 % S	4,65

In onderstaande tabellen wordt een overzicht gegeven van de reductiepercentages, de mogelijke emissievrachten en de kosteneffectiviteit (= meerkost op brandstofkosten/ton SO_2 verwijderd) bij het overschakelen op een laag zwavelige brandstof.

Tabel 4.7: Geschatte SO₂-reductiekosten bij overschakelen naar laag S brandstof bij bestaande stookinstallaties op vaste brandstof³

Maatregel	Emissiereductie %		Geschatte emissie (mg/Nm ³)		Operationele meerkost in euro/ton SO ₂ verwijderd	Operationele kost in euro/kWh _e
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂		
Overschakelen op laag S kolen 0,5% S	-	50	1300 - 800	1050	351	0,001
Overschakelen op laag S vloeibare brandstof (bij 3% O ₂) 0,2 %S	50	87	700 - 500	334	3998	0,03
Overschakelen op aardgas (bij 3% O ₂)	65	99	600 - 300	25	2072	0,015

Tabel 4.8: Geschatte SO₂-reductiekosten bij overschakelen naar laag S brandstof bij bestaande stookinstallaties op vloeibare brandstof³

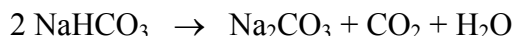
Maatregel	Emissiereductie%		Geschatte emissie (mg/Nm ³)		Operationele meerkost in euro/ton SO ₂ verwijderd	Operationele kost in euro/kWh _e
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂		
Overschakelen op laag S vloeibare brandstof 0,5% S	-	50	700 - 500	834	400	0,0009
Overschakelen op laag S vloeibare brandstof 0,2% S	-	80	700 - 500	334	375	0,001
Overschakelen op aardgas	15 - 40	99	600 - 300	17	-	0

Indien men overschakelt op een laag S-brandstof kunnen nog steeds secundaire maatregelen worden getroffen om de SO₂ emissies te beperken. Nadere informatie betreffende de toepassing van deze SO₂ emissiereducerende technieken bij toepassing van laag zwavelige brandstof, vb. 0,5 % S, is terug te vinden in bijlage 3.

Secundaire gecombineerde SO₂/NO_x maatregelen

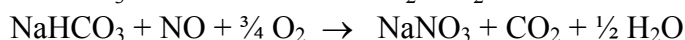
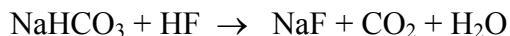
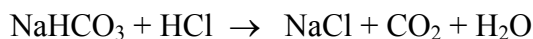
Gecombineerde SO₂/NO_x verwijderingstechnieken zijn ontwikkeld met het doel de conventionele SCR/ ontzwavelingsprocessen te vervangen. Elk van deze technieken maakt gebruik van een unieke chemische reactie om SO₂ en NO_x simultaan te verwijderen. De ontwikkeling van deze technieken is versterkt door een groot probleem dat optrad bij de conventionele SCR installatie die gevolgd werd door een ontzwavelingsinstallatie, namelijk de oxidatie van SO₂ in de SCR reactor. Meestal wordt 0,2 %-2 % van het SO₂ geoxideerd tot SO₃. Dit heeft verschillende gevolgen voor het rookgasreinigingssysteem. SO₃ verhoogt bijvoorbeeld de afzetting en de corrosie van de luchtvoorverwarmer en de warmtewisselaar (Belconsulting, 2001).

³ Indien enkel de operationele kost wordt in rekening gebracht, heeft het aantal werkingsuren, noch het vermogen van de installatie een invloed op de uiteindelijke kostenefficiëntie van de maatregel



Het Na_2CO_3 reageert dan met SO_2 en SO_3 ter vorming van Na_2SO_4 .

Daarnaast reageert het natriumbicarbonaat nog met de andere polluenten aanwezig in de rookgasstroom :



De deeltjes die ontstaan worden dan uit de rookgasstroom gefilterd.

Deze techniek leidt tot een reductie van 90% SO_2 en 45% NO_x .

Vergelijking secundaire gecombineerde SO_2/NO_x reductietechnieken

Het uitrusten van bestaande stookinstallaties met de hierboven beschreven gecombineerde SO_2/NO_x reductietechnieken wordt voor alle vermogenscategorieën en brandstoffen, behalve voor aardgas, als doenbaar beschouwd.

Nadere informatie betreffende de toepassing van deze gecombineerde emissiereducerende technieken is terug te vinden in de technische fiches (zie bijlage 2). Voor de BBT-evaluatie (zie hoofdstuk 5) zijn vooral de kostprijzen en de realiseerbare emissievracht-reducties van belang. In bijlage 3 is een inschatting gedaan van deze getallen voor alle brandstof/vermogen/techniekcombinaties. Bij wijze van samenvatting is in tabel 4.9 en 4.11 een aanduiding gegeven van de kosteneffectiviteit bij 8000 bedrijfsuren per jaar. De kosteneffectiviteit is de kost in euro om 1 kg NO_x te kunnen reduceren. In tabel 4.10 en 4.12 is de relatieve kost t.o.v. het opgewekt elektrisch vermogen (eurocent per eenheid geleverde kWh_e) samengevat. Hierbij werd telkens de volledige kost toegerekend aan één polluent. Voor de volledige informatie en de niet-afgeronde getallen wordt verwezen naar de tabellen in bijlage.

Tabel 4.9: Geschatte reductiekost (euro) per kg polluent verwijderd bij installaties op vaste brandstof bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %		Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:									
	NO_x	SO_2	NO_x reductiekost					SO_2 reductiekost				
			10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
Aktief kool	60	95	18	7	3	3	3	4	1,6	1,4	1,0	1,0
Alkali injectie	45	90	3	1	2	2	2	0,6	0,2	0,6	0,5	0,5
deSONO x-WSA-SNOx	95	85	8	3	2	2	1,5	3	1,3	1,7	1,0	1,0

Tabel 4.10: Geschatte reductiekost (eurocent) per eenheid geleverde kWh_e bij installaties op vaste brandstof bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %		Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:									
	NO _x	SO ₂	NO _x reductiekost					SO ₂ reductiekost				
			10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
Aktief kool	60	95	3,0	1,0	0,7	0,7	0,7	3,0	1,0	0,7	0,7	0,7
Alkali injectie	45	90	0,4	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,1	0,3	0,3	0,3
deSONO x-WSA-SNOx	95	85	2,0	0,8	0,8	0,6	0,6	2,0	0,8	0,8	0,6	0,6

Tabel 4.11: Geschatte reductiekost (euro) per kg pollutant verwijderd bij installaties op vloeibare brandstof bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %		Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:									
	NO _x	SO ₂	NO _x reductiekost					SO ₂ reductiekost				
			10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
Aktief kool	60	95	36	14	6	6	6	7	2,6	1,6	1,6	1,6
Alkali injectie	45	90	6	2	4	4	4	0,9	0,4	0,8	0,8	0,8
deSONO x-WSA-SNOx	95	85	16	6	5	3	3	6	2,0	2,0	1,6	1,6

Tabel 4.12: Geschatte reductiekost (eurocent) per eenheid geleverde kWh_e bij installaties op vloeibare brandstof bij 8000 bedrijfsuren per jaar

Milieu-vriendelijke techniek	Emissie-reductie %		Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:									
	NO _x	SO ₂	NO _x reductiekost					SO ₂ reductiekost				
			10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
Aktief kool	60	95	3,0	1,0	0,7	0,7	0,7	3,0	1,0	0,7	0,7	0,7
Alkali injectie	45	90	0,4	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,1	0,3	0,3	0,3
deSONO x-WSA-SNOx	95	85	2,0	0,8	0,8	0,6	0,6	2,0	0,8	0,8	0,8	0,6

4.1.2 Emissiereducerende maatregelen voor NO_x en SO₂ voor nieuwe⁴ stookinstallaties

Bij de ontwikkeling van nieuwe brandertechnieken zijn de belangrijkste doelstellingen van ingenieurs en technici: de verbranding met een lage uitstoot van schadelijke stoffen, een optimaal energieverbruik, de betrouwbaarheid en de realisatie van eenvoudige en goedkope oplossingen. Bij warmtetechnische en industriële stookinstallaties bepalen milieufactoren doorslaggevend de markt. Tien jaar geleden stond een laag brandstofverbruik nog voorop, maar vandaag komt het erop aan om de uitstoot van schadelijke stoffen te beperken. Daarbij streeft men naar oplossingen met als voornaamste kenmerken: een laag verbruik van elektrische hulpenergie, een eenvoudige installatie en een betrouwbare werking. Voor de verbranding met een lage uitstoot van schadelijke stoffen ligt de nadruk op de verlaging van de stikstofoxideconcentraties in de verbrandingsgassen. Verbranding van brandstoffen veroorzaakt normaal bij een lage luchtvermaat hoge temperaturen die tot een sterke NO_x-vorming leiden. Zonder bijkomende maatregelen om de hoge temperaturen te verlagen, zijn de vereiste waarden niet haalbaar (zie eveneens punt 4.1.7 Maatregelen ter verhoging van de energie-efficiëntie).

4.1.2.1 NO_x

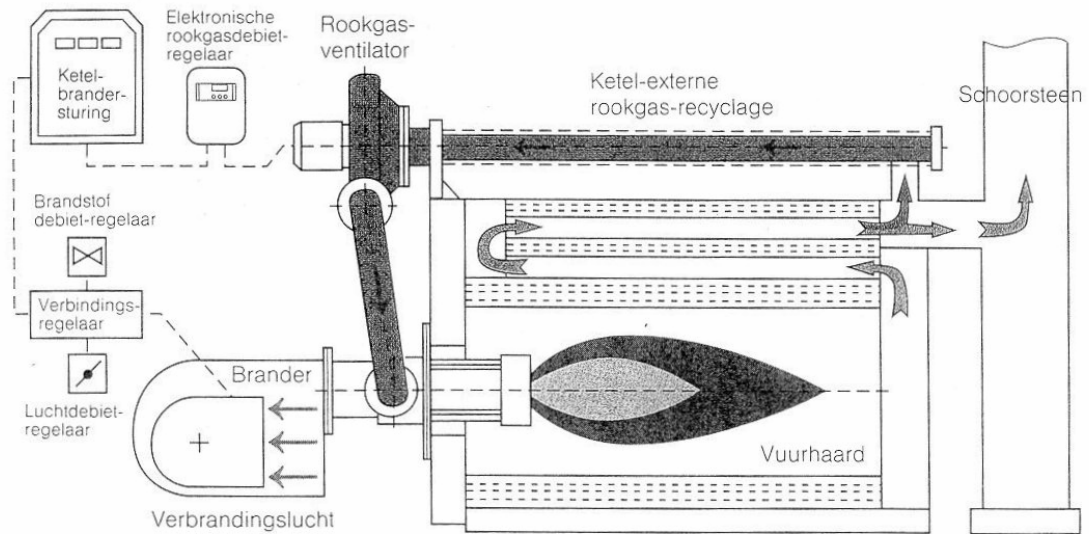
Primaire maatregelen

Nieuwe stookinstallaties zijn reeds uitgerust met lage NO_x branders en kunnen zo lage emissies behalen, althans voor kleine stookinstallaties (in dit geval < 300 MW_{th}). Op het gebied van lage NO_x branders zijn heel wat principes terug te vinden:

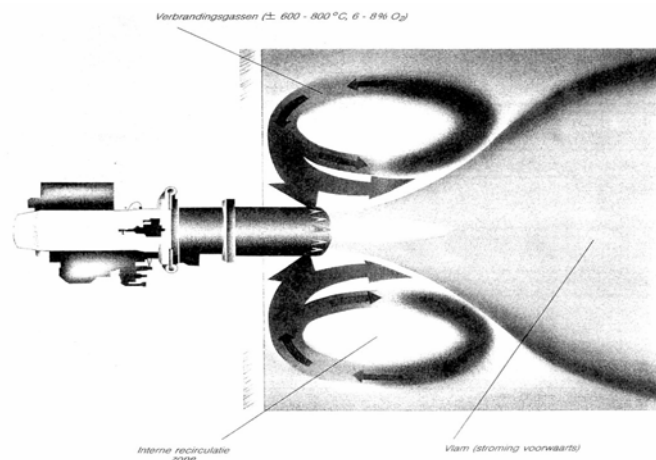
- het opnieuw aanzuigen van verbrandingsgassen door aërodynamische maatregelen in de branderkop of door stoominjectie;
- het terugvoeren van verbrandingsgassen door externe recirculatieventilatoren, op deze manier wordt de tijd verminderd dat de verbrandingsgassen zich in de heetste zone bevinden, wat de vorming van NO_x beperkt.
- interne rookgasrecirculatie van de verbrandingsgassen in de vuurhaard door het gericht inbrengen van verbrandingslucht aan de brandermond;
- combinatie van interne rookgasrecirculatie en getrapte verbranding;
- aanpassingen aan branderconfiguratie om vlamhoogte te beperken en zo ook de NO_x emissies.

⁴ nieuwe = installaties die momenteel aangekocht kunnen worden

LOW-NO_x-monoblokbrander voor stookolie EL en gas
 Aktieve ketel-externe rookgas-recyclage met rookgas-ventilator



Figuur 4.13: Schema lage NO_x brander met externe rookgasrecirculatie (Elco-Klöckner 2002)



Figuur 4.14: Werking interne rookgasrecirculatie (Elco-Klöckner 2002)

Voor externe recirculatie van de verbrandingsgassen zijn er nog bijkomende maatregelen aan de brander of in de vuurhaard nodig zijn, deze brengen hogere investeringen en verhoogde exploitatie- en onderhoudskosten met zich mee. Gebruikers en exploitanten van verbrandingsinstallaties verlangen evenwel branders met een lagere emissie van schadelijke stoffen zonder belangrijke ingrepen in de vuurhaard of zonder een externe rookgasventilator. Daarom richten nieuwe ontwikkelingen zich op andere oplossingen, met de nadruk op de versterking van de recirculatie in de vuurhaard om zo de NO_x-waarden onder het vereiste niveau te brengen. Door doelgericht inzetten van de terugstroming in de vuurhaard, door de verdamping van de vloeibare brandstoffen en in het bijzonder door de

intensieve mengeling met recirculerende verbrandingsgassen in de brandstofluchtstroom worden aanzienlijke reducties van NO_x-emissies bereikt.

Investeringskosten

Het kostenplaatje voor een niet lage NO_x brander ligt jaarlijks niet veel lager. De brandstofkosten zijn immers gelijk en de investering ligt ongeveer 2.500 euro lager. Gespreid over 20 jaar zal de jaarlijkse kostprijs maar 200 euro lager liggen.

Voor een branderprijsverschil van ongeveer 200 euro/jaar (huidige nieuwe conventionele brander tegenover een lage NO_x brander) kan men een vermindering van 20 mg NO_x per kWh_{th} realiseren. Voor een installatie van 400 kW_{th}, welke bij 2000 werkingsuren ongeveer 720.000 kWh_{th} per jaar kan leveren (bij η=90%), betekent dit dus ongeveer 14.400.000 mg NO_x of 14 kg NO_x per jaar minder. Voor een installatie van 30 MW_{th} betekent dit al een vermindering van 1 ton NO_x per jaar.

*Tabel 4.13: Investeringskosten van een lage NO_x installatie(400kW_{th})
(afgeronde waarden) (Buderus, 2001)*

Investerings-omvang	L
Ketel en regeling	12.000 euro
Gas-ventilatorbrander	4.500 euro
rookgasafvoer	3.000 euro
Som van de investeringskosten	19.500 euro

Kapitaalterugvloeiing

*Tabel 4.14: Totale kosten van een lage NO_x installatie (400kW_{th})
(afgeronde waarden) (Buderus, 2001)*

Kostenaard	Lage NO _x installatie
Investeringskosten	19.500 euro
Kapitaalgebonden kosten	2.000 euro/jaar
Brandstofkosten	24.000 euro/jaar
Totale kosten	26.000 euro/jaar

Secundaire maatregelen

Grote stookinstallaties, vnl. > 300 MW_{th}, zetten naast de lage NO_x branders ook nog end-of-pipe technieken in, vnl. SCR, om tot emissies van <100 mg NO_x/Nm³ te komen. Kostprijs van deze SCR installatie zal bij nieuwe installaties ongeveer 30% minder zijn t.o.v. de kostprijs bij retrofitting (Rentz et al., 1999).

Emissies

Over het algemeen kunnen we stellen dat volgende emissieconcentraties haalbaar zijn met deze nieuwe brandertechnieken:

Tabel 4.15: Overzicht van de haalbare NO_x emissiewaarden (mg/Nm³) door gebruik van nieuwe stookinstallaties (Buderus 2001, Elco Klöckner en draft Bref LCP 2001)

Vermogen installaties	Steenkool (in mg/Nm ³ bij 6 % O ₂)	Stookolie O ₂)	Aardgas (in mg/Nm ³ bij 3 % O ₂)
tot 2 MW _{th}	-	85-95	69 - 76
tot 50 MW _{th}	-	145-150	51-94
≥ 50 MW _{th}	< 350 : met toepassing lage NO _x branders 90 : indien ook SCR wordt nageschakeld	90 : met toepassing van lage NO _x branders en SCR	<80 : met stoominjectie in verbrandingskamer

4.1.2.2 SO₂

Wat SO₂ emissies betreft, worden dezelfde secundaire reductietechnieken gebruikt als bij bestaande installaties, vnl. natte kalkwassers. Kostprijzen van deze end-of-pipe technieken liggen, volgens Rentz et al., ongeveer 30% lager dan voor retrofitting van bestaande installaties.

4.1.3 Andere lucht-emissiereducerende maatregelen

4.1.3.1 Stof

Secundaire maatregelen

Stofafscheidingstechnieken zijn een rijpe technologie met bewezen betrouwbaarheid. De stofafscheidingstechnieken kunnen opgedeeld worden in 4 soorten (bron Belconsulting 2001). Stoffilters worden momenteel enkel toegepast op kolengestookte ketels. De emissie bij gebruik van stookolie ligt immers in de ordegrrootte van die van een steenkoolinstallaties uitgerust met een elektrofilter .

Cycloon:

Cyclonen zijn een extreem simpele techniek en zijn relatief goedkoop wat investerings- en operationele kosten betreft. De kost bedraagt circa 1 euro per kW_{th} aan investeringskost en 1 euro/ton pollutant verwijderd (op basis van vaste brandstof) wat de operationele kost betreft. Het rendement van stofafscheiding is sterk afhankelijk van de massa- en deeltjesgrootteverdeling, haalbare reductie is zo'n 75 à 90%. De zwaardere en/of grovere deeltjes scheiden zich gemakkelijker af dan de lichte en/of kleine deeltjes.

Elektrofilter:

De elektrofilter gebruikt een elektrostatisch veld om deeltjes “op te laden” en daarna af te scheiden uit de gasstroom. Het proces bestaat uit drie delen:

- Opladen van de deeltjes: de deeltjes worden doorheen een geïoniseerd elektronegatief veld gestuurd en krijgen zo een elektrostatische lading

- Neerslaan van de deeltjes: door de creatie van een elektromagnetisch veld migreren de geladen deeltjes naar een verzamelelektrode/plaat.
- Afscheiden van de deeltjes: door afkloppen of -blazen van de verzamelelektrode/plaat, waarbij er zorg dient gedragen te worden dat zo weinig mogelijk deeltjes opnieuw met de gasstroom worden meegesleurd.

De efficiëntie is optimaal bij een temperatuur tussen 120 en 180 °C (afhankelijk van de brandstof). Hoge temperatuur elektrofilters werken boven 300 °C. Reducties van meer dan 99% zijn mogelijk met bijkomende injectie van SO₃, maar deze techniek wordt in Europa over het algemeen niet veel meer toegepast.

De investeringskost voor deze filter bedraagt circa 25 euro per kW_{th} met een operationele kost van 17 euro per ton stof verwijderd (op basis van gebruik van vaste brandstof). Deze filter wordt in Vlaanderen toegepast op de kolengestookte ketels groter dan 100 MW_{th}, maar deze techniek is ook bruikbaar op oliegestookte installaties. Voor nieuwe installaties zijn hiermee stofemissies lager dan 10 mg/Nm³ reeds opgemeten (draft BREF LCP, 2001).

Mouwenfilter:

Mouwenfilters gebruiken een combinatie van directe onderschepping, inertie, diffusie, elektrostatische effecten en sedimentatie. Het zijn hoog-efficiënte eenheden, geschikt om zeer kleine deeltjes af te scheiden bij zeer hoge belasting. Reducties van meer dan 99% zijn mogelijk. Mouwenfilters zijn het meest gebruikte alternatief voor elektrofilters omwille van hun gemak in installatie en hun kostprijs. Investeringskost bij implementatie van deze techniek is 22 euro per kW_{th} en de operationele kosten hieraan verbonden komen samen op gemiddeld 21 euro per ton stof verwijderd. Voor nieuwe installaties zijn hiermee stofemissies lager dan 20 mg/Nm³ haalbaar (ERM, 1996 en draft BREF LCP, 2001). Deze techniek is eerder van toepassing voor installaties kleiner dan 100 MW_{th} op vaste brandstoffen.

Vliegast wordt tegengehouden door het filterdoek en er bouwt zich een filterkoek op. Deze filterkoek maakt deel uit van het filterend medium waardoor de mouwenfilter meer en meer kleinere deeltjes vangt.

De opbouw van de filterkoek wordt gestopt indien de drukval over de filter te hoog wordt. Het filterdoek wordt (gedeeltelijk) gereinigd d.m.v. perslucht, mechanisch of door terugstroom van het rookgas. Het afgevangen stof valt onderin de kamer en wordt afgevoerd.

Naast de verwijdering van stof, kan het doekfilter worden gecombineerd met de injectie van bvb. kalk voor de verwijdering van de zure componenten uit de rookgassen en/of met actief kool voor de adsorptie van dioxines. Dit kunnen bijkomende argumenten zijn om voor een mouwenfilter te opteren.

Venturi scrubber:

Het rookgas en de wasvloeistof worden in de venturi gebracht, waar het water atomizeert. De nog kleinere stofdeeltjes worden “gevangen” in deze (trager bewegende) druppels, waardoor ze makkelijker afgescheiden worden dan met puur mechanische methoden. In het divergerend gedeelte van de venturi vindt de scheiding gas – vloeistof plaats.

De efficiëntie van deze techniek hangt af van de deeltjesgrootte verdeling in het rookgas. De efficiëntie daalt als de deeltjesgrootte daalt. Reducties van 90 tot 95 % zijn haalbaar. De

investering hieraan verbonden is ongeveer 5 euro per kW_{th} (exclusief de ontwateringsinstallatie) en de operationele kosten bedragen 16 euro per ton stof verwijderd. Het ligt voor de hand dat deze natte wassers vaak worden gecombineerd met SO_2 verwijderingstechnieken. Hierbij wordt gebruik gemaakt van de natuurlijke alkaliniteit van het vlieggas terwijl een toevoeging van kalk/kalksteen bijkomende afscheiding voor SO_2 garandeert.

Hoeveelheid en karakteristieken van het vlieggas en deeltjesgrootte verdeling hangen af van de soort brandstof, de concentratie minerale stoffen in de brandstof, het verbrandingssysteem en de werkingsvoorwaarden voor de ketel. Zo zorgt een hogere verbrandingstemperatuur voor een “samenkoeking” van vlieggas. Hierdoor vergroot de verwijderingsefficiëntie en vermindert de meesleuring van stofdeeltjes in de rookgasstroom, maar zal de NO_x vorming wel verhogen.

Vergelijking stof reductietechnieken

In onderstaande tabel wordt er een overzicht gegeven van de emissiereductiepercentages (theoretische rendementen uit Belconsulting, 2001), de mogelijke emissieniveau's en de daarmee gepaard gaande totale kosten van de meest gebruikte stofreducerende maatregelen (ERM, 1996).

Tabel 4.16: Geschatte stofreductiekosten van aanpassingen aan bestaande grote stookinstallaties op vaste of vloeibare brandstof (ERM, 1996)

	Emissie-reductie %	Emissieconc. (mg/Nm^3)	Investeringskost (euro/ kW_{th})	Kost in euro/ton stof verwijderd
geen		3000		
Doekfilter	> 99	< 30	20-25	200-400
Elektrostatische filter	> 99	< 30	25-40	200-400

Naast de bovenstaande maatregelen hebben ook enkele andere maatregelen, zoals natte wassing met kalk, een invloed op de stofemissies. Er werden hierbij echter geen waarden van orde grootte teruggevonden. Meer informatie hierover is terug te vinden in de technische fiches.

4.1.3.2 HCl en HF (Belconsulting 2001)

Chloor en fluor zijn aanwezig in kleine concentraties in de brandstoffen, afhankelijk van brandstof tot brandstof. Kolen hebben een groter gehalte aan chloor en fluor dan olie en gas.

Over het algemeen zijn deze emissies relatief laag. Bovendien worden een belangrijk deel van deze emissies verwijderd indien een rookgasontzwavelingstechniek wordt gebruikt bvb. een kalk/kalksteen natte wasser verwijderd tot 95 - 97% HCl en 80 – 95% HF, die samen met het afvalwater worden behandeld.

Daarom wordt aangenomen dat controle van SO_2 leidt tot controle van HCl en HF emissies. Zeker voor grote verbrandingsinstallaties is dit een veilige aanname. Voor kleinere verbrandingsinstallaties, die misschien niet zijn uitgerust voor verwijdering van SO_2 , moet steeds rekening gehouden worden met een mogelijke emissie van HCl en HF.

4.1.3.3 CO (Belconsulting 2001)

CO wordt geëmitteerd bij elke verbranding wanneer de verbrandingsvoorwaarden niet optimaal zijn. Wanneer onvoldoende zuurstof aanwezig is of de verbrandingstemperatuur te laag is voor complete verbranding, dan wordt CO geproduceerd en uitgestoten. Inefficiënte verbranding leidt tot slechte rendementen, hogere verbruiken van brandstof en mogelijk operationele problemen.

Gezien alle verbrandingsinrichtingen een hoge efficiëntie nastreven, is de CO uitstoot onder controle. De emissiegrenswaarden voor CO worden gerespecteerd zonder additionele maatregelen.

4.1.3.4 Zware metalen (Belconsulting 2001)

Hetzelfde als voor chloor en fluor is geldig. De zware metalen zijn aanwezig in de brandstof in min of meerdere mate.

- Zij worden voor het grootste gedeelte afgescheiden samen met het vliegias omdat de zware metalen daaraan gebonden zijn ; voor de stof reductietechnieken zie vorig hoofdstuk.
- Een klein deel (en dan vooral Hg) wordt afgescheiden in de natte wasser. In de natte wasser is het mogelijk om de verbindingen HgCl_2 , Hg_2Cl_2 en HgO af te scheiden, maar niet metallisch kwikzilver (Hg). Het metallisch Hg is ongeveer 70% van de totale Hg emissies, behalve na een SCR “high dust”, die nog eens 40% van het aanwezige Hg omzet in gechloreerde vorm.
- Zware metalen (en zeker Hg) worden geadsorbeerd door vrije koolstof en meer bepaald door actief kool of bruinkool, ook gebruikt voor de verwijdering van dioxines (zie verder).

Efficiënte controle van het stofgehalte wordt als voldoende beschouwd voor de controle van de emissies van zware metalen.

4.1.3.5 Dioxines (Belconsulting 2001)

De primaire reductietechnieken zijn erop gericht om de uitbrand te verbeteren en het stofgehalte in de rookgassen te minimaliseren. De correlatie tussen het restgehalte aan koolstof in de vliegassen en de dioxineconcentratie in het afgas is reproduceerbaar. De secundaire emissiereductietechnieken voor dioxines worden in dit rapport niet apart behandeld omdat deze meestal gecombineerd worden met de verwijdering van andere pollutanten. In de technische fiches van de desbetreffende technieken is telkens een verwijzing opgenomen naar de afscheiding van dioxines.

De twee meest belangrijke technieken zijn :

- Adsorptie van dioxines aan actief kool of een equivalent sorbent bvb. bruinkool. De rookgassen worden in contact gebracht met het sorbent via pneumatische injectie, in een bewegend bed of vast bed. Daarna wordt het beladen sorbent uit de rookgasstroom gefilterd d.m.v. een mouwenfilter of een natte wasser.

- Katalytische omzetting van dioxines tot CO₂, H₂O en HCl bvb. in combinatie met SCR.

4.1.4 Maatregelen voor de behandeling van afvalwater

In hoofdstuk 3 werd reeds aangehaald welke de verschillende bronnen van afvalwater zijn bij stookinstallaties en stationaire motoren. Deze paragraaf wijst op de technieken die normaal worden ingezet voor de behandeling van afvalwater voor deze in het aquatisch milieu kunnen geloosd worden.

Om de concentratie aan waterpolluenten te reduceren kunnen end-of-pipe technieken zoals neutralisatie, sedimentatie en filtratie gebruikt worden. Deze technieken worden normaal gebruikt in een finale of centrale waterbehandelingsinstallaties (zie voor uitgebreide informatie omtrent deze waterzuiveringstechnieken in “Gids waterzuiveringstechnieken”, Vito 2001).

Chemische precipitatie

Chemische precipitatie wordt gebruikt om oplosbare componenten zoals fluoride of metaalionen uit de effluentstroom te verwijderen. De oplosbare componenten kunnen door aanpassing van de pH worden neergeslagen en zo verwijderd uit het afvalwater.

Sedimentatie

Sedimentatie kan gebruikt worden voor de scheiding van vaste deeltjes uit afvalwater afkomstig van de granulatie van slak (bodemas) of de rookgas ontwavelingsinstallatie. Sedimentatie kan doorgaan in verschillende installaties zoals sedimentatietanken, lagunes of speciale sedimentatietanken met een slibverwijderingsapparaat onderaan de tank.

Filtratie

De filtratietechnieken worden normaal gebruikt voor vast/vloeibaar scheiding en als finale zuiveringsstap in een afvalwaterbehandelingsproces. De filtratie-eenheid is meestal gelegen na de sedimentatiestap om de laatste vaste deeltjes die doorheen de vorige stappen nog zijn meegestroomd te verwijderen. Filtratie kan gebeuren met verschillende filtersystemen o.a. zandfilters, omgekeerde osmose en ultra-filtratie, afhankelijk van de vaste deeltjes die verwijderd moeten worden.

Ionenuitwisseling

Ionenuitwisseling is soms gebruikt als een finale zuiveringsstap ter verwijdering van zware metalen uit afvalwater. Door gebruik te maken van ionenuitwisseling worden ongewenste metalen verwijderd door ze om te zetten tot een vaste matrix terwijl een equivalent aantal andere ionen worden vrijgegeven uit het ionenuitwisselaarsmedium.

4.1.5 Maatregelen voor afvalreductie

Omdat slib en ander vaste residue's van afvalgas en afvalwaterbehandeling bij stookinstallaties niet te vermijden zijn, moeten ze afgevoerd worden. De bedoeling is steeds bijproducten te bekomen die in andere industriële sectoren kunnen gebruikt worden, bijvoorbeeld in de bouwnijverheid.

Het slib, de residue's en bijproducten van stookinstallaties worden opgedeeld in slib afkomstig van afvalwaterbehandeling en residuen en bijproducten van rookgasontzwaveling en stofprecipitatoren.

Slib afkomstig van de behandeling van water uit de rookgas ontzwavelingsinstallatie kan mogelijk hergebruikt worden als reagens in de rookgas ontzwavelingsinstallatie, door de aanwezigheid van calciumcomponenten. Ze worden ook gebruikt als additieven in de kolen gestookte installatie om de assmelting te verbeteren. Een hoog percentage van dit slib bestaat uit gips. Daarom worden ze ook gebruikt in de gipsindustrie. Niet bruikbaar slib wordt gestort.

Residu's en bijproducten van rookgasontzwaveling zoals het gips, sproeidroog absorptie producten en ammoniumsulfaat bevatten ammonium en zwavel, welke onder andere als meststof en bodemverbeteraar in de landbouw worden gebruikt. Sproeidroog absorptie producten worden ook als stabilisatiemateriaal voor de ondergrond gebruikt.

Residu's en bijproducten van rookgasstof verwijdering zijn slakken zoals ketelslakken van wet-bottom installaties, bodemas van dry-bottom ketels en vliegas van kolen gestookte installaties. Assen nemen allen tesamen het grootste bestanddeel in van het slib, de resten en bijproducten.

Samenvattend kan gezegd worden dat de technieken om het storten van afval te beperken zowel technieken voor afvalgas- en afvalwaterbehandeling omvatten als technieken voor hergebruik van resten en bijproducten, die resulteren in de reductie van de hoeveelheid afval die anders zou worden gestort.

4.1.6 Maatregelen voor geluidsreductie

Bij stookinstallaties komen de meeste geluidsbronnen van de roterende machines, transformatoren en kleppen. Het geluidsprobleem is een beheerbaar probleem. Daar verdere verwijdering van de geluidsbron de hinder doet verminderen, is de implanting van de stookinstallatie op het terrein of omgeving van belang.

Door aanmoediging van de overheid is de geluidsreductie van machines een topic geworden voor machine-constructeurs. De geluidsbeheertechnieken zijn voornamelijk gebaseerd op:

- omkapselen van machines
- constructie van gebouw selecteren volgens het geluidsisolerend effect
- gebruik van geluidsdempers in inlaat en uitlaatkanalen
- gebruik van trillingsisolatoren en flexible verbindingen

4.1.7 Maatregelen ter verbetering van de energie-efficiëntie

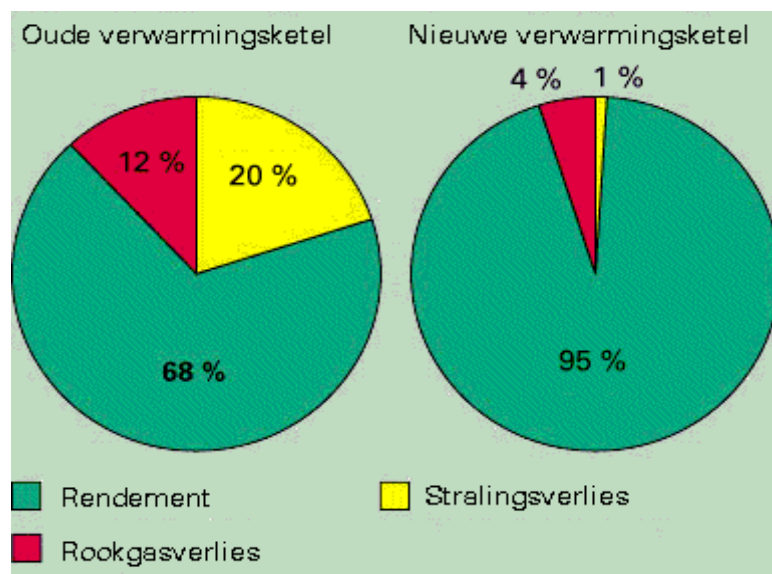
Bij verbranding zullen verliezen optreden in de vorm van :

- schoorsteenverliezen;
- stralings-, convectie- en geleidingsverliezen;
- piek- en onderbelastingsverliezen;

Uiteindelijk is het de bedoeling om met zo min mogelijk primaire energie, en met zo laag mogelijke emissie van NO_x, SO₂ en CO, maximale nuttige energie te leveren.

De vermindering van de NO_x-emissie had bij de conventionele branders in het verleden meestal als consequentie dat de energie-efficiëntie (doorverlaging van de verbrandingstemperatuur) verminderd werd. Bij het ontwerp van de moderne branders is het streven geweest, om juist met behoud van de energie-efficiëntie, te kunnen voldoen aan de wettelijke emissie-eisen.

De energie-efficiëntie wordt verhoogd door branders te installeren die energiebesparen en de, in bovenstaande paragraaf genoemde, verliezen minimaliseren. Moderne ketels minimaliserende oppervlakte-, afkoelings- en rookgasverliezen, door het plaatsten van weersafhankelijke of lastafhankelijke regelingen voor een ketel. Deze regelingen kunnen een vermindering van brandstofverbruik tot 30% teweegbrengen, ten opzichte van installaties waar de ketels nodeloos op temperatuur worden gehouden. Dit betekent dus ook een verminderde uitstoot van schadelijke stoffen. De kostprijs van dergelijke regelingen varieert tussen 1000 en 3000 euro, al naargelang de toepassing en het aantal ketels. Deze kostprijs wordt meestal al op 3 tot 4 jaar terugverdiend.



Figuur 4.15: Overzicht van de vermindering van warmte-verliezen bij nieuwe ketels t.o.v. oude ketels (Viessmann, 2002)

Schoorsteenverliezen

Schoorsteenverliezen ontstaan door:

- het afvoeren van rookgassen met een onnodig hoge temperatuur;

- onvolledige verbranding (CO, VOS); verliezen door onverbranden kunnen de andere verliezen overtreffen; dit effect wordt meestal niet in de eenvoudige efficiëntie berekeningen verwerkt;
- een te grote luchtvermaat bij de verbranding.

In de volgende paragrafen worden enige methoden aangegeven die tot vermindering van de schoorsteenverliezen zullen leiden.

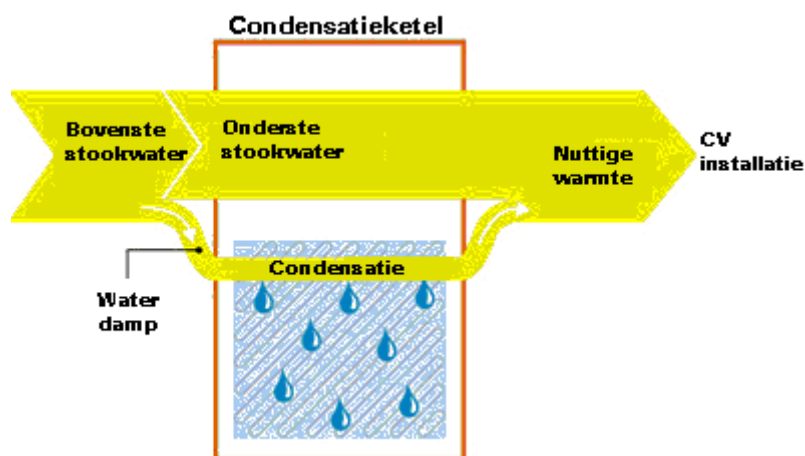
Verlaging van de rookgastemperatuur

De door de verbranding opgewekte energie in de vorm van hete rookgassen wordt meestal eerst aangewend om stoom op te wekken, het procesmedium te verhitten of thermische olie, water of lucht te verhitten. De hoogste energie-efficiëntie bereikt men als de temperatuur van het proces niet te ver van de gemiddelde temperatuur van de rookgassen ligt.

Enige voorbeelden hiervan zijn.

- naast het hoofdproces kan men het op te warmen procesmedium eerst door de reeds gekoelde rookgassen laten voorverwarmen in een zogenaamde economizer;
- de verbrandingslucht voor de branders kan eveneens door de relatief koude rookgassen worden verhit in een luchtvoorverwarmer. Elke 10°K hogere temperatuur van de verbrandingslucht geeft een rendementsverbetering van ongeveer 0,5%;

Een andere constructieve ketelmaatregel is de condensatietechniek. Deze techniek maakt niet alleen gebruik van de warmte die ontstaat als meetbare temperatuur van de verwarmingsgassen bij de verbranding (de calorische waarde), maar ook van de warmte-energie die de vrijkomende waterdamp bevat. Dit betekent eigenlijk dat energie wordt benut die anders via de schoorsteen verloren zou gaan (in de vorm van rookgasverlies). Bij condensatieketels worden de verwarmingsgassen reeds dermate afgekoeld dat ze gaan condenseren en de vrijkomende warmte afgeven aan het ketelwater. De rookgastemperatuur is dan nog slechts in geringe mate groter dan de retourtemperatuur van het ketelwater. De aangewende energie wordt nagenoeg volledig benut.

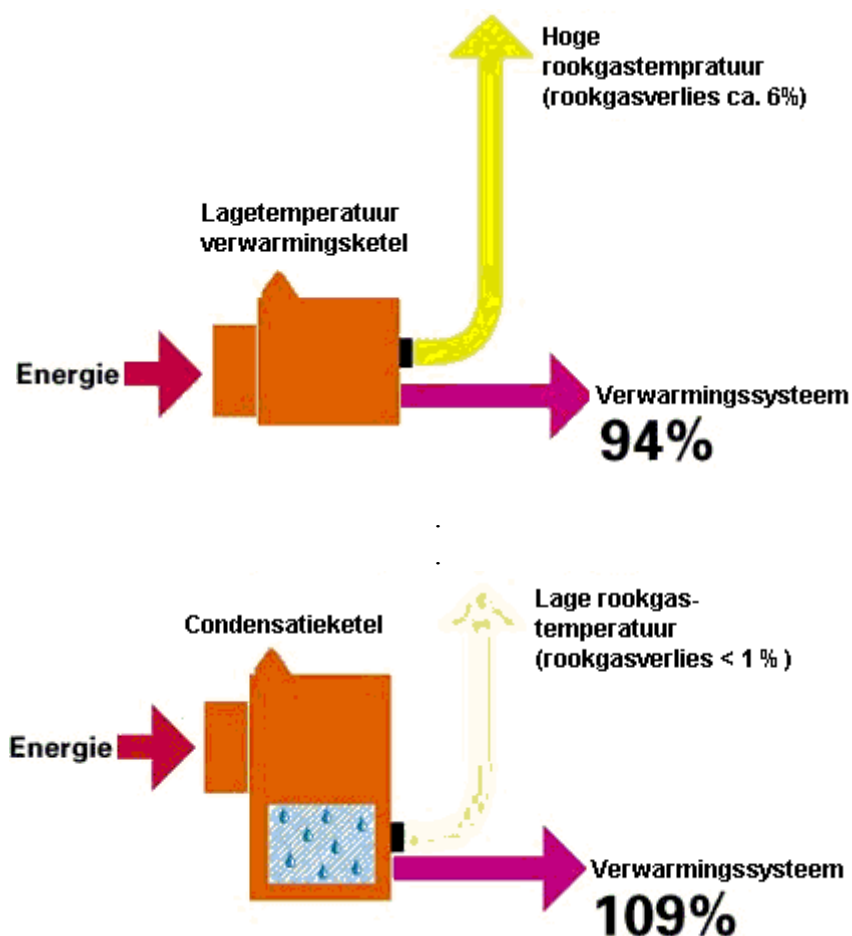


Figuur 4.16: Condensatieketel

De efficiëntie van condensatiebenutting is sterk afhankelijk van de constructie van de verwarmingsketel en met name van het verwarmingsvlak. Het verwarmingsvlak staat

immers in voor de warmteoverdracht naar het ketelwater. Deze uiterst efficiënte warmtewisselaars zorgen voor een intensieve condensatie en bijgevolg een grote, bijkomende recuperatie van warmte uit de verbrandingsgassen.

Condensatieketels bereiken - al naargelang de temperatuur van het verwarmingssysteem – een normrendement⁵ dat tot 109 % kan bedragen. In Duitsland wordt het rendement traditioneel uitgedrukt in termen van calorische waarde. Om verwarmingsketels verder met elkaar te kunnen blijven vergelijken, gaat men nog steeds uit van de calorische waarde en wordt de bijkomende warmtewinning uit de condensatie van de rookgassen gewoon daarbij geteld. Zo wordt een genormeed rendement van meer dan 100 % mogelijk.



Figuur 4.17: Vergelijking tussen lagetemperatuursketel en een condensatieketel (Viessmann 2002)

In onderstaande tabel wordt een vereenvoudigde vergelijking gemaakt tussen een lage NO_x installatie en een condensatieketel, beide van 400 kW en minder dan 2000 bedrijfsuren. De vergelijking laat zien dat na vier stookseizoenen de meerinvestering via de verminderde

⁵ Om de energiebenutting van verschillende warmtebronnen te kunnen vergelijken, heeft men het genormeed rendement ingevoerd. Dit is een weergave van de rendabiliteit van een verwarmingsketel en geeft aan - uitgedrukt in een percentage - in welke mate de aangewende energie over een periode van één jaar wordt omgezet in nuttige warmte.

stookkosten van de condensatieketel is terugverdiend. Belangrijk aspect is dat hiermee jaarlijks door het verminderd brandstofverbruik ook de hoeveelheid NO_x uitstoot beperkt wordt. Daardoor is het plaatsen van een condensatieketel een belangrijk bijkomend aspect voor de verlaging van de NO_x emissie samen met een lage NO_x brander.

Tabel 4.17: Vergelijking van de investeringskosten van een lage NO_x installatie en een gas-condensatieketel (afgeronde waarden) (Buderus, 2001)

Investerings-omvang	Lage NO _x installatie	Condensatieketel
Ketel en regeling	12.000 euro	13.000 euro
Gas-ventilatorbrander	4.500 euro	4.500 euro
rookgasafvoer	3.000 euro	3.000 euro
Neutralisatie-inrichting	valt weg	570 euro
Ketelvoorschriften	gelijke kosten	
Som van de investeringskosten	19.500 euro	21.000 euro

Tabel 4.18: Vergelijking van de totale kosten van een lage NO_x installatie en een gas-condensatieketel (afgeronde waarden) (Buderus, 2001)

Kostenaard	Lage NO _x installatie	Condensatieketel
Investeringskosten	19.500 euro	21.000 euro
Kapitaalgebonden kosten	2.000 euro/jaar	2.140 euro/jaar
Brandstofkosten	24.000 euro/jaar	21.000 euro/jaar
Totale kosten	26.000 euro/jaar	23.000 euro/jaar

Je kan de bovenstaande kosten gaan extrapoleren naar grotere vermogens, daar de brandstofkost inderdaad met het vermogen meestijgt. De investeringskost zal misschien iets minder meestijgen, maar deze kost weegt, zoals uit bovenstaande tabel kan afgeleid worden, niet zo zwaar door als de brandstofkosten.

Bij het verstoken van aardgas zal men om economische redenen de afkoeling beperken tot circa 50°C. Worden de rookgassen nog verder gekoeld, dan weegt de energetische winst veelal niet meer op tegen de extra investering.

Indien men zwavelhoudende brandstof verstoekt, ontstaat het sterk corrosieve zwavelzuur en wordt het dauwpunt mede bepaald door het zwavelgehalte in die brandstof en de luchtvermaat. Het dauwpunt ligt meestal tussen 130 en 170°C.

Beperken van onvolledige verbranding

De beschikbare brandersystemen zijn zo ontworpen, dat onder de juiste omstandigheden een volledige verbranding bereikt kan worden. Door af te wijken van die ontwerpwaarden kan echter onvolledige verbranding optreden. Mogelijke oorzaken van onvolledige verbranding zijn:

- te kleine luchtvermaat. Door onvoldoende beschikbare zuurstof zal niet alle brandstof volledig verbranden;
- slecht functionerende brander. De brander kan slecht afgesteld zijn of vervuild waardoor, in combinatie met een moeilijk brandbare brandstof, niet alle brandstof

optimaal in aanraking komt met voldoende zuurstof, ondanks een normale luchtvermaat;

- te krappe vuurhaardafmetingen. Indien de brandstof in de vlam nog niet volledig is verbrand en een relatief koud oppervlak in de vuurhaard treft, koelt de vlam af, waardoor het verbrandingsproces vroegtijdig onderbroken wordt. De vlamvorm dient aan de vuurhaard aangepast te zijn, vooral met het oog op de benodigde uitbrandlengte van de vlam.

Het is vanzelfsprekend dat het type brandstof een grote rol speelt bij het realiseren van een volledige verbranding. Een ruime vuurhaard met een groot afkoelend oppervlak is nodig om aan de huidige milieueisen te kunnen voldoen.

Vermindering luchtvermaat

Iedere 5% luchtvermaat komt overeen met 1% zuurstofvermaat. Niet alleen is dit “ballast” die moet verwarmd worden bij het stoken, maar het is ook een verspilling van ventilatorenergie.

Ondanks een zorgvuldige afstelling van de branders na montage of onderhoud, zijn er een aantal externe invloeden die tijdens bedrijf van conventionele stookinstallaties de optimale condities verstoren:

- Aardgasdruk: door geringe variaties in het aardgasnet zal de gasdruk voor de regelklep niet stabiel zijn. De verschillen tijdens bedrijf en in zomer en winter kunnen soms meer dan 20% bedragen. Die variaties werken door op de branders(s), mede bepaald door de kwaliteit en karakteristiek van de regelklep. Omdat bovendien een overbelasting van 10% van de ketel is toegestaan, worden de gasdrukbeveiligingsschakelaars daarom 20% hoger afgesteld, hetgeen een luchtvermaat van 1,15 nodig maakt;
- Aardgassamenstelling: aardgas is een mengsel van gassen uit meerdere bronnen. Daardoor kan de Wobbe index variëren van 38 tot 40MJ/m³, dit vereist een luchtvermaat van 4%;
- Viscositeit van de stookolie: zware stookolie kan sterk verschillen in kwaliteit en viscositeit. Dit heeft invloed op de verstuivingskarakteristiek en dus op de verbranding;
- Weersinvloeden: De hoeveelheid zuurstof in de lucht wordt beïnvloed door verandering van buitentemperatuur, barometerstand en de luchtvochtigheid. Daardoor verandert de luchtdichtheid en dus de opbrengst van de verbrandingsventilator, afhankelijk van zijn karakteristiek en het gekozen werkpunt. Deze invloeden zijn:
 - Temperatuur: elke 20°K geeft 1% verandering in het schoorsteenverlies. In de praktijk zijn variaties van 40°K mogelijk;
 - Luchtdruk: variaties tot 80mbar treden op en beïnvloeden indirect het gasdebiet;
 - Vochtigheid: invloed op samenstelling van de lucht, vooral tengevolge van waterdamp.
 - Vuurhaarddruk: vervuiling van de rookgasweg zal de vuurhaarddruk verhogen en dus de opbrengst van de ventilator verlagen.

Stralings-, convectie – en geleidingsverliezen

Onder isolatieverliezen worden die energieverliezen begrepen die via straling, geleiding of convectie ontstaan als gevolg van onvoldoende en ondeuglijke isolatie van het verhitte object. De isolatieverliezen van goed geconstrueerde vlampijpketels en thermische oliefornuizen bedragen bij vollast ca. 2% en bij grotere waterpijpketels 0,5 tot 1% van de toegevoerde energie.

Overigens dient een deel van die isolatieverliezen om in vele gevallen het ketelhuis zelf op te warmen. Hierbij dient in het oog te worden gehouden dat de isolatieverliezen een constante factor zijn en dus onafhankelijk van de belasting van de ketels. Dit is ook één van de redenen waarom het warmhouden van een reserveketel of reservefornuis een zo kostbare zaak is.

De energiekosten voor een stoomketel van 15 MW die het gehele jaar als warmte reserve gereed gehouden wordt, bedragen jaarlijks 50.000 euro.

Piek- en onderbelastingsverliezen

Deze piek- en onderbelastingsverliezen ontstaan dan, wanneer de branderinstallatie is afgeregeld op de maximale capaciteit van de ketel, terwijl de werkelijke vraag meestal veel lager ligt.

Door de lagere rookgastemperatuur bij deellast neemt het rendement aanvankelijk toe. Bij verdere verlaging van de belasting zal echter door toenemende luchtvermaat en de invloed van de overige verliezen een omslagpunt bereikt worden. Waar dit ligt, is afhankelijk van de installatie. Het kan soms beter zijn om een ketel of fornuis met branderinstallatie zodanig te specificeren dat het maximaal rendement op het punt van de nominale belasting ligt, bijvoorbeeld op 75% van de maximale capaciteit.

4.2 Stationaire motoren

4.2.1 Emissiereducerende maatregelen voor NO_x en SO₂

Bij stationaire motoren worden de technieken zowel toegepast op nieuwe als bestaande motoren, tenzij er een aparte vermelding wordt gemaakt.

4.2.2.1 NO_x

a. Gasmotor

De belangrijkste emissiereductietechnieken zijn gericht op de vermindering van de NO_x-uitstoot. Hierbij is het echter belangrijk om de emissies van CO en voornamelijk onverbrande koolwaterstoffen niet uit het oog te verliezen. De belangrijkste primaire maatregel inzake emissievermindering betreft “lean burn” of “arm mengsel” verbranding wat neerkomt op verbranding met een verhoogde luchtvermaat (eventueel aangevuld met een oxidatiekatalysator). Langs secundaire zijde kan de “drie-weg” katalysator of niet selectief katalytische reductie worden toegepast.

Primaire maatregelen

Lean burn

In hoofdstuk 3 werden reeds de implicaties voor NO_x-emissies van een verhoogde luchtvermaat reeds weergegeven. Een verhoogde luchtvermaat geeft aanleiding tot een verlaagde verbrandingstemperatuur een bijgevolg een lagere NO_x-emissie.

De mogelijkheden inzake lean burn zijn echter niet onbeperkt. Er worden hoge eisen gesteld aan het ontstekingssysteem (bougies) en een te hoge luchtvermaat kan aanleiding geven tot misfiring; bij een zeer grote luchtvermaat (>2) maakt men dan ook gebruik van voorkamerontsteking. Een te hoge luchtvermaat geeft eveneens aanleiding tot verhoogde CO-emissies en onverbrande koolwaterstoffen.

Onverbrande koolwaterstoffen geven op hun beurt weer aanleiding tot een verlaagd elektrisch rendement. Figuur 4.18 vat een aantal motorkarakteristieken en emissies in functie van de luchtvermaat samen. Lean Burn is nagenoeg over de hele vermogensrange toepasbaar.

Wat de impact van lean burn op het rendement betreft, vermeldt (de Wit, 1995) een rendementsverlies van nagenoeg 2% bij een verhoogde lambda-waarde (van 1,55 naar 1,65) bij een veldtest voor een motor van 1 MW_e. Ook leveranciersinformatie illustreert de impact van lean burn op het rendement.

Zo vermeldt motorfabrikant Wäertsilä volgende cijfers voor één bepaald motortype (32DDF):

NO _x :	500 mg/Nm ³
η _e :	42,0 %
NO _x :	250 mg/Nm ³
η _e :	40,7 %

Ook andere leveranciers vermelden een rendementsverlies van circa 1,5% (persoonlijke communicatie Deutz/ABB). Het verlaagde elektrische rendement is voornamelijk te wijten aan een verhoogde uitstoot van onverbrande koolwaterstoffen. Naast het elektrisch rendement kan in warmtekrachtoepassingen ook het thermisch rendement negatief beïnvloed worden daar lean burn een verlaagde intercoolertemperatuur kan vereisen (bijvoorbeeld 40°C in plaats van 80°C) waardoor deze warmtebron niet meer te recupereren is.

Momenteel wordt voornamelijk het concept van lean burn door motorfabrikanten verder ontwikkeld om tegemoet te komen aan de steeds strengere emissie-eisen. Maatgevend hierbij is TA-Luft (500 mg/Nm³) en ½ TA-Luft (250 mg/Nm³).

Samenvattend kan gesteld worden dat lean burn:

- een bewezen technologie is;
- een aanzienlijke NO_x-emissiereductie kan realiseren;
- bij een te ver doorgedreven toepassing aanleiding geeft tot verlaagde rendementen (compartiment energie) en verhoogde emissies van CO en van onverbrande koolwaterstoffen (compartiment lucht);
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem en afval;
- ook wat kostprijs als standaard technologie te beschouwen is (dus geen meerprijs); ver doorgedreven toepassingen hebben wel een financiële impact via het rendementsverlies.

Ook voor bestaande installaties kan een NO_x-reductie bekomen worden door een armere afstelling van de motoren. Voor bestaande installaties kan dit echter niet zover doorgedreven worden dan voor nieuwe motoren. Een halvering van de bestaande Vlaremmorm (momenteel $2.600 \times \eta/30$ mg/Nm³) wordt echter als haalbaar beschouwd (Brausch, 2002).

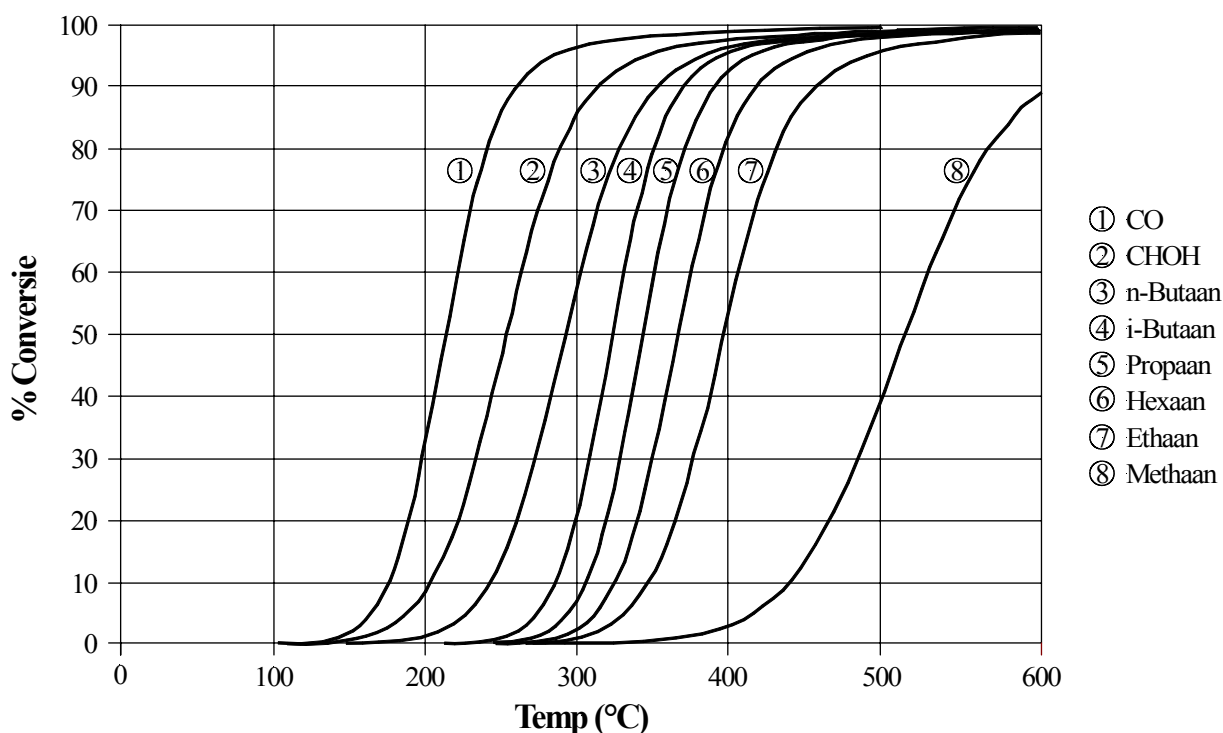
Lean burn en oxidatiekatalysator

CO-emissies kunnen bij lean burn de huidige normen overschrijden (650 mg/Nm³ bij 5 O₂%). CO is voornamelijk een indicator van goede verbranding, naar milieu-impact toe is CO echter minder belangrijk. Wel belangrijk zijn emissies van onverbrande koolwaterstoffen, CH₄ is bovendien een belangrijk broeikasgas.

Onverbrande koolwaterstoffen situeren zich in een range van 500 tot 5.000 mg/Nm³ bij 5O₂% (uitgedrukt als CH₄) wat neerkomt op 1 tot 7% van de brandstofinput. Verhoogde waarden zijn voornamelijk terug te vinden bij verhoogde luchtvermaat (voorkamerontsteking). Naast onverbrande koolwaterstoffen worden ook nog emissies van

formaldehyde (67 mg/Nm^3 bij $10 \% \text{O}_2$) en acetaldehyde ($5,6 \text{ mg/Nm}^3$ bij $10 \% \text{O}_2$) gerapporteerd. Gegevens zijn gebaseerd op het Deense WKK-park van ongeveer 750 MW_e (de Wit, 1995).

CO-emissies en onverbrande koolwaterstoffen kunnen verwijderd worden door een oxidatiekatalysator. Figuur 4.18 geeft als voorbeeld de werkingskarakteristiek van een klassieke oxidatiekatalysator (Klimstra 2002, persoonlijke communicatie januari 2002).



Figuur 4.18: Werkingskarakteristieken oxidatiekatalysator

Het is duidelijk dat voornamelijk de oxidatie van CH_4 problematisch is, dit omwille van de benodigde temperatuur ($> 500 \text{ }^\circ\text{C}$). Er dient bovendien opgemerkt te worden dat de activiteit van oxidatiekatalysatoren sterk afhankelijk is van de tijd. Voor CO kan een continue reductie gegarandeerd worden, voor onverbrande koolwaterstoffen valt de activiteit reeds na een beperkt aantal uren terug tot 50% en minder (de Wit e.a., 1998).

Kostprijzen voor oxidatiekatalysatoren zijn beperkt. Voor een warmtekrachtinstallatie van 1 MW_e wordt een richtprijs van 4.000 Euro aangehaald (leveranciers). Er worden geen extra onderhoudskosten vermeld. De levensduur wordt geraamd op 3 jaar.

Samenvattend kan gesteld worden dat lean burn aangevuld met een oxidatiekatalysator:

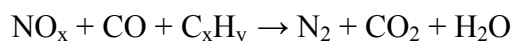
- een bewezen technologie is;
- een aanzienlijke NO_x -emissiereductie kan realiseren;
- verhoogde emissies van CO en van onverbrande koolwaterstoffen (compartiment lucht), gedeeltelijk verholpen kunnen worden door een oxidatiekatalysator;
- geen oplossing biedt voor het verlaagde elektrisch rendement bij doorgedreven lean burn toepassingen (en bijgevolg de verhoogde CO_2 emissies);
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem en afval;

- geen oplossing biedt voor het verlaagde elektrisch rendement bij doorgedreven lean burn toepassingen;
- een beperkte meerprijs heeft (oxidatiekatalysator); de financiële impact van het elektrisch rendement bij lean burn wordt niet verholpen.

Secundaire maatregelen

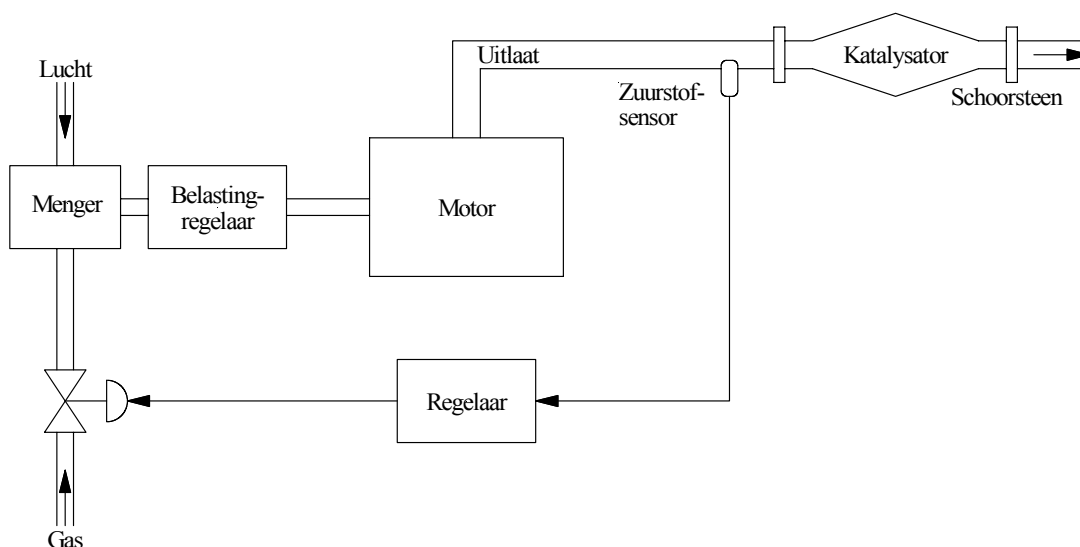
Driewegkatalysator (Klimstra, e.a., 1995).

Driewegkatalysatoren of niet selectieve katalytische reductie (NSCR) zijn gekend voor transporttoepassingen en worden ook toegepast voor stationaire toepassingen, voornamelijk in de kleinere vermogensrange ($< 500 \text{ kW}_e$). Bij toepassing van de driewegkatalysator wordt NO_x gereduceerd tot N_2 en worden CO en onverbrande koolwaterstoffen geoxideerd tot CO_2 en H_2O :



In tegenstelling tot SCR worden de rookgassen over de katalysator (Pt/Pd/Rh) geleid zonder toevoeging van reagentia.

Een driewegkatalysator werkt enkel optimaal bij een luchtfactor λ iets kleiner dan 1. Aangezien de belangrijkste bron van onverbrande koolwaterstoffen, methaan, moeilijk oxideert in de temperatuursrange van 450°C tot 550°C is een overmaat aan CO wenselijk (dus $\lambda < 1$, $\lambda \approx 0,99$) om NO_x te verwijderen. Het zogenaamde λ -venster is zeer beperkt zodat een λ -sensor en regelsysteem noodzakelijk zijn om een optimale werking van de katalysator te waarborgen. Figuur 4.19 geeft een principeschema weer.



Figuur 4.19: Principeschema driewegkatalysator voor gasmotoren

De λ -sensor is onderhevig aan veroudering (500 uur), bijvoorbeeld door schadelijke smeeroliecomponenten wat aanleiding geeft tot het instellen van steeds rijkere mengsels. De levensduur van de λ -sensor is beperkt (+/- 5.000 uur). Daar een driewegkatalysator zeer

gevoelig is voor oververhitting ($> 800\text{ }^{\circ}\text{C}$) is een misfire detectie noodzakelijk. Tenslotte is het belangrijk om te realiseren dat de motortechnische prestaties van stoëchiometrische motoren lager zijn dan deze van lean burn motoren met drukvulgroep. Omwille van het stoëchiometrisch mengsel blijft het rendement beperkt.

Driewegkatalysatoren realiseren een zeer grote emissiereductie, (Klimstra 2002, persoonlijke communicatie) citeert volgende emissiewaarden:

NO _x	:	$\approx 60\text{ mg/Nm}^3$ bij 5 %O ₂
CO	:	$< 100\text{ mg/ Nm}^3$ bij 5 %O ₂
Aldehyden	:	volledige verwijdering
PAK	:	99% verwijdering

De kostprijs van de katalysator kan geraamd worden op 50 à 100 Euro/kW (vermogensrange 1 MWe à 100 kW). De levensduur van de katalysator kan geraamd worden op 10.000 à 30.000 uur en is ondermeer sterk afhankelijk van olieverbouw en oliesamenstelling. Onderhoudskosten stijgen met ongeveer 10% (leverancier, 2002, persoonlijke communicatie).

Hoewel driewegkatalysatoren beschouwd kunnen worden als “proven technology” vereisen ze veel aandacht. Bovendien wordt het concept door motorconstructeurs momenteel niet verder ontwikkeld.

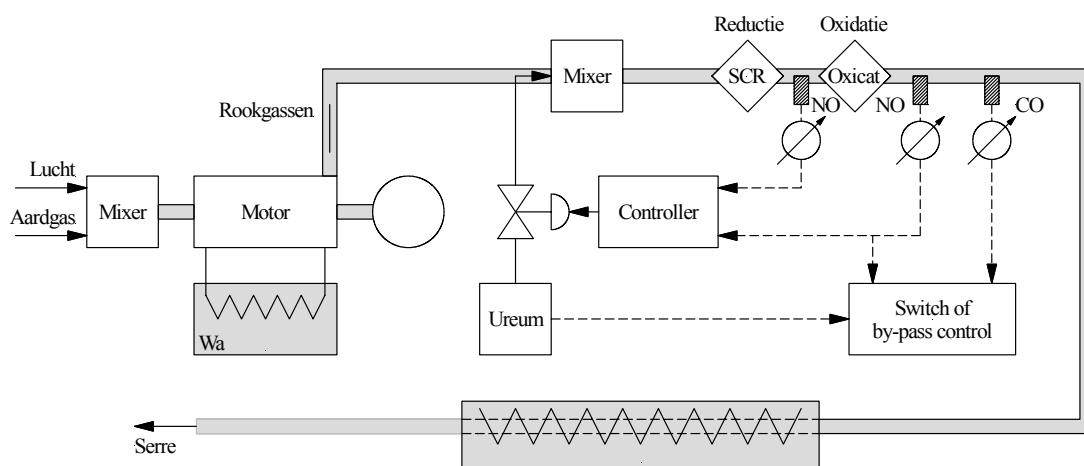
Samenvattend kan gesteld worden dat het concept van driewegkatalysatoren:

- een bewezen maar verouderde technologie is die veel aandacht vergt en slechts toepasbaar is in een beperkte vermogensrange;
- een aanzienlijke emissiereductie realiseert voor het compartiment lucht;
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem en afval;
- beperkend werkt voor het energetisch rendement van motoren;
- beperkt kosteneffectief is ten opzichte van lean burn als referentie.

Selectieve katalytische reductie

Selectieve katalytische reductie (kortweg) SCR is geen standaardtechnologie voor emissiereductie bij gasmotoren. Wel wordt deze technologie toegepast in de glastuinbouw voor CO₂-bemesting ter vervanging van zuivere CO₂ (flessen) of verbranding van aardgas in klassieke ketels. Aangezien de rookgassen schadelijke componenten bevatten, voornamelijk NO_x en etheen (C₂H₄), dienen deze eerst gezuiverd te worden.

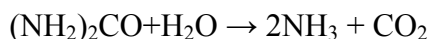
Bij selectieve katalytische reductie wordt een reagens gebruikt om NO_x te reduceren over een katalysator. Het katalysatormateriaal is bij motortoepassingen doorgaans uit vanadium op een keramisch dragermateriaal. Als reagens werd oorspronkelijk ammoniak (NH₃) gebruikt maar werd vervangen door ureum ((NH₂)₂CO) omwille van veiligheid, transport en opslag. Figuur 4.20 geeft een schematische voorstelling van SCR toegepast voor motortoepassingen.



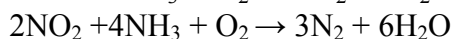
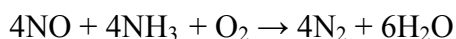
Figuur 4.20: Schematische voorstelling SCR (Klimstra, 2000)

De selectieve katalytische reductie verloopt in twee fasen:

- Omzetting van de ureumoplossing naar NH_3 (pyrolyse):



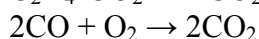
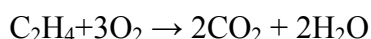
- Reductie van NO_x tot N_2 :



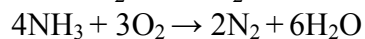
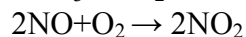
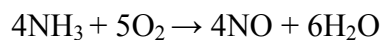
Het temperatuursvenster voor SCR-toepassingen bedraagt 300-450 °C. Voor temperaturen < 300°C is het rendement van de SCR beperkt, voor temperaturen > 500 °C – 600°C kan oxidatie van NH_3 optreden ($\text{NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow \text{NO}_x$). Aangezien de rookgastemperatuur doorgaans hoger is dan 450°C wordt vaak met twee warmtewisselaars gewerkt, één voor en één na de katalysator.

Een goede dosering van ureum is een belangrijke randvoorwaarde, NH_3 -slip moet vermeden worden.

Aangezien SCR enkel NO_x verwijdert (en bovendien de CO-emissie verhoogt), dient deze technologie eveneens aangevuld te worden met een oxidatiekatalysator. Door deze oxidatiekatalysator worden CO en voornamelijk C_2H_4 geoxideerd:



Hoewel de oxidatiekatalysator best werkt bij temperaturen $> 500\text{ }^{\circ}\text{C}$ wordt deze katalysator na de SCR geplaatst zodat NH_3 dat niet heeft deelgenomen aan de reactie in de SCR (NH_3 -slip) eveneens geoxideerd wordt:



Met SCR, aangevuld met een oxidatiekatalysator, zijn lage NO_x waarden bereikbaar.

Dit worden bevestigd in (KVBG, 1997). Volgende emissiewaarden werden gemeten:

NO_x : 35 mg/Nm^3 (5 % O_2)

CO : 0

C_2H_4 : 0

Samenvattend kan gesteld worden dat selectieve katalytische reductie voor gasmotoren:

- een bewezen technologie is;
- een aanzienlijke NO_x -emissiereductie realiseert voor het compartiment lucht, daartegenover staat dat NH_3 -slip kan optreden;
- een impact heeft op het milieucompartiment afval (verwijdering katalysatormateriaal):
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem en energie;
- niet kosteneffectief is.

Vergelijking NO_x reducerende technieken

In onderstaande tabel wordt er een overzicht gegeven van de emissiereductiepercentages, de mogelijke emissieniveaus en de daarmee gepaard gaande totale kosten van mogelijke NO_x reducerende maatregelen (Vito 2002).

Tabel 4.19: Geschatte NO_x reductiekosten van aanpassingen aan nieuwe gasmotoren, berekening gebaseerd op motor van 1MW_e, $\eta=40\%$ en ± 4000 bedrijfsuren per jaar

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-e %	Geschatte NO _x emissie (ton/jaar) van de motor	Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)	Kost in euro/ton NO _x verwijderd	Kost in euro/kWh _e
Lean burn (TA Luft ⁶)		6,0	-	-	
Lean burn (1/2 TA Luft)	58%	2,5	11370	4165 ⁷	0,0028
Lean burn en oxidatiekatalysator	58%	2,5	15370	5630 ⁸	
driewegkatalysator	90%	0,6	19413	4412	0,006
SCR	95%	0,3	29483	5460	0,007

b. Dieselmotor

Een aantal primaire emissiereductietechnieken hebben de initiële emissies reeds sterk teruggebracht. Emissiewetgeving in diverse landen (cf. USA) vereist echter toepassing van secundaire maatregelen, momenteel is enkel SCR een commerciële optie.

Primaire maatregelen

Een aantal primaire maatregelen die genoemd worden zijn aangepaste verbrandingskamers, cylindercoatings, koeling van de verbrandingslucht (na de turbo), elektronische besturingssystemen, gestuurde brandstofinjectie en rookgasrecirculatie (artikel dieselnets).

Secundaire maatregelen

Selectieve Katalytische Reductie

Omwille van het werkingsprincipe van de dieselmotor ($\lambda > 1$) is een driewegkatalysator zoals bij gasmotoren niet mogelijk. De enige mogelijke secundaire maatregel is bijgevolg selectieve katalytische reductie, aangevuld met een oxidatiekatalysator.

SCR is sinds jaren een bewezen technologie voor stationaire toepassingen (steenkoolcentrales, boilers, etc.). Ook voor dieselmotoren wordt SCR toegepast. Bovendien, in tegenstelling tot toepassingen met gasmotoren, is SCR voor stationaire dieselmotoren kostenefficiënter omwille van het initieel hoger emissieniveau.

⁶ lean burn kan als standaard beschouwd worden bij nieuwe installaties

⁷ deze maatregel gaat gepaard met een meerverbruik van 1.895 GJ aardgas of 106 ton CO₂

⁸ toepassing van oxidatiekatalysator geeft reductie CO, onverbrande en VOS

Zoals voor elke SCR-toepassing zijn er diverse types. Voor gasolietoepassingen dient er echter aandacht besteed te worden aan deactivering van het katalysatormateriaal door SO_3 . Hiervoor wordt een “sulfaatbestendig” dragermateriaal aangewend (TiO_2) wat in combinatie met V_2O_5 momenteel de voorkeur wegdraagt (artikel dieselnets). Voor dieselt toepassingen wordt de SCR eveneens aangevuld met een oxidatiekatalysator, bovendien wordt de SCR voorafgegaan door een roetfilter. Als reactiemiddel wordt momenteel ook ureum aangewend; werkingsprincipes zijn vergelijkbaar met deze toegelicht in de vorige paragraaf voor gasmotoren.

In (Duitse praxis) worden een aantal voorbeelden van SCR aangehaald (toepassingen in Duitsland en Zwitserland):

Voorbeeld 1:

$2 \times 2 \text{ MW}_e$

Emissies:

	Voor katalysator (mg/Nm^3)	Na katalysator (mg/Nm^3)
Deeltjes	85	75
NO_x	3.900	190
CO	780	135
C_xH_y	160	8
NH_3	0	2

Voorbeeld 2:

$1 \times 1,7 \text{ MW}_e + 1 \times 1,5 \text{ MW}_e$

Emissies:

	Voor katalysator (mg/Nm^3)	Na katalysator (mg/Nm^3)
Deeltjes	85	76
NO_x	4.000	45
CO	350	30
C_xH_y	150	10
NH_3	0	2

Voorbeeld 3:

$$2 \times 300 \text{ kW}_e$$

Emissies:

	Voor katalysator (mg/Nm ³)	Na katalysator (mg/Nm ³)
Deeltjes	40	36
NO _x	3.550	400
CO	130	30
NH ₃	0	2

Ook voor bestaande installaties kan SCR worden toegepast. De kostenefficiëntie is sterk afhankelijk van het initieel emissieniveau, het aantal draaiuren, het vermogen en de resterende levensduur. In praktijk wordt 400 à 500 kW_e als ondergrens aangegeven voor toepassing van SCR (leverancier, persoonlijke communicatie).

Samenvattend kan gesteld worden dat selectieve katalytische reductie voor dieselmotoren:

- een bewezen technologie is;
- een aanzienlijke NO_x-emissiereductie realiseert voor het compartiment lucht, daartegenover staat dat NH₃-slip kan optreden;
- een impact heeft op het milieucompartiment afval (verwijdering katalysatormateriaal);
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem en energie;
- bij voldoende draaiuren kostenefficiënt is, de meerprijs voor elektriciteitsproductie varieert van geval tot geval.

Vergelijking NO_x reducerende technieken

In onderstaande tabel wordt er een overzicht gegeven van de emissiereductiepercentages, de mogelijke emissieniveau's en de daarmee gepaard gaande totale kosten van mogelijke NO_x reducerende maatregelen (Vito 2002).

Tabel 4.20: Geschatte NO_x reductiekosten van aanpassingen aan dieselmotoren, berekening gebaseerd op motor van 430 kW_e en $\eta=40\%$ bij bedrijfsuren ± 4000 uur/jaar

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Geschatte emissie (ton/jaar) van de motor	Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)	Kost in euro/ton NO _x verwijderd	Kost in euro/kWh _e
Geen		19,4			
SCR	90%	2	23916 ⁹	1375	0,009

⁹ kostprijs voor nieuwe motor

c. *Gasturbine*

Ook bij gasturbines zijn de belangrijkste emissiereductietechnieken gericht op NO_x-reductie. Naast de gekende structurele maatregelen (verhogen energie-efficiëntie en brandstofsubstitutie) kunnen ook hier de maatregelen opgesplitst worden in primaire en secundaire maatregelen. Als primaire maatregelen worden Dry Low NO_x verbranding (DLN), stoom/water injectie en katalytische verbranding bekeken. Langs secundaire zijde wordt de aandacht toegespitst op Selectieve Katalytische Reductie (SCR) en SCONO_xTM.

Ontwikkelingen in gasturbinetechnologie en secundaire maatregelen worden voornamelijk gestuurd door de strenge wetgeving in Japan en de V.S. In de V.S. wordt gewerkt met de begrippen BACT (Best Available Control Technology) wat vergelijkbaar is met BBT (er wordt expliciet rekening gehouden met economische aspecten) en met LAER (Lowest Achievable Emission Rate) waarbij economische aspecten slechts onrechtstreeks in rekening worden gebracht.

Primaire maatregelen

Koelmiddelinjectie (De Paepe, Huisman, 1999; Pavri, 2001)

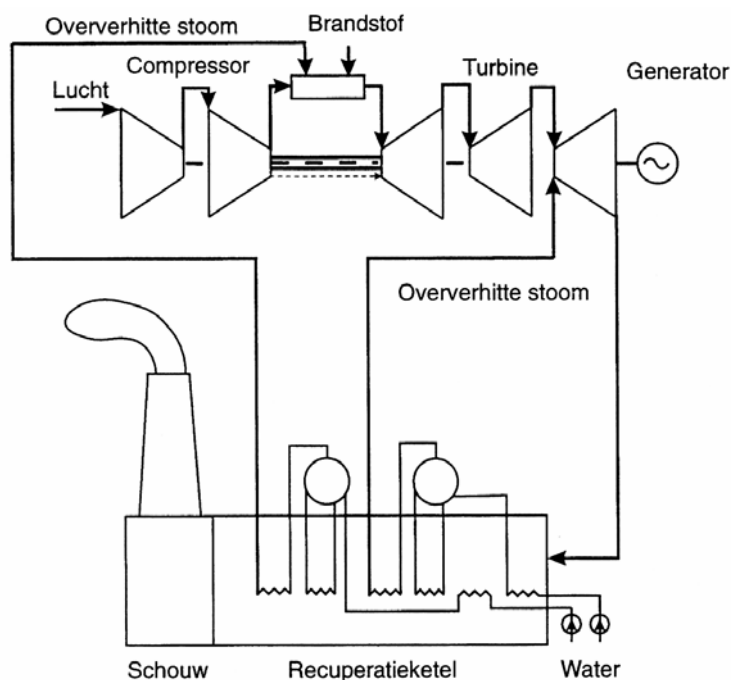
Door injectie van een koelmiddel in de verbrandingskamer wordt een medium toegevoegd dat warmte onttrekt aan de verbranding zodat de verbrandingstemperatuur (en bijgevolg NO_x-vorming) afneemt. Als koelmiddel wordt doorgaans stoom of water gebruikt.

Stoominjectie

Stoominjectie was in eerste instantie gericht op verhoging van het vermogen. Stoominjectie resulteert in een bijkomende massastroom waardoor het vermogen toeneemt. Globaal kan gesteld worden dat per procent stoominjectie (betrokken op de massastroom lucht door de compressor) een vermogentoeename van 4% wordt gerealiseerd. Ook het rendement wordt gunstig beïnvloed (indien de stoomproductie gebeurt via recuperatie van de rookgaswarmte).

Wat deze aspecten betreft concurreert dit concept echter met de gecombineerde cyclus die beter presteert in de grotere vermogensrange; dit verklaart mede waarom er geen standaard stoomgeïnjekteerde gasturbines op de markt zijn in de grotere vermogensrange (De Paepe).

Stoominjectie is technisch vrij eenvoudig en kan gecombineerd worden met een uitlaatgassenketel. Figuur 4.21 geeft een schematische voorstelling van een stoomgeïnjekteerde gasturbinecyclus.



Figuur 4.21: Schematische voorstelling stoomgeïnjecteerde gasturbinecyclus (De Paepe)

Momenteel zijn er slechts een aantal machines standaard uitgerust met stoominjectie. Het betreft de LM 1600 STIGTM (17 MW_e) en de LM 2500 STIGTM (26,4 MW_e) van GE (de LM 5000 STIGTM is niet meer beschikbaar) en de Allison 501 KH (6,8 MW_e) en de Kawasaki M1A-13CC (2,3 MW_e). STIG staat voor STeam Injected Gasturbine en is een handelsnaam van GE. Stoominjectie is wel optioneel voorzien voor de meeste gasturbines.

Waterinjectie

Als koelmiddel kan eveneens water geïnjecteerd worden in de verbrandingskamer. Waterinjectie is technisch wel lastiger dan stoominjectie omdat een hogedruk-injectiepomp nodig is voor het verstuiwen van water. Waterinjectie heeft eveneens een gunstige invloed op het vermogen maar het rendement wordt negatief beïnvloed.

Ook wat waterinjectie betreft zijn er slechts een beperkt aantal machines standaard uitgerust met waterinjectie. De LM 6000 SPRINT (Spray INTercooling) is een voorbeeld van verhoging van het vermogen door waterinjectie. Voor machines uitgerust met Dry Low NO_x is dit echter geen optie. In de kleinere vermogensrange zijn de machines van Pratt & Whitney (Canada) standaard uitgerust met waterinjectie. Net zoals voor stoominjectie is voor de meeste gasturbines waterinjectie wel als optie beschikbaar.

Voor water- en stoominjectie worden emissiereducties van 60 tot 90% vooropgesteld (ten opzichte van conventionele technieken). Voor aardgas worden emissieniveaus van 50 tot 150 mg/Nm³ bij 15 %O₂ aangegeven (EPA, 1993).

Koelmiddelinjectie was de eerste primaire maatregel die ontwikkeld werd ter vermindering van NO_x-emissies. Momenteel is deze maatregel echter op de achtergrond geraakt. De mogelijkheden van koelmiddelinjectie zijn niet onbeperkt; verbrandingstechnisch dient de vlamstabiliteit bewaakt te worden en dient blow out vermeden te worden. Op niveau van

emissies heeft water- of stoominjectie een negatieve invloed op CO en C_xH_y -emissies. Tenslotte gaat water- of stoominjectie gepaard met een aanzienlijk waterverbruik van deminkwaliteit (bij de Kawasaki machine van 2,3 MWe betekent dit voor een volcontinu regime 120 m³/dag). Dit laatste betekent ook dat in warmtekrachtoepassingen de hoeveelheid stoom die gebruikt wordt in de turbine niet aan de warmtegebruiker geleverd kan worden. Tenslotte kan Dry Low NO_x (cf. infra) deze NO_x-reducties realiseren zonder een aantal van de hierboven genoemde nadelen zodat turbinefabrikanten zich niet meer toespitsen op deze technologie, in een rapport van Onsite Sycom (1999) wordt koelmiddelinjectie ook niet meer vermeld als moderne NO_x-reductietechnologie.

Voor bestaande installaties met conventionele verbranding kan bij vervanging van de verbrandingskamers eventueel overgeschakeld worden op koelmiddelinjectie. De technische (en economische) haalbaarheid hiervan dient voor iedere toepassing individueel bekeken te worden.

Voor gasolie wordt de technologie nog wel toegepast daar Dry Low NO_x bij deze brandstof slechts voor een aantal machines beschikbaar is. Werkingsprincipes zijn gelijkaardig als bij aardgas. Voor gasolie worden emissiereductieniveaus aangehaald van 80 tot 220 mg/Nm³ bij 15 %O₂.

Recente kwantitatieve gegevens ontbreken om de kosteneffectiviteit van koelmiddelinjectie in kaart te brengen. (EPA, 1993) vermeldt voor gasolietoepassingen een kostenefficiëntie van 1,60 \$/ton NO_x tot 600 \$/ton NO_x voor een vermogensrange van 1 MWe tot 83 MWe (1990 \$).

Samenvattend kan gesteld worden dat koelmiddelinjectie voor gasturbines met als brandstof aardgas een bewezen maar verouderde technologie is.

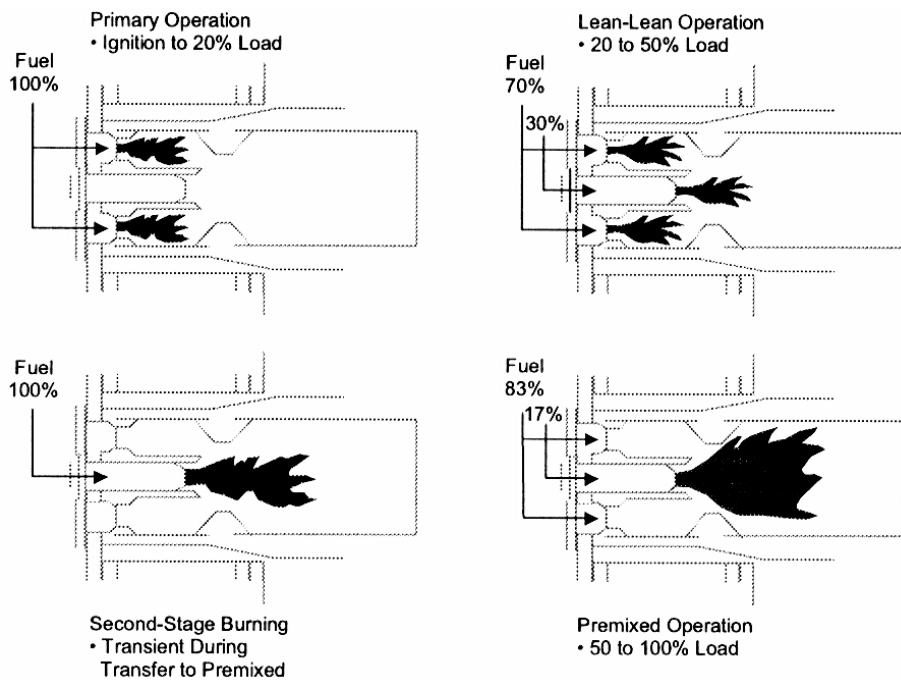
Voor gasolie kan gesteld worden dat koelmiddelinjectie:

- Een bewezen technologie is;
- Een aanzienlijke NO_x-emissiereductie kan realiseren maar wel aanleiding geeft tot verhoogde emissies van CO en onverbrande koolwaterstoffen;
- Geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem en afval;
- Aanleiding kan geven tot een energetisch rendementsverlies;
- Al dan niet kostenefficiënt is.

Dry Low NO_x (DLN) (Kamminga, 1997)

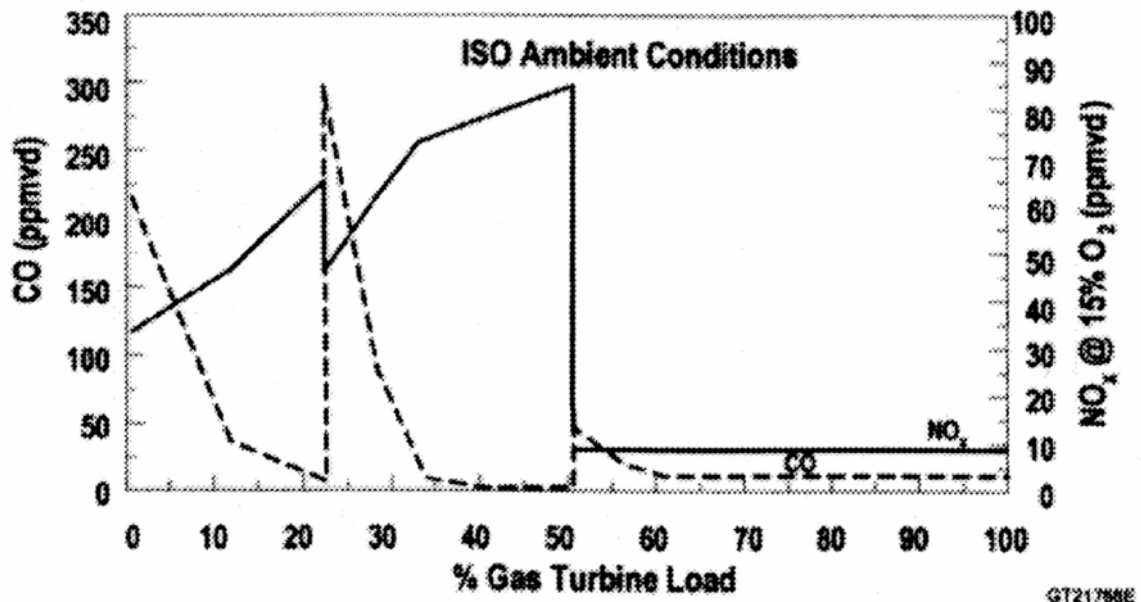
Dry Low NO_x (DLN) is een verbrandingstechnische maatregel om NO_x-emissies te reduceren zonder toevoeging van enig medium aan de verbranding. Dry Low NO_x werd in eerste instantie ontwikkeld voor industriële gasturbines, momenteel is Dry Low NO_x ook beschikbaar voor luchtvaartafgeleide gasturbines. Dry Low NO_x blijft voorlopig wel voornamelijk een optie voor aardgasgestookte gasturbines.

Door aardgas en lucht zeer goed te mengen, wordt een gelijkmatige temperatuurverdeling bekomen en worden hotspots vermeden. Hierbij wordt gewerkt met een arm mengsel waarbij het belangrijk is om de brandstof/lucht verhouding goed te regelen wat gebeurt via een brandstofregeling (fuel staging). Figuur 4.22 geeft deze brandstofregeling weer voor een Dry Low NO_x verbranding voor een industriële gasturbine van GE.



Figuur 4.22: Brandstofregeling Dry Low NO_x gasturbine (GE, industriële type)

Via Dry Low NO_x zijn lage NO_x emissiewaarden te bereiken. Hierbij dient echter opgemerkt te worden dat dit waarden betreffen bij vollast, bij deellastpercentages kleiner dan 50% stijgen de emissies aanzienlijk (figuur 4.23). Ook was bij Dry Low NO_x de initiële CO-emissie doorgaans hoger dan bij conventionele verbrandingssystemen.



Figuur 4.23: NO_x en CO-emissies in functie van de belasting (GE, industriële type)

Voor industriële gasturbines geeft GE waarden van 20-50-85 mg/Nm³ bij 15 %O₂ (afhankelijk van het type gasturbine) voor aardgasgestookte gasturbines. Voor toepassingen met gasolie wordt gewerkt met stoom of waterinjectie. Voor de luchtvaartafgeleide

gasturbines wordt 50 mg/Nm³ bij 15 %O₂ aangehaald voor gasgestookte gasturbines. Voor toepassingen op gasolie is enkel de LM6000 uitgerust met DLN en wordt een waarde van 250 mg/Nm³ bij 15 %O₂ opgegeven.

Ook bij andere gasturbinefabrikanten is Dry Low NO_x een ingeburgerd concept. Zelfs in de kleinere vermogensrange wordt momenteel gewerkt met Dry Low NO_x. In (Mori 2001) wordt een NO_x emissie van 18 ppmvd (≈ 40 mg/Nm³) bij 15 %O₂ voor een gasturbine van 2 MW_e. Ook hier is low NO_x echter enkel gegarandeerd tot 70% van het deellastvermogen, voor belastingen lager dan 1.400 kW_e stijgt de NO_x-emissie aanzienlijk (tot 180 ppmvd ≈ 400 mg/Nm³ bij 15 %O₂).

In een rapport van EPA (1993) worden nog meerprijzen gegeven voor gasturbines uitgerust met Dry Low NO_x verbrandingskamers ten opzichte van klassieke gasturbines. Er kan echter aangenomen worden dat Dry Low NO_x de komende jaren standaard zal zijn voor de volledige vermogensrange.

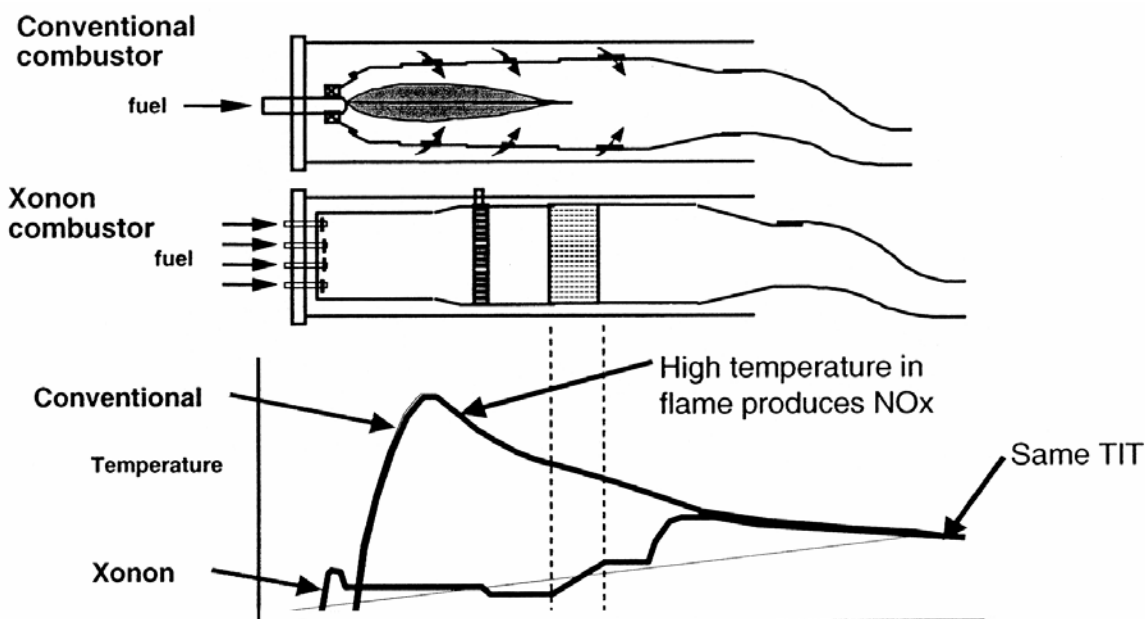
Samenvattend kan gesteld worden dat Dry Low NO_x voor gasturbines met als brandstof aardgas:

- Een bewezen technologie is in de grotere vermogensrange;
- een aanzienlijke NO_x-reductie kan realiseren ten opzichte van klassieke verbranding;
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water, bodem, afval en energie;
- Ook wat kostprijs als standaard technologie te beschouwen is (dus geen meerprijs).

Ook voor bestaande installaties met conventionele verbranding kan bij vervanging van de verbrandingskamers overgeschakeld worden op Dry Low NO_x verbranding. De technische (en economische) haalbaarheid hiervan dient voor iedere toepassing individueel bekeken te worden.

Katalytische verbranding (NO_x Conference 2001)

Bij katalytische verbranding wordt de verbranding ondersteund door een katalysator zodat de oxidatiereactie kan verlopen met een lagere activeringsenergie (vlamloze verbranding). Hierdoor wordt de verbrandingstemperatuur gedrukt met een zeer lage NO_x-emissie tot gevolg. Katalytische verbranding wordt ontwikkeld voor diverse toepassingen, figuur 4.24 geeft het werkingsprincipe weer voor gasturbines.



Figuur 4.24: Katalytische verbranding bij gasturbines (NO_x Conference 2001)

Bij conventionele verbranding wordt NO_x gevormd door de hoge verbrandingstemperatuur in de verbrandingskamer, dit terwijl de TIT aanzienlijk lager is. Door katalytische verbranding wordt de verbrandingstemperatuur beperkt (geen NO_x-vorming) terwijl de TIT gewaarborgd blijft. Katalytische verbranding streeft zeer lage emissiewaarden na (< 2,5 ppm NO_x of $\approx 5 \text{ mg/Nm}^3$, 15% O₂).

Voor gasturbine-toepassingen wordt katalytische verbranding ontwikkeld door Catalytica Energy Systems (XONONTM Cool Combustion, California) en door Precision Combustion (New Haven). Katalytische verbranding voor gasturbines zit momenteel in de overgangsfase van research naar commerciële toepassingen. Catalytica vermeldt 8.000 draaiuren met XONON voor een 1,5 MW gasturbine.

Belangrijkste onbekende momenteel betreft, naast kostprijsgegevens, de levensduur van de katalysator.

Secundaire maatregelen

Selectieve Katalytische Reductie

Selectieve katalytische reductie is de belangrijkste secundaire maatregel voor emissiereductie bij gasturbines¹⁰.

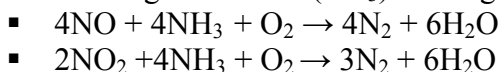
Ook bij toepassingen voor gasturbines is het actieve bestanddeel van de katalysator samengesteld uit hetzij edelmetalen, hetzij titanium of vanadium als metaal, hetzij zeolieten. Edelmetalen, titanium en vanadium worden ook hier aangebracht op een metallisch of

¹⁰ Niet Selectieve Katalytische Reductie is geen optie voor gasturbines, de vereiste temperatuursrange is enkel in de machine zelf beschikbaar.

keramisch dragermateriaal. Zeolieten zijn materialen die zowel het actief oppervlak als substraat vormen.

SCR voor gasturbines wordt voornamelijk toegepast in de U.S. (California), doorgaans wordt titaniumoxide als actief katalysatormateriaal gebruikt. De geometrische configuratie is ook hier meestal de honingraatstructuur.

In tegenstelling tot toepassingen in de kleinere vermogensrange (motoren) wordt voor gasturbines nog ammoniak (NH_3) als reagens gebruikt. Belangrijkste reacties hierbij zijn:



NO_x -emissies in de rookgassen zijn grotendeels samengesteld uit NO zodat de NH_3/NO_x verhouding bij de meeste SCR-systemen ongeveer 1 bedraagt. Het verhogen van deze verhouding verhoogt de NO_x -emissiereductie maar verhoogt eveneens de NH_3 -slip.

Het temperatuursvenster voor SCR-toepassingen met TiO_2 of V_2O_5 bedraagt 260°C tot 400°C . Dit impliceert dat deze toepassing niet mogelijk is simple cycle toepassingen waar de rookgastemperatuur meer dan 400°C bedraagt. SCR toepassingen op basis van zeolietstructuren laat werkingstemperaturen toe tot 590°C .

Voor STEG-toepassingen en warmtekrachteenheden kan TiO_2 en V_2O_5 wel toegepast worden als katalysatormateriaal. Hierbij wordt de katalysator in de afgassenketel geplaatst waarbij het juiste temperatuursvenster gegarandeerd kan worden.

De meeste toepassingen van SCR voor gasturbines zijn met aardgas als brandstof. Met SCR-toepassingen voor gasolie als brandstof is weinig ervaring. Een probleem met zwavelhoudende brandstoffen is dat SO_2 oxideert tot SO_3 (deze reactie wordt versterkt door toepassing van oxidatiekatalysator). SO_3 reageert met NH_3 en vormt hierbij ammoniumsulfaten ($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$) en ammoniumbisulfaten (NH_4HSO_4). Afzettingen van beide substanties leiden tot een verhoogde tegendruk voor de gasturbine en een verlaagde thermische efficiëntie. Bovendien werken ammoniumbisulfaten corrosief voor de recuperatieketel. Tenslotte geven sulfaten aanleiding tot verhoogde stof-emissies (PM-10) (Schorr, 1999).

SCR-toepassingen, zowel voor aardgas als gasolie, geven aanleiding tot vast afval. SCR-toepassingen gebaseerd op metaaloxides (V_2O_5 en TiO_2) bevatten daarenboven zware metalen. Tenslotte impliceert SCR als nageschakelde technologie een drukval wat een (beperkte) impact heeft op de energetische efficiëntie.

Samenvattend kan gesteld worden dat SCR voor turbinetoepassingen op aardgas:

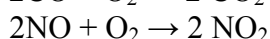
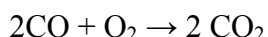
- een bewezen technologie is;
- de NO_x -emissies verder gereduceerd kunnen worden (er kan wel NH_3 -slip optreden);
- geen impact heeft op de milieucompartimenten water en bodem en een beperkte impact op energie;
- aanleiding geeft tot vast afval;
- niet kosteneffectief is.

Voor gasturbines gevoed met andere brandstoffen ontbreekt de ervaring om SCR als bewezen technologie te beschouwen.

SCONO_xTM (Czarnecki, ALSTOM)

Net zoals SCR is SCONO_xTM een secundaire maatregel inzake NO_x-reductie. In tegenstelling met SCR wordt er echter gewerkt met één katalysator voor zowel CO als NO_x-reductie. Bovendien wordt er geen NH₃ gebruikt als reagens.

In een oxidatiefase wordt CO en NO geoxideerd tot CO₂ en NO₂:



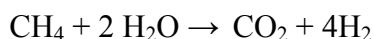
Het gevormde CO₂ wordt verwijderd via de schoorsteen, het gevormde NO₂ wordt geabsorbeerd aan het oppervlak van de katalysator door middel van een coating (kaliumcarbonaat):



Om een blijvende absorptie van de NO₂ te behouden, dient de katalysator geregenereerd te worden. Hiertoe worden regeneratiegassen (H₂) over de katalysator geleid:



Bovenstaande reactie dient te gebeuren in afwezigheid van O₂ zodat elke katalysatorsectie die geregenereerd wordt, afgesloten wordt van de rookgassen. Het benodigde waterstof (H₂) wordt gevormd via reforming van CH₄:



Voor een optimale werking bedraagt het temperatuursvenster 260-370 °C.

SCONO_x is zeer gevoelig voor zwavel zodat deze technologie (momenteel) niet toepasbaar is voor gasolie als brandstof.

Net zoals voor SCR impliceert SCONO_x als nageschakelde technologie een drukval wat een (beperkte) impact heeft op de energetische efficiëntie.

In de U.S. heeft SCONO_xTM de status van LAER (Lowest Achievable Emission Rate). NO_x emissiewaarden < 4 mg/Nm³ worden aangehaald. Inzake kostprijzen wordt een investering aangehaald van driemaal deze van SCR.

Er kan gesteld worden dat:

- SCONO_x geen bewezen technologie is;
- Beloftevol is inzake emissiereductie;
- (Voorlopig) niet kosteneffectief is.

Vergelijking NO_x reducerende technieken

In onderstaande tabel wordt er een overzicht gegeven van de emissiereductiepercentages, de mogelijke emissieniveaus en de daarmee gepaard gaande totale kosten van mogelijke NO_x reducerende maatregelen (Vito 2002).

Tabel 4.21: Geschatte NO_x reductiekosten van aanpassingen aan bestaande gasturbine, berekening gebaseerd op turbine van 460 MW_e en $\eta=50\%$ op aardgas bij bedrijfsuren ± 8000 uur/jaar

Milieuvriendelijke techniek	Emissiereductie %	Geschatte emissie (ton/jaar) van de turbine	Totale jaarlijkse kost	Kost in euro/ton NO _x	Kost in euro/kWh _e
geen		2000			
SCR	90%	200	8.540.000	4.745	0,0026

Tabel 4.22: Geschatte NO_x reductiekosten van aanpassingen aan nieuwe gasturbine, berekening gebaseerd op turbine van 460 MW_e en $\eta=50\%$ op aardgas bij bedrijfsuren ± 8000 uur/jaar

Milieuvriendelijke techniek	Emissiereductie %	Geschatte emissie van de turbine	Totale kost (euro/jaar)	Kost in NO _x verwijderd	euro/kWh _e
geen ¹¹		1000			
SCR	80%	200	8.540.000	10.675	0,0026

In dit voorbeeld werden een aantal bovengrenzen ingebouwd (groot vermogen, hoge bedrijfstijd, initiële emissie) zodat voor gelijkaardige toepassingen (kleinere vermogensrange, bestaande installaties) de kostenefficiëntie minder gunstig is.

4.1.2.2 SO₂

Controle van SO₂ emissies kan voor stationaire motoren worden verwezenlijkt door het gebruik van laag-zwavelige brandstof (primaire maatregel). Het gebruik van laag-zwavelige brandstof kan significante verbeteringen teweeg brengen voor de emissies van SO₂. Aangezien het gebruik van een dergelijke brandstof de vorming van SO₂ vermindert, moeten inspanningen gebeuren om het zwavelgehalte van de brandstof te minimaliseren. Economische factoren spelen een beslissende rol bij de selectie van de brandstof en daarom moet meestal een balans gemaakt worden tussen kosten en emissies. Meer uitleg over het

¹¹ Toepassen van dry low NOx kan nu als standaard worden verondersteld bij nieuwe gasturbines op aardgas

overschakelen naar een laag zwavelige brandstof wordt gegeven onder 4.1.1.3
Gecombineerde SO₂/NO_x reductietechnieken.

HOOFDSTUK 5: SELECTIE VAN DE BESTE BESCHIKBARE TECHNIEKEN (BBT)

5.1 Evaluatie van de beschikbare milieuvriendelijke technieken

Bij de BBT evaluatie worden de beschikbare milieuvriendelijke technieken voor bestaande installaties uit hoofdstuk 4 getoetst aan een aantal criteria. In hoofdstuk 4 werd immers op basis van gegeven, ongesaneerde, basisemissies gekeken welke emissies haalbaar zijn door toepassen van de beschikbare technieken en welke kost hiermee verbonden is. Er werd bij deze berekening uitgegaan van standaardrendementen, emissieconcentraties en kostprijzen, zoals deze in de literatuur zijn teruggevonden (bron: FGIER 1999 en Belconsulting 2001). Hierbij kan dus opgemerkt worden dat een bepaalde maatregel niet overal noodzakelijkerwijze hetzelfde rendement heeft en niet elke installatie die emissieconcentraties behaalt; dit hangt immers af van het type en de leeftijd van de installatie, van externe omstandigheden, ...

De criteria om te oordelen of een techniek als Beste Beschikbare Techniek (BBT) kan beschouwd worden, hebben niet alleen betrekking op de milieucompartimenten (water, lucht, bodem, afval en energie), maar ook de technische en economische haalbaarheid worden beschouwd. Dit maakt het mogelijk een *integrale* evaluatie te maken, conform de definitie van BBT (cf. hoofdstuk 1).

In figuur 5.1 wordt de beslissingsboom schematisch weergegeven. Hieronder wordt de inhoud van de verschillende criteria toegelicht.

Technische haalbaarheid (Stap 1)

Vooreerst wordt nagegaan of een techniek technisch haalbaar is, waarbij wordt rekening gehouden met een aantal parameters:

- bewezen: geeft aan of de techniek zijn nut bewezen heeft in de industriële praktijk. In hoofdstuk 4 is aangegeven voor welk type installatie (gasmotoren, dieselmotoren, ...) de technieken bewezen zijn;
- veiligheid: risico's op brand, ontploffing en arbeidsveiligheid in het algemeen;
- kwaliteit: invloed op de kwaliteit van het eindproduct;
- globaal: schat de globale technische haalbaarheid van de techniek in.

Indien uit de beoordeling blijkt dat een techniek slecht scoort op bovenstaande criteria wordt deze als niet-BBT beschouwd. In het andere geval worden in de volgende stap de effecten naar de verschillende milieucompartimenten beoordeeld.

Milieu-aspecten (Stap 2)

- water: inbreng van verontreinigde stoffen in het (afval)water tengevolge van de exploitatie van de inrichting en/of aandacht voor de mogelijkheden om het totale waterverbruik te beperken;
- lucht: inbreng van verontreinigde stoffen in de atmosfeer tengevolge van de exploitatie van de inrichting;
- bodem: bronnen van verontreiniging van de bodem;
- afval: het voorkomen en beheersen van afvalstromen;
- energie: invloed op het energieverbruik;

- globaal: geeft de ingeschatte invloed op het gehele milieu weer.

Per techniek wordt voor elk criterium een kwalitatieve beoordeling gegeven, waarbij:

- : negatief effect;
- 0: geen/verwaarloosbaar effect;
- +: positief effect;
- ±: soms een positief effect, soms een negatief effect.

Deze beoordeling is onder meer gebaseerd op (i) ervaring van exploitanten met deze techniek, (ii) BBT-selecties uitgevoerd in andere (buitenlandse) vergelijkbare studies en (iii) adviezen gegeven door het begeleidingscomité. Waar nodig, wordt in een voetnoot bijkomende toelichting verschaft.

Door de effecten op de verschillende milieucompartimenten af te wegen, komen we tot een globaal oordeel van de milieu-effecten. Daarbij worden een aantal vuistregels gehanteerd:

- indien één of meerdere milieuscores positief zijn en geen enkel negatief, dan is het globaal effect steeds positief;
- indien er zowel positieve als negatieve scores voorkomen, dan is het globaal milieueffect afhankelijk van de volgende elementen:
 - de verschuiving van een minder controleerbaar naar een meer controleerbaar compartiment (bijvoorbeeld van lucht naar afval);
 - relatief grotere reductie in het enige compartiment ten opzichte van toename in het andere compartiment;
 - de wenselijkheid van reductie gesteld vanuit het beleid, o.a. afgeleid uit de milieukwaliteitsdoelstellingen voor water, lucht,... (cf. “distance-to-target” benadering). Specifiek in deze studie werd het voldoen aan de nieuwe Europese richtlijn voor grote stookinstallaties (Richtlijn van het Europees Parlement en de Raad inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties, 2001) als voorwaarde beschouwd.

Economische beoordeling: Kosteneffectiviteit (stap 3)

Om na te gaan of de kosten van bepaalde technieken nog redelijk zijn in verhouding met het behaalde milieuresultaat, wordt een beoordeling van de kosteneffectiviteit aangegeven. De recent door het Nederlandse ministerie VROM gepubliceerde *indicatieve referentiewaarden* vormen het uitgangspunt bij de beoordeling van de reductiemaatregelen voor “oude” installaties (VROM, 2001). Dit zijn een soort standaarden voor de beoordeling van de kosteneffectiviteit van maatregelen die de uitstoot van VOS, stof, NO_x en SO₂ moeten terugdringen. Deze waarden zijn afgeleid van een inventarisatie van de kosteneffectiviteit van concrete, reeds (deels) uitgevoerde maatregelen door bedrijven in Nederland.

Tabel 5.1: Referentiewaarden voor beoordelen van kosteneffectiviteit van een maatregel (VROM, 2001)

Polluent	Indicatieve referentiewaarde (euro per kg reductie)
VOS	5
stof	2,5
NO _x	5
SO ₂	2,5

Indien de kosteneffectiviteit van een kandidaat BBT minder gunstig is dan deze referentiewaarden, wordt deze als niet kosteneffectief beschouwd (score -) en niet weerhouden als BBT. In het andere geval wordt score + toegekend. Hierbij wordt de effectiviteit voor elke techniek afzonderlijk bekeken en niet de marginale kosteneffectiviteit. Daar de kostprijzen, gegeven in bijlage 3, gemiddelde waarde zijn van kosten van reeds uitgevoerde maatregelen door individuele bedrijven, zullen een aantal bedrijven toch een lagere kosteneffectiviteit bekomen.

Dit gaf bij 8000 bedrijfsuren per jaar volgend resultaat:

Tabel 5.2: Beoordeling kostenefficiëntie van NO_x en SO₂ reducerende maatregelen bij stookinstallaties, waarbij “+” een kostenefficiënte maatregel aangeeft en “-” niet kostenefficiënt.

Milieu-vriendelijke techniek	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
NO _x															
rookgasrecirculatie						+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
overfire air + rookgasrecirculatie						+	+	+	+	+					
lage NO _x brander	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	-	-	+	+	+
lage NO _x brander + overfire air	-	+	+	+	+	-	-	+	+	+					
reburning	+	+	+	+	+										
SNCR	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+
lage NO _x + rookgasrecirculatie						-	+	+	+	+					
reburning + lage NO _x brander						-	+	+	+	+					
lage NO _x brander + SNCR											-	-	+	+	+
lage NO _x brander + overfire air + SNCR	-	+	+	+	+	-	+	+	+	+					
lage NO _x + rookgasrecirculatie + SNCR						-	+	+	+	+					

Milieu- vrien- delijke techniek	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
SCR	-	-	+	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	+	+
lage NO _x brander + SCR	-	-	+	+	+										
lage NO _x brander + overfire air + SCR	-	-	+	+	+										
SO ₂															
droog sorbent injectie	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
half nat (of droog sproeitoren)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
natte wassing ammonia	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
natte wassing kalk/kalkstee n	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
natte wassing dual alkali	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
regeneratief Wellman Lord	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
Gecombi- neerde NO _x /SO ₂ maatregelen															
Aktief kool	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alkali injectie	+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-	-
deSONO _x - WSA-SNO _x	-	+	+	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-
Laag zwavelige brandstof	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-

Economische beoordeling: Rendabiliteit en haalbaarheid (stap 3)

Op basis van de inschatting van de kosten in het voorgaand hoofdstuk, wordt per techniek de rendabiliteit beoordeeld. Een positieve score (+) betekent dat de techniek kostenbesparend werkt; een negatieve score (-) duidt op een onrendabele maatregel. Indien er geen invloed is wordt "0" als score aangegeven. Onrendabel wil echter niet zeggen dat de techniek geen BBT kan zijn. Enkel indien de kost te hoog is in vergelijking met de draagkracht van de bedrijven wordt een techniek als niet haalbaar (en dus geen BBT) beschouwd (score --). Daar stookinstallaties een onderdeel vormen van heel wat industriële activiteiten, is het uiterst moeilijk om de haalbaarheid van de technieken te toetsen aan de draagkracht van de sector. Als richtpunt voor de haalbaarheid van NO_x en SO₂ aanpassingen bij "oude" installaties, wordt in deze studie de elektriciteitsproductiekost genomen, daar elektriciteit als gemakkelijk vergelijkbaar eindproduct van een stookinstallatie of stationaire motor kan worden beschouwd. Indien het geheel van te nemen NO_x en SO₂ maatregelen meer dan 15 % t.o.v. de elektriciteitsproductiekost of ± 0,005 euro/kWh_e bedraagt, wordt deze maatregel als te duur beschouwd. Deze grens is afgeleid van de BBT-studie (ERM, Januari 1996) die de

basis vormde voor de herziening van de Europese LCP richtlijn. Hier werden SO₂ reductietechnieken van, omgerekend, $\geq 0,004$ euro/kWhe als BBT weerhouden.

In bepaalde bedrijfstakken, waar de stookkost een aanzienlijk deel uitmaakt van de kost van het eindproduct (vb. elektriciteitscentrales), kan deze grens evenwel te hoog liggen en zal de haalbaarheid van een maatregel geval per geval geëvalueerd moeten worden. Vandaar dat er tevens een tweede analyse is uitgevoerd met als grens 0,002 euro/kWhe of 5% t.o.v. de elektriciteitsproductiekost. In onderstaande tabel worden de resultaten van de eerste beoordeling, met het criterium van 0,005 euro/kWhe, aangegeven.

Tabel 5.3: Beoordeling kostenhaalbaarheid van de combinatie van NO_x en SO₂ reducerende maatregelen bij stookinstallaties, waarbij “-” als haalbaar wordt geacht in combinatie met aangegeven secundaire SO₂ reductiemaatregelen (zie voetnoten) en “--” geen enkele combinatie van SO₂ en NO_x reductiemaatregelen is kostenhaalbaar.

Milieuvriendelijke techniek	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
NO _x															
rookgasrecirculatie						²	¹	-	-	-	-	-	-	-	-
overfire air + rookgasrecirculatie						²	¹	-	-	-					
lage NO _x brander	--	--	¹	¹	-	--	--	-	-	-	-	-	-	-	-
lage NO _x brander + overfire air	²	--	¹	¹	-	--	--	-	-	-					
reburning	²	²	¹	-	-										
SNCR	²	²	-	-	-	²	¹	-	-	-	-	-	-	-	-
lage NO _x + rookgasrecirculatie						--	--	¹	-	-					
reburning + lage NO _x brander						--	--	--	-	¹					
lage NO _x brander + SNCR											--	-	-	-	-
lage NO _x brander + overfire air + SNCR	²	--	¹	¹	³	--	--	¹	-	¹					
lage NO _x + rookgasrecirculatie + SNCR						--	--	¹	-	¹					
SCR	--	--	--	--	⁴	--	--	--	--	--	--	--	--	-	-
lage NO _x brander + SCR	--	--	--	--	--										
lage NO _x brander +	--	--	--	--	--										

¹ Kostenhaalbaar in combinatie met half natte wassing en natte wassing

² Kostenhaalbaar in combinatie met half natte wassing

³ Kostenhaalbaar in combinatie met natte wassing

⁴ Kostenhaalbaar in combinatie met natte wassing

Milieuvriendelijke techniek	Installaties op vaste brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op vloeibare brandstof met thermisch vermogen (MW) groter dan:					Installaties op aardgas met thermisch vermogen (MW) groter dan:				
	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600	10	50	100	300	600
overfire air + SCR															
Gecombineerde NO _x /SO ₂ maatregelen															
Laag zwavelige brandstof ⁵	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					

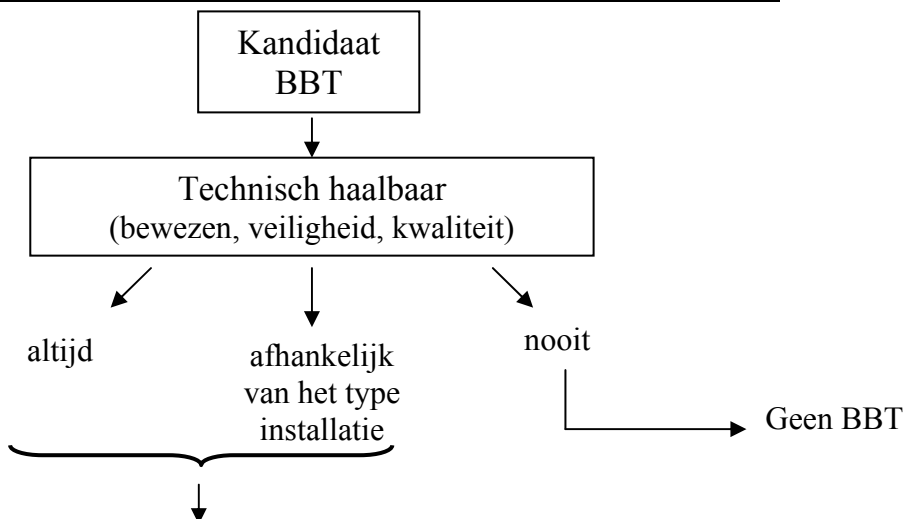
Vergelijking van technieken (stap 4)

Als laatste stap wordt de beste techniek geselecteerd uitgaande van de technieken die reeds technisch haalbaar werden beschouwd, een globaal positief milieuplaatje, een gunstige kostenefficiëntie en redelijke kostenhaalbaarheid hebben. Voor de NO_x en SO₂ reducerende maatregelen gebeurt dit door het kiezen van die techniekcombinaties die de hoogste reductie opleveren.

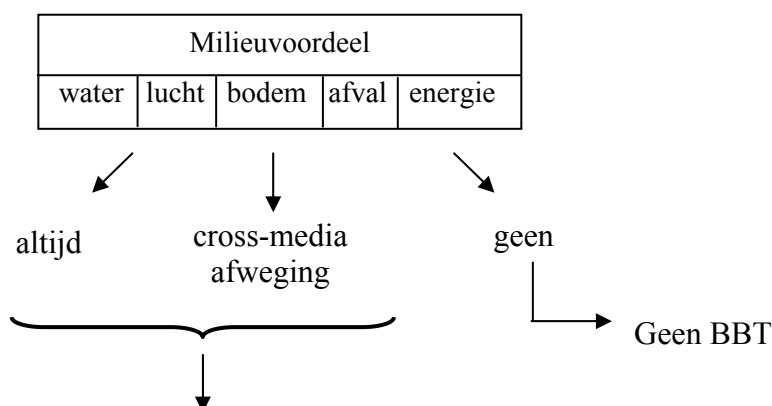
Uiteindelijk wordt dan in de laatste kolom van de evaluatietabel telkens beoordeeld of de beschouwde techniek als beste beschikbare techniek kan geselecteerd worden (**BBT: ja** of **BBT: nee**). Waar dit sterk afhankelijk is van de beschouwde installatie wordt **BBT: vgtg** (van geval tot geval) als beoordeling gegeven.

⁵ het gebruik van laag zwavelige brandstof is steeds te combineren met elke NO_x reducerende maatregel en praktisch steeds kostenhaalbaar

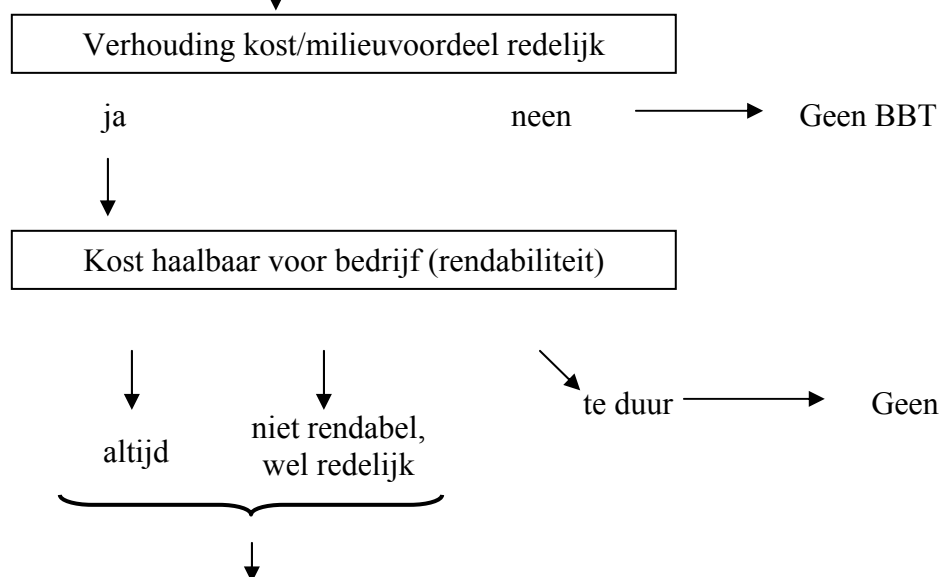
Stap 1



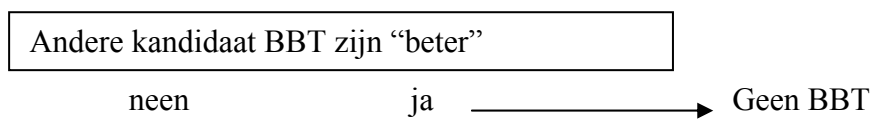
Stap 2



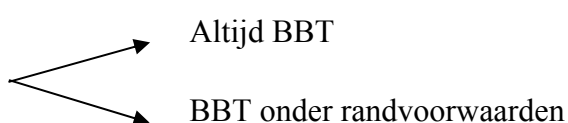
Stap 3



Stap 4



Stap 5



Figuur 5.1: Selecteren van BBT op basis van de scores voor de verschillende criteria

Stookinstallaties	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
<i>SO₂ Reductietechnieken</i>													
1. Kalk/kalksteen scrubbers	+ ⁶	0	0	+	-	+	0	- ⁷	-	+	-/-- ⁸	+/-	vgtg
2. Ammonia scrubbers	+	0	0	+	0	+	0	- ⁹	-	+	--	+/-	vgtg
3. Dual alkali scrubbers	+	0	0	+	-	+	0	- ¹⁰	-	+	-/-- ⁸	+/-	vgtg
4. Alkalische wasvloeistof in droogtoren (sproeidroogproces of half natte wassing)	+ ¹¹	0	0	+	0	+	0	- ¹²	-	+	-/-- ⁸	+/-	vgtg
5. Droog sorbent injectie	+	0	0	+	0	+	0	-	-	+	--	-	vgtg
6. Wellman-Lord proces	+	0	0	+	- ¹³	+	0	- ¹⁴	-	+	--	+/-	vgtg

⁶ 80% van de geïnstalleerde ontzwavelingsinstallaties zijn natte wassers

⁷ gips kan gebruikt worden in plaasterindustrie of bouwnijverheid

⁸ in het geval de installatie meer dan 2000 bedrijfsuren per jaar (gerekend op uren vollast) heeft, wordt deze techniek in sommige gevallen als haalbaar beoordeeld

⁹ ammoniumsulfaat kan dienst doen als meststof

¹⁰ slurry bestaande uit water en sulfiet/sulfaat

¹¹ geprefereerde techniek voor kleinere installaties of voor installaties die niet continu in werking zijn

¹² poeder moet afgevangen en gestort worden

¹³ afvalwater afkomstig van prescrubber, moet behandeld worden voor lozing of hergebruikt worden

¹⁴ natriumsulfaat afvalstroom die gestort moet worden

Stookinstallaties	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
7. overschakelen naar laag S brandstof	+	0	0	+	0	+	0	0	0	+	-	+	vgtg ¹⁵
<i>NO_x-reductietechnieken</i>													
8. Optimalisatie verbranding	+	0	-	+/-	0	+	0	0	⁻¹⁶	+	-	+/- ¹⁷	ja
9. Rookgasrecirculatie	+	0	0	+	0	+	0	0	0	+	-	+/- ¹⁷	vgtg
10. Lage NO _x branders	+/-	0	0	+/-	0	+	0	0	⁻¹⁸	+	-	+/- ¹⁷	vgtg
11. Getrapte verbrandingslucht of overfire air	+/-	0	0	+/-	0	+	0	0	0	+	0	+/- ¹⁷	vgtg
12. Reburning	+/- ¹⁹	0	0	+/-	0	+	0	0	-	+	-	+/- ¹⁷	vgtg
13. Lean burn	+	0	+/-	+	0	+	0	0	-	+	+	+	vgtg
14. SNCR	+	0	0	+	0	+	0	⁻²⁰	0	+	-	+	vgtg
15. SCR	+	0	0	+/-	0	+/- ₂₁	0	-	0	+	-/--	+/-	vgtg

Stookinstallaties	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
<i>SO_x/NO_x reductietechnieken</i>													
16. Aktief kool	+/-	0	0	+/-	-	+	0	-	-	+	-	+/-	nee
17. WSA-SNO _x /DeSONO _x	+/-	0	0	+/-	0	+	0	- ²²	-	+	-	+/-	vgtg ²³
18. Alkali-injectie	+/-	0	0	+/-	0	+	0	-	0	+	-	+/-	nee
19. Overschakelen op aardgas	+	0	0	+	0	+	0	0	0	+	-	+	vgtg ²⁴

¹⁵ in deze studie is enkel het gebruik van 0,5% S-houdende brandstof onderzocht, maar er zijn natuurlijk ook nog andere laag S brandstoffen, zoals 0,1-0,3 %S, welke niet zijn bekeken wegens een tekort aan gegevens, maar toch per installatie moeten beoordeeld worden met de informatie die de gebruiker voorhanden heeft.

¹⁶ rendement van de ketel daalt, dus energieverbruik neemt toe

¹⁷ kostenefficiëntie en haalbaarheid zijn afhankelijk van soort brandstof, vermogen en aantal bedrijfsuren per jaar (zie bijlagen voor meer gedetailleerde informatie)

¹⁸ meer energie nodig omwille van grotere luchtventilatoren want grotere drukval

¹⁹ minder geschikt voor retrofit, want grotere verbrandingsruimte nodig als voordien

²⁰ zeer weinig vast of vloeibaar afval, ammoniak doorslip wordt immers samen met vliegassen verwijderd

²¹ lachgas kan gevormd worden als nevenproduct (bij gebruik van ureum sneller lachgasvorming als bij ammonium)

²² productie zwavelzuur, maar kan hergebruikt worden

²³ BBT in geval er maar max. 45% NO_x nodig is om aan de vereiste emissiegrenswaarden te voldoen

²⁴ indien de kosten van de omschakeling naar aardgas niet te hoog oplopen, t.t.z. kosten nieuwe ketel en/of brander, aardgasleiding etc...

Stookinstallaties	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Gloabaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Gloabaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
<i>Stof reductietechnieken</i>													
20. Cycloon	+	0	0	+	0	+	0	-	-	+	-	+/-	nee ²⁵
21. Electrofilter	+ ²⁶	-	0	+/-	0	+	0	-	-	+	-	+/-	vgtg ²⁷
22. Mouwenfilter	+	-	0	+/-	0	+	0	-	-	+	-	+/-	vgtg ²⁷
23. Natte wassers	+	0	0	+	-	+	0	-	-	+	-	+/-	vgtg ²⁷
<i>Alternatieven</i>													
24. Wervelbedverbranding	+/- ²⁸	0	- ²⁹	-									nee
25. IGCC	- ³⁰	0	0	-									nee

²⁵ hiermee kan niet aan de huidige norm worden voldaan, indien gebruik wordt gemaakt van vaste brandstoffen

²⁶ wordt ook toegepast op installaties op vloeibare brandstof

²⁷ indien er vooraf geen natte wassing heeft plaatsgevonden en er vaste brandstoffen worden gebruikt, kan deze techniek als BBT worden geselecteerd

²⁸ AFBC zijn op dit ogenblik bewezen technologie, PFBC is op dit ogenblik nog geen bewezen technologie, de industriële realisaties zijn zeldzaam

²⁹ AFBC heeft tot nu toe een lagere beschikbaarheid en betrouwbaarheid als een klassieke stookinstallatie, ook al is dit een bewezen technologie

³⁰ verder in ontwikkeling

Stookinstallaties	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
<i>Technieken voor behandelen van afvalwater</i>													
26. Chemische precipitatie	+	0	0	+	+	0	0	-	0	+	-	+/-	vgtg ³¹
27. Sedimentatie	+	0	0	+	+	0	0	-	0	+	-	+/-	vgtg ³¹
28. Filtratie	+	0	0	+	+	0	0	-	0	+	-	+/-	vgtg ³¹
29. Ionenwisseling	+	0	0	+	+	0	0	-	0	+	-	+/-	vgtg ³¹
<i>Technieken voor reductie van afval</i>													
30. hergebruik van slib en vaste residu's in andere industriële sectoren (bouw, landbouw)	+	0	0	+	0	0	0	+	0	+	-	+/-	vgtg ³²
<i>Technieken voor reductie van geluid</i>													
31. Omkapselen van installaties	+	0	0	+	0	0	0	0	0	+ ³³	-	+/-	vgtg ³⁴
32. Constructie van gebouw selecteren volgens geluidsisolerend effect	+	0	0	+	0	0	0	0	0	+ ³³	-	+/-	vgtg ³⁴

³¹ indien vooraf een natte wassing is gebeurd, moet dit afvalwater worden gezuiverd

³² moet voldoen aan Vlarea of indien het als grondstof wordt erkend

³³ geluidsreductie

³⁴ afhankelijk van lokale hindergevoeligheid

Stookinstallaties	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
33. Gebruik van geluidsdempers in in- en uitlaatkanalen	+	0	0	+	0	0	0	0	0	+ ³³	-	+/-	vgtg ³⁴
34. Gebruik van trillingsisolatoren en flexibele verbindingen	+	0	0	+	0	0	0	0	0	+ ³³	-	+/-	vgtg ³⁴

Gasturbines (gasolie)	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
NO_x-reductietechnieken													
1. Dry Low NO _x	+/- ³⁵	0	0	+/-	0	+	0	0	0	+	0	0	vgtg
2. Water/stoominjectie	+	0	0	+	⁻³⁶	+/-	0	0	+/-	+/-	-	+/-	vgtg
3. SCR	-	0	0	-	0	+/-	0	-	-	+/-	--	-	neen
4. SCONO _x	-	0	0	-	0	+	0	0	+/-	+	--	-	neen

³⁵ Dry Low NO_x is slechts voor een beperkt aantal machines beschikbaar.

³⁶ Water/stoominjectie geeft aanleiding tot een aanzienlijk verbruik van demin-water.

Gasturbines (aardgas)	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Gloobaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Gloobaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
NO _x -reductietechnieken													
1. Dry Low NO _x	+ ³⁷	0	0	+	0	+	0	0	0	+	0	0	ja ³⁸
2. Water/stoominjectie	+	0	0	+	- ³⁹	+/-	0	0	+/-	+/-	-	+/-	vgtg ⁴⁰
3. SCR	+	0	0	+	0	+	0	-	0	+	-	-	neen ⁴¹
4. SCONO _x	-	0	0	-	0	+	0	0	0	+	-	-	neen ⁴²

³⁷ Dry Low NO_x is nagenoeg over de volledige vermogensrange beschikbaar, enkel in de kleine vermogensrange is Dry Low NO_x nog niet courant.

³⁸ Voor nieuwe toepassingen, voor bestaande toepassingen dient de technische en economische haalbaarheid van geval tot geval bekeken te worden.

³⁹ Water/stoominjectie geeft aanleiding tot een aanzienlijk verbruik van demin-water.

⁴⁰ Voor bestaande toepassingen dient de technische en economische haalbaarheid van geval tot geval bekeken te worden.

⁴¹ Zowel voor bestaande als nieuwe installaties.

⁴² Zowel voor bestaande als nieuwe installaties.

Aardgasmotoren	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
NO _x -reductietechnieken													
1. Lean burn (TA-Luft)	+	0	0	+	0	0	0	0	0	0	0	0	ja ⁴³
2. Lean burn (TA-Luft) + oxidatiekatalysator	+	0	0	+	0	+	0	0	0	+	-	0	ja
3. Lean burn (1/2 TA-Luft) + oxidatiekatalysator	+	0	0	+	0	+/-	0	0	-	-	+/-	+/-	neen
4. Driewegkatalysatoren	+ ⁴⁴	0	0	+	0	+	0	0	-	+	+/-	+/-	vgtg
5. SCR	+	0	0	+	0	+	0	-	0	+	-	-	neen

⁴³ Lean burn kan als standaardtechnologie beschouwd worden.

⁴⁴ Het concept van driewegkatalysatoren is een bewezen maar verouderde technologie, bovendien slechts toepasbaar in een beperkte vermogensrange.

Dieselmotoren	Technisch				Milieu						Economisch		BBT-evaluatie
Techniek	Bewezen	Veiligheid	Kwaliteit	Globaal	Water	Lucht	Bodem	Afval	Energie	Globaal	Rendabiliteit	Effectiviteit	
NO _x -reductietechnieken													
1. SCR	+	0	0	+ ⁴⁵	0	+	0	-	0	+	-/--	+ ⁴⁶	

⁴⁵ De ondergrens waarbij SCR moeilijk uitvoerbaar is, wordt ingeschat op 500 kW_e.

⁴⁶ SCR voor dieselmotoren is enkel bij toepassingen met een lage gebruiksduur niet kosteneffectief.

5.2 BBT-conclusies

De belangrijkste conclusies uit de BBT evaluatie worden in onderstaande paragrafen beschreven.

5.2.1 Stookinstallaties

5.2.1.1 Scenario 1: haalbaarheidsgrens 0,005 euro/kWhe

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de BBT conclusies voor de verschillende stookinstallaties voor SO₂ en/of NO_x reducties, indien het geheel van te nemen maatregelen niet meer dan 0,005 euro/kWhe bedragen.

Tabel 5.4: Overzicht van de BBT conclusies voor de NO_x en/of SO₂ reducerende maatregelen bij de stookinstallaties, met  voor technieken die in alle gevallen BBT zijn,  voor technieken die BBT zijn voor installaties met meer dan 2000 bedrijfsuren per jaar en  voor technieken die BBT zijn voor installaties met minder dan 2000 bedrijfsuren per jaar

	Vaste brandstoffen					Vloeibare brandstoffen					Aardgas				
	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}
SO₂ Reductietechnieken															
Kalk/kalksteen scrubbers															
Ammonia scrubbers															
Dual alkali scrubbers															
sproeidroogproces of half natte wassing															
Droog sorbent injectie															
Wellman-Lord proces															
NO_x-reductietechnieken															
Optimalisatie verbranding															
Rookgasrecirculatie															
Lage NO _x branders															
Getrapte verbrandingslucht of overfire air															

	Vaste brandstoffen					Vloeibare brandstoffen					Aardgas				
	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}
Reburning															
SNCR															
SCR															
SO₂/NO_x reductietechnieken															
Aktief kool															
WSA-SNO _x /DeSONO _x															
Alkali-injectie															
Overschakeling op laag zwavelige brandstof															

Samenvatting

Stookinstallaties op vaste brandstof

Bij de selectie van BBT voor de reductie van SO₂ moet er onderscheid worden gemaakt tussen installaties welke gebruik maken van 1% S-houdende brandstof en deze welke reeds laag zwavelige brandstoffen stoken. Bij het gebruik van 1% S-houdende brandstof zijn bij de eerste analyse secundaire maatregelen als BBT geëvalueerd, nl natte kalk/kalksteen scrubbers voor installaties groter dan 300 MW_{th} en dual alkali scrubbers voor installaties met een kleinere capaciteit. Met deze BBT kan worden voldaan aan de nieuwe Europese richtlijn voor grote stookinstallaties.

Indien men reeds gebruik maakt van laag zwavelige brandstof, kunnen geen andere BBT meer geselecteerd worden daar de secundaire reductiemaatregelen hiervoor niet meer kostenefficiënt zijn. Bij het gebruik van deze laag zwavelige brandstoffen moet wel opgemerkt worden dat het in deze studie gehanteerde laag zwavelgehalte van 0,5 %S niet als beste beschikbare laag zwavelige brandstof kan worden gedefinieerd en slechts als voorbeeld werd gebruikt. Er moet in de praktijk echter eerst uitgekeken worden naar andere laag zwavelige brandstoffen, waarmee betere SO₂ reducties haalbaar zijn en aan de nieuwe Europese richtlijn voor grote stookinstallaties kan worden voldaan.

Wat de NO_x emissiereducerende maatregelen betreft, werd voor installaties met een thermische capaciteit van meer dan 300 MW het toepassen van primaire maatregelen plus SNCR of het naschakelen van SCR als BBT geselecteerd. Deze maatregelen bleken kostenefficiënt te zijn en haalbaar in combinatie met de geselecteerde SO₂ maatregelen. Installaties met een kleinere capaciteit zullen door toepassen van enkel SNCR aan de BBT voldoen, daar deze techniek kostenefficiënter is dan de primaire maatregelen.

BBT voor de reductie van stof is de electrofilter of doekfilter.

Stookinstallaties op vloeibare brandstof

Hiervoor werden plus minus dezelfde BBT conclusies genomen als voor kolengestookte ketels.

Stookinstallaties op aardgas

Er werden voor deze installaties geen technieken geselecteerd voor de SO₂- en stofreductie, daar het stoken van aardgas praktisch geen SO₂ of stofemissies geeft. Voor installaties groter dan 300 MW_{th} werden primaire technieken plus SNCR als BBT geselecteerd. Voor kleinere installaties werd enkel SNCR als BBT beoordeeld.

5.2.1.2 Scenario 2: haalbaarheidsgrens 0,002 euro/kWhe

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de BBT conclusies voor de verschillende stookinstallaties voor SO₂ en/of NO_x reducties, indien het geheel van te nemen maatregelen niet meer dan 0,002 euro/kWhe bedragen.

Tabel 5.5: Overzicht van de BBT conclusies voor de NO_x en/of SO₂ reducerende maatregelen bij de stookinstallaties, met  voor technieken die in alle gevallen BBT zijn,  voor technieken die BBT zijn voor installaties met meer dan 2000 bedrijfsuren per jaar en  voor technieken die BBT zijn voor installaties met minder dan 2000 bedrijfsuren per jaar

	Vaste brandstoffen					Vloeibare brandstoffen					Aardgas				
	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}
SO₂															
Reductietechnieken															
Kalk/kalksteen scrubbers															
Ammonia scrubbers															
Dual alkali scrubbers															
sproeidroogproces of half natte wassing															
Droog sorbent injectie															
Wellman-Lord proces															
NO_x															

	Vaste brandstoffen					Vloeibare brandstoffen					Aardgas				
	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}	< 50 MW _{th}	≥ 50 - < 100 MW _{th}	≥ 100 - < 300 MW _{th}	≥ 300 - < 600 MW _{th}	≥ 600 MW _{th}
reductietechnieken															
Optimalisatie verbranding															
Rookgasrecirculatie															
Lage NO _x branders															
Getrapte verbrandingslucht of overfire air															
Reburning															
SNCR															
SCR															
SO₂/NO_x reductietechnieken															
Aktief kool															
WSA-SNO _x /DeSONO _x															
Alkali-injectie															
Overschakeling op laag zwavelige brandstof															

Samenvatting

Stookinstallaties op vaste brandstof

Bij de twee analyse, waarbij de haalbaarheidsgrens op 0,002 euro/kWhe of 5 % t.o.v. elektriciteitsproductiekost werd gelegd, konden geen secundaire matregelen ter reductie van SO₂ geselecteerd worden. Enkel het gebruik van laag zwavelige brandstoffen is voor alle installaties BBT. Wat de vaste brandstoffen betreft, zou kunnen overgeschaald worden naar 0,5 % S, daar dit soort brandstof nu reeds in sommige gevallen gebruikt wordt (o.a. elektriciteitssector). Voor vloeibare brandstoffen werd er in deze studie ook vanuit gegaan dat er vloeibare brandstof met 0,5 % S op de markt beschikbaar is. Bij het gebruik van deze laag zwavelige brandstoffen moet wel opgemerkt worden dat het in deze studie gehanteerde laag zwavelgehalte van 0,5 %S niet als beste beschikbare laag zwavelige brandstof kan worden gedefinieerd en slechts als voorbeeld werd gebruikt. Er moet in de praktijk echter eerst uitgekeken worden naar andere laag zwavelige brandstoffen, waarmee betere SO₂ reducties haalbaar zijn en aan de nieuwe Europese richtlijn voor grote stookinstallaties kan worden voldaan.

Wat de NO_x emissiereducerende maatregelen betreft, werd voor installaties met een thermische capaciteit van meer dan 600 MW het toepassen van primaire maatregelen plus SNCR als BBT geselecteerd. Deze maatregelen bleken kostenefficiënt te zijn en haalbaar in combinatie met de geselecteerde SO₂ maatregelen. Installaties met een kleinere capaciteit zullen door toepassen van enkel SNCR aan de BBT voldoen, daar deze techniek kostenefficiënter is dan de primaire maatregelen.

BBT voor de reductie van stof is de electrofilter of doekfilter.

Stookinstallaties op vloeibare brandstof

Hiervoor werden plus minus dezelfde BBT conclusies genomen als voor kolengestookte ketels.

Stookinstallaties op aardgas

Er werden voor deze installaties geen technieken geselecteerd voor de SO₂- en stofreductie, daar het stoken van aardgas praktisch geen SO₂ of stofemissies geeft. Voor installaties groter dan 300 MW_{th} werden primaire technieken plus SNCR als BBT geselecteerd. Voor kleinere installaties werd enkel SNCR als BBT beoordeeld.

5.2.2 Stationaire motoren

Gasmotoren

Voor gasmotoren is het arm afstellen van de motor (=lean burn) met het plaatsen van een oxidatiekatalysator als BBT geselecteerd.

Dieselmotoren

BBT voor nieuwe dieselmotoren met een capaciteit van meer dan 3 MW_{th} is SCR plus een oxidatiekatalysator. Voor kleinere dieselmotoren kon geen BBT geselecteerd worden. Voor de reductie van SO₂ werd het gebruik van zwavelarme brandstof als BBT beoordeeld.

Gasturbines

Bij gasturbines op aardgas is dry low NO_x BBT voor de reductie van NO_x. Voor gasturbines op vloeibare brandstof is het injecteren van water of stoom de beste beschikbare techniek voorhanden.

HOOFDSTUK 6: VOORSTEL BBT-GERELATEERDE EMISSIEGRENSWAARDEN

In dit hoofdstuk wordt, op basis van de BBT-conclusies uit hoofdstuk 5, een voorstel uitgewerkt naar nieuwe vergunningsvoorwaarden voor stationaire motoren en stookinstallaties. Vooraleer over te gaan tot het concrete voorstel wordt eerst de aandacht gevestigd op een aantal aspecten omtrent de beperkingen van de gegevens en de gebruikte methode die zeker in het achterhoofd moeten gehouden worden bij de interpretatie van deze resultaten:

- In de berekeningen (hoofdstuk 4) werd uitgegaan van standaard rendementen en emissieconcentraties zoals teruggevonden in een aantal referentiebronnen (FGIER, Belconsulting). Hierbij kan dus opgemerkt worden dat een bepaalde maatregel niet overal noodzakelijkerwijze hetzelfde rendement heeft en niet elke installatie die emissieconcentratie behaalt; dit hangt immers af van het type en de leeftijd van de installatie, van de kwaliteit en het asgehalte van de brandstof. Deze opmerking geldt eveneens voor de vermelde kostprijzen. De kostprijzen van de verschillende maatregelen verschillen immers van installatie tot installatie. Er werd hiervoor gewerkt met gegevens uit het FGIER rapport (1999), welke kostprijzen weergeeft voor retrofitmaatregelen op oude installaties opgedeeld naar vermogenrange.
- Voor het bepalen van BBT werden oa. volgende criteria gehanteerd:
 - de kosteneffectiviteit van de maatregel moet gunstiger zijn dan 5000 euro/ton NO_x verwijderd en 2500 euro/ton SO₂ verwijderd.
 - de kost per kWh_e mag voor het geheel van nodige NO_x en SO₂ maatregelen niet hoger zijn dan ± 0,005 euro (of niet meer dan 15 % van de elektriciteitsproductiekost) of volgens de tweede analyse niet hoger zijn dan ± 0,002 euro (of niet meer dan 5 % van de elektriciteitsproductiekost). Deze kostenhaalbaarheidsgrens van 0,005 euro per kWh_e is afgeleid van de Europese LCP richtlijn voor grote installaties. Noch over deze noch over de tweede kostenhaalbaarheidsgrens bestaat echter consensus en het valideren ervan per bedrijfstak wordt essentieel geacht voordat de in dit hoofdstuk voorgestelde normen worden ingevoerd.
 - bij de multimedia afweging van de verschillende pollutanten werd als richtlijn gevold dat er tenminste moet voldaan worden aan de nieuwe Europese richtlijn voor grote stookinstallaties. Concreet betekent dit dat er een SO₂ reductie van 75 tot 92% en een NO_x reductie van 55 tot 85% moet behaald worden ten opzichte van de ongesaneerde situatie¹.

¹ Ongesaneerde situatie = situatie zonder enige reductiemaatregel voor NO_x (noch primair noch secundair) en uitgaande van 1% S in de brandstof

6.1 BBT-voorstel voor nieuwe vergunningsvoorwaarden voor stookinstallaties (rubriek 5.43 VI II) en stationaire motoren (rubriek 5.31 VI II)

6.1.1 BBT-voorstel normering voor NO_x en SO₂ voor stookinstallaties

Tabel 6.1: Voorstel van emissiegrenswaarden voor bestaande stook installaties afgeleid van BBT.

De emissiegrenswaarden zijn uitgedrukt in mg/Nm² droge rookgassen en bij een ref. zuurstof-gehalte van 3 % voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6 % voor vaste brandstoffen. Gezien het niet mogelijk was een uitspraak te doen over de globale economische haalbaarheid – deze is sterk sectorafhankelijk – en bovendien de kosteneffectiviteit sterk afhangt van het aantal bedrijfsuren per jaar, zijn waar nodig “ranges” voorgesteld. Deze “ranges” komen overeen met enerzijds een maximale kost van 0,002 euro per kWh_e, en anderzijds een maximale kost van 0,005 euro per kWh_e.

Nominiaal thermisch vermogen in MW	Vaste brandstoffen		Vloeibare brandstoffen		Aardgas	
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂
30 – 50	500 ² - 800	350 ² - 1050	300 ² - 500	350 ² - 850	300	35
50 – 100	500	200 - 1050	300 - 350	200 - 850	300	35
100 – 300	500	200 - 1050	300 - 350	200 - 850	300	35
300 – 600	350 - 500	200 - 1050	150 - 350	200 - 850	150 - 300	35
> 600	200 - 600	200 - 1050	150 - 350	200 - 850	150 - 300	35

De range die hierboven wordt opgegeven is bepaald door de haalbaarheidsgrens die werd gehanteerd en het aantal bedrijfsuren per jaar van de installatie. Het is dus duidelijk dat de gegeven emissiegrenswaarden sterk afhankelijk zijn van het haalbaarheids criterium dat gehanteerd wordt en dat dit dus best per sector opnieuw geëvalueerd moet worden.

Voor bestaande installaties werden hier enkel installaties onderzocht die reeds geruime tijd in dienst waren en dus vergund zijn vóór 1 januari 1996. Er werden geen installaties gevonden welke vergund zijn tussen 1 januari 1996 en 1 januari 2002. Er kan wel worden aangenomen dat deze nieuwere installaties eventueel lagere emissiegrenswaarden kunnen behalen daar deze vermoedelijk reeds met primaire maatregelen uitgerust zijn.

² enkel voor installaties $\geq 30\text{MW}_{\text{th}}$ en haalbaarheidsgrens op 0,005 euro per per kWh_e; voor kleinere installaties is de corresponderende BBT (nog) niet beschikbaar.

Tabel 6.2: Voorstel NO_x en SO₂ emissiegrenswaarden voor nieuwe installaties. De emissiegrenswaarden zijn uitgedrukt in mg/Nm³ droge rookgassen en bij een ref. zuurstof-gehalte van 3 % voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6 % voor vaste brandstoffen. Wat betreft SO₂ werd gerekend met SO₂ rookgasreiniging bij grote stookinstallaties en het gebruik van laag zwavelige brandstof voor kleine en middelgrote installaties.

Nominiaal thermisch vermogen in MW	Vaste brandstoffen		Vloeibare brandstoffen		Aardgas	
	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂	NO _x	SO ₂
0,1 – 2	500 ³	1050	150	350	150	35
2 – 50	400 ³	1050	150	350	150	35
50 – 100	150	200	150	200	100	35
100 – 300	150	200	150	200	100	35
300 – 600	150	200	150	200	100	35
> 600	150	200	150	200	100	35

6.1.2 BBT-voorstel normering gasmotoren

Tabel 6.3: Voorstel emissiegrenswaarden gasmotoren bedrijfsduur > 360 uur⁴ (mg/Nm³ bij 5 %O₂)

Parameter	Vergunning voor 1/1/2000	Vergunning na 31/12/99
NO _x	$1.300 \times \eta/30^5$	$500 \times \eta/30$
CO	650	650
VOS	150	150

Tabel 6.4: Voorstel emissiegrenswaarden gasmotoren bedrijfsduur < 360 uur⁶ (mg/Nm³ bij 5 %O₂)

Parameter	Vergunning voor 1/1/2000	Vergunning na 31/12/99
NO _x	$1.300 \times \eta/30$	$500 \times \eta/30$
CO	650	650
VOS	150	150

³ huidige Vlare II emissiegrenswaarde bepaald in artikel 5.43.4.1 en 5.43.5.1, daar geen informatie is gevonden over kleine of middelgrote stookinstallaties op vaste brandstof

⁴ Voor gasmotoren zijn de normen gebaseerd op lean burn (TA-Luft) aangevuld met oxidatiekatalysator als BBT. Voor bestaande installaties impliceert de voorgestelde norm een halvering van de huidige norm.

⁵ Momenteel zijn er in Vlare geen emissiegrenswaarden voor installaties vergund voor 1/1/1993, voor deze installaties kan de voorgestelde norm te scherp zijn, voor installaties vergund tussen 1993-2000 wordt de voorgestelde norm haalbaar geacht.

⁶ Voor gasmotoren zijn de normen gebaseerd op lean burn (TA-Luft) aangevuld met oxidatiekatalysator als BBT. Voor bestaande installaties impliceert de voorgestelde norm een halvering van de huidige norm.

6.1.3 BBT-voorstel normering dieselmotoren

Tabel 6.5: Voorstel emissiegrenswaarden dieselmotoren bedrijfsduur
> 360 uur (mg/Nm³ bij 5 %O₂)

Parameter	Vergunning voor 1/1/2000	Vergunning na 31/12/99
NO _x	< 3 MW _{th} - ≥ 3 MW _{th} ? ⁷	< 3 MW _{th} 4.000 ≥ 3 MW _{th} 500 ⁸
CO	650	650
SO _x	Zwavelgehalte max. 0,2%	Zwavelgehalte max. 0,2%
VOS	150	150

Tabel 6.6: Voorstel emissiegrenswaarden dieselmotoren bedrijfsduur
< 360 uur (mg/Nm³ bij 5 %O₂)

Parameter	Vergunning voor 1/1/2000	Vergunning na 31/12/99
NO _x	-	< 3 MW _{th} = 4.000 ≥ 3 MW _{th} = 2.000
CO	1.500	650
SO _x	Zwavelgehalte brandstof max. 0,2%	Zwavelgehalte brandstof max. 0,2%

6.1.4 BBT-voorstel normering gasturbines⁹

Inzake normering voor gasturbines worden de vermogensklassen beperkt tot < 50 MW_{th} en ≥ 50 MW_{th} conform de LCP-richtlijn. De indeling inzake vergunningstijdstip wordt beperkt tot installaties vergund voor 1/1/2000 (eventueel 1/1/2002) en installaties vergund na 31/12/1999 (eventueel na 31/12/2001). Hierbij dient nagegaan te worden of dit voor bestaande installaties verschuivingen meebrengt die niet ingevuld kunnen worden.

⁷ De kostenefficiëntie en haalbaarheid van een strengere norm (die SCR impliceert) varieert van geval tot geval.

⁸ 500 mg/Nm³ is de norm voorgesteld in de ontwerp tekst van de nieuwe TA-Luft. Deze norm is enkel haalbaar met SCR.

⁹ In Vlaanderen staan er slechts een beperkt aantal gasturbines opgesteld, er kan per installatie nagegaan worden welke emissiegrenswaarden zij dienen te respecteren volgens de exploitatievergunning en wat eventuele emissiereducerende maatregelen zijn.

Tabel 6.7: Voorstel emissiegrenswaarden gasturbines voor gasvormige brandstoffen (bedrijfsduur > 360 uur/jaar) (mg/Nm³ bij 15 %O₂)

Parameter	Voor 1/1/2000	na 31/12/99
NO _x	< 50 MW _{th} ¹⁰ ?	< 50 MW _{th} 100
	≥ 50 MW _{th} 100 ¹¹	≥ 50 MW _{th} 50 ¹²
CO	100	
SO _x	? ¹³	

Tabel 6.8: Voorstel emissiegrenswaarden gasturbines voor gasvormige brandstoffen (bedrijfsduur < 360 uur/jaar) (mg/Nm³ bij 15 %O₂)

Parameter	Vergunning voor 1/1/2000 ¹⁴	Vergunning na 31/12/99 ¹⁵
NO _x	-	< 50 MW _{th} 100
		≥ 50 MW _{th} 50
CO	250	100
SO _x	? ¹⁶	

Tabel 6.9: Voorstel emissiegrenswaarden gasturbines voor gasoil (bedrijfsduur > 360 uur/jaar) (mg/Nm³ bij 15 %O₂)

Parameter	Voor 1/1/2000 ¹⁷	Na 31/12/99
NO _x	< 50 MW _{th} 600	< 50 MW _{th} 200
	≥ 50 MW _{th} 450	≥ 50 MW _{th} 120
CO	100	100
SO _x	Zwavelgehalte brandstof maximaal 0,2%	

¹⁰ Enkel de warmtekrachtinstallatie bij VPK-Oudegem valt hieronder.

¹¹ Alle STEG-eenheden en warmtekrachtinstallaties halen momenteel deze emissiegrenswaarde, eventueel de warmtekrachtinstallatie bij Phenolchemie (Beveren) niet.

¹² Implementatie van de LCP-richtlijn.

¹³ Een SO_x-norm voor gasvormige brandstoffen (doorgaans aardgas) is weinig zinvol. Indien men dit toch wenst te reglementeren is eerder een norm voor het zwavelgehalte van de brandstof aangewezen (cf. vloeibare brandstoffen).

¹⁴ Het is niet duidelijk of er in deze klasse installaties vergund zijn.

¹⁵ Het is niet duidelijk of er in deze klasse installaties vergund zijn.

¹⁶ Een SO_x-norm voor gasvormige brandstoffen (doorgaans aardgas) is weinig zinvol. Indien men dit toch wenst te reglementeren is eerder een norm voor het zwavelgehalte van de brandstof aangewezen (cf. vloeibare brandstoffen).

¹⁷ De STEG-eenheden van Gent Ringvaart, Vilvoorde en Herdersbrug kunnen gevoed worden met gasolie, evenals de warmtekrachtinstallatie bij Langerbrugge. In Vlarem is momenteel aparte regelgeving voorzien voor installaties vergund voor 1/1/1993, het is niet duidelijk welke installaties hier bedoeld worden.

Tabel 6.10: Voorstel emissiegrenswaarden gasturbines voor gasoil
(bedrijfsduur < 360 uur/jaar) (mg/Nm³ bij 15 %O₂)

Parameter	Voor 1/1/2000 ¹⁸	Na 31/12/99
NO _x	-	< 50 MW _{th} 200
		≥ 50 MW _{th} 120
CO	250	100
SO _x	Zwavelgehalte brandstof maximaal 0,2%	

Tabel 6.11: Voorstel emissiegrenswaarden gasturbines voor vloeibare brandstoffen
(bedrijfsduur > 360 uur/jaar) (mg/Nm³ bij 15 %O₂)¹⁹

Parameter	Voor 1/1/2000	Na 31/12/99
NO _x	< 50 MW _{th} 600	< 50 MW _{th} 600
	≥ 50 MW _{th} 450	≥ 50 MW _{th} 450
CO	100	
SO _x	Zwavelgehalte brandstof maximaal 0,2%	

Tabel 6.12: Voorstel emissiegrenswaarden gasturbines voor vloeibare brandstoffen
(bedrijfsduur < 360 uur/jaar) (mg/Nm³ bij 15 %O₂)

Parameter	Voor 1/1/2000	Na 31/12/99
NO _x	-	< 50 MW _{th} 600
		≥ 50 MW _{th} 450
CO	250	100
SO _x	Zwavelgehalte brandstof maximaal 0,2%	

Onderstaande paragrafen geven meer duidelijkheid over hoe aan deze nieuwe emissiegrenswaarden voor stookinstallaties en stationaire motoren kan voldaan worden en waar deze van afgeleid zijn.

¹⁸ Bijvoorbeeld de turbojets bij de elektriciteitssector.

¹⁹ Inzake vloeibare brandstoffen (buiten gasoil) is nagenoeg geen informatie beschikbaar. De voorgestelde normen zijn de huidige normen waarbij enkel de opsplitsing inzake vermogensklasse en vergunningstijdstip conform de overige klassen zijn ingedeeld. Het is niet duidelijk of er installaties voorzien zijn om gevoed te worden met vloeibare brandstoffen (S = 1%).

6.2 Toelichting

6.2.1 Stookinstallaties

6.2.1.1 Installaties vergund vóór 1 januari 1996

Scenario 1: kost per kWh_e voor het geheel van nodige NO_x en SO₂ maatregelen niet hoger dan 0,005 euro en maximale kost van 5000 euro/ton NO_x verwijderd en 2500 euro/ton SO₂

BBT voorstel NO_x emissiegrenswaarden

Tabel 6.13: Het voorstel voor nieuwe NO_x emissiegrenswaarde voor bestaande installaties gebaseerd op geschatte emissieconcentraties van de huidige installatie (zie Tabel 3.3) en de reductiepercentages van de BBT.

De concentraties zijn uitgedrukt in mg/Nm³ droge rookgassen en bij een ref. zuurstofgehalte van 3 % voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6 % voor vaste brandstoffen.

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
Klas. stookinstal. vast $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$:		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	350	Lage NO _x brander+overfire air + SNCR (76%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	SCR (85%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $< 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	350	Lage NO _x brander+overfire air + SNCR (76%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $< 300 \text{ MW}_{\text{th}}$	500	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $< 100 \text{ MW}_{\text{th}}$	500	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vast 30 - 50 MW _{th}	500	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	150	Lage NO _x brander + rookgasrecirculatie + SNCR (81%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $600 \text{ MW}_{\text{th}}$	150	Lage NO _x brander + rookgasrecirculatie + SNCR (81%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $< 300 \text{ MW}_{\text{th}}$	300	Lage NO _x brander + rookgasrecirculatie (58%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $100 \text{ MW}_{\text{th}}$:	300	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar 30 - 50 MW _{th}	300	SNCR (55%)

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
Klas. Stookinstal. aardgas $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	150	Lage NO _x brander + SNCR (79%)
Klas. Stookinstal. aardgas $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $600 \text{ MW}_{\text{th}}$	150	Lage NO _x brander + SNCR (79%)
Klas. Stookinstal. aardgas $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $300 \text{ MW}_{\text{th}}$	300	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. aardgas $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $100 \text{ MW}_{\text{th}}$	300	[SNCR (55%)]
Klas. Stookinstal. aardgas 30 - 50 MW_{th}	300	-

De voorgestelde emissiegrenswaarden zijn gebaseerd op de reductiepercentages van de BBT en de gemiddelde emissieconcentraties uit tabel 3-3 (hoofdstuk 3) met een inbegrip van een zekere veiligheidsmarge. Waar er geen BBT-gerelateerde emissiewaarde kon voorgesteld worden, werd de huidige emissieconcentratie als emissiegrenswaarde aangenomen. Deze grenswaarden moeten beschouwd worden als gemiddelden die behaald moeten worden over een gegeven meetperiode.

Het is aangewezen een overgangsperiode te voorzien voor de implementatie van deze nieuwe NO_x-emissiegrenswaarden. Bedrijven krijgen op deze manier de nodige tijd om gevraagde aanpassingen te doen en daarbij te zoeken naar de meest kostenefficiënte oplossing.

BBT voorstel emissiegrenswaarden voor SO₂

Tabel 6.14: Het voorstel voor nieuwe SO₂ emissiegrenswaarde voor bestaande installaties gebaseerd op berekende emissies van de installaties (zie Tabel 3.2) en de reductiepercentages van de BBT.

Concentraties zijn uitgedrukt in mg/Nm² droge rookgassen en bij een ref. zuurstofgehalte van 3 % voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6 % voor vaste brandstoffen.

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
Klas. stookinstal. vast $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing kalk/kalksteen (92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	1050	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $< 600 \text{ MW}_{\text{th}}$		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing kalk/kalksteen

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
		(92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	1050	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vast ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th} :		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing dual alkali (92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	1050	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vast ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing dual alkali (92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	1050	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vast 30 -50 MW _{th}		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	350	Half nat (85%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	1050	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 600 MW _{th}		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing kalk/kalksteen (92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	850	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 300 MW _{th} - 600 MW _{th} :		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing kalk/kalksteen (92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	850	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th} :		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing dual alkali (92%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	850	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 50 MW _{th} - 100 MW _{th} :		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing dual alkali (92%)

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	850	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar 30-50 MW _{th}		
> 2000 bedrijfsuren/jaar	350	Half nat (85%)
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	850	Laag zwavelige brandstof (vb. 50%)

Bij het gebruik van laag zwavelige brandstof is hier enkel het gebruik van 0,5% S-houdende brandstof bekeken, in de veronderstelling dat dit op de markt voldoende beschikbaar zou zijn. Hierbij moet natuurlijk opgemerkt worden dat er ook nog andere laag zwavelige brandstoffen kunnen gestookt worden, nl. met 0,1-0,3 % S, maar hierover geen gegevens bekend zijn (beschikbaarheid, kostprijs?). Tevens is het overschakelen op aardgas niet verder meegenomen in de BBT selectie daar de kosten hiervoor niet volledig konden ingeschat worden. Daar deze andere mogelijkheden niet onderzocht zijn kunnen we hierover dan ook geen concrete BBT uitspraak doen. De hierboven gesuggereerde grenswaarde is dan ook eerder een indicatie van wat hiermee minimaal mogelijk is. In de praktijk zal er geval per geval moeten gekeken worden naar de beste beschikbare laag zwavelige brandstof op de markt.

Scenario 2: kost per kWh_e voor het geheel van nodige NO_x en SO₂ maatregelen niet hoger dan 0,002 euro en maximale kost van 5000 euro/ton NO_x verwijderd en 2500 euro/ton SO₂

BBT voorstel NO_x emissiegrenswaarden

Tabel 6.15: Het voorstel voor nieuwe NO_x emissiegrenswaarde voor bestaande installaties gebaseerd op geschatte emissieconcentraties van de huidige installatie (zie Tabel 3.3) en de reductiepercentages van de BBT.

De concentraties zijn uitgedrukt in mg/Nm² droge rookgassen en bij een ref. zuurstofgehalte van 3 % voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6 % voor vaste brandstoffen.

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
Klas. stookinstal. vast ≥ 600 MW _{th} :		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	600	SNCR (55%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	350	Lage NO _x brander+overfire air + SNCR (76%)
Klas. Stookinstal. vast ≥ 300 MW _{th} - < 600 MW _{th}	500	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vast ≥ 100 MW _{th} - <	500	SNCR (55%)

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
300 MW _{th}		
Klas. Stookinstal. vast ≥ 50 MW _{th} - < 100 MW _{th}	500	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vast 30 - 50 MW _{th}	800	-
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 600 MW _{th}	300	Lage NO _x brander + rookgasrecirculatie (58%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 300 MW _{th} - 600 MW _{th}	350	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	350	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 50 MW _{th} - 100 MW _{th}	350	Rookgasrecirculatie (30%) of SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar 30 - 50 MW _{th}	500	-
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 600 MW _{th}	300	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 300 MW _{th} - 600 MW _{th}	300	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 100 MW _{th} - 300 MW _{th}	300	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 50 MW _{th} - 100 MW _{th}	300	[SNCR (55%)]
Klas. Stookinstal. aardgas 30 - 50 MW _{th}	300	-

De voorgestelde emissiegrenswaarden zijn gebaseerd op de reductiepercentages van de BBT en de gemiddelde emissieconcentraties uit tabel 3-3 (hoofdstuk 3), met inbegrip van een zekere veiligheidsmarge. Waar er geen BBT-gerelateerde emissiewaarde kon voorgesteld worden, werd de huidige gemiddelde emissieconcentratie (zonder toepassen van enige saneringsmaatregelen) als emissiegrenswaarde aangenomen. Deze grenswaarden moeten beschouwd worden als gemiddelden die behaald moeten worden over een gegeven meetperiode.

Het is aangewezen een overgangsperiode te voorzien voor de implementatie van deze nieuwe NO_x-emissiegrenswaarden. Bedrijven krijgen op deze manier de nodige tijd om gevraagde aanpassingen te doen en daarbij te zoeken naar de meest kostenefficiënte oplossing.

BBT voorstel emissiegrenswaarden voor SO₂

De grenswaarden zijn afgeleid van het gebruik van laag zwavelige brandstof. Bij het gebruik van laag zwavelige brandstof is hier enkel het gebruik van 0,5% S-houdende brandstof bekeken, in de veronderstelling dat dit op de markt voldoende beschikbaar zou zijn. Hierbij moet natuurlijk opgemerkt worden dat er ook nog andere laag zwavelige brandstoffen kunnen gestookt worden, nl. met 0,1-0,3 % S, maar hierover geen gegevens bekend zijn (beschikbaarheid, kostprijs?). Tevens is het overschakelen op aardgas niet verder meegenomen in de BBT selectie daar de kosten hiervoor niet volledig konden ingeschat worden. Daar deze andere mogelijkheden niet onderzocht zijn kunnen we hierover dan ook geen concrete BBT uitspraak doen. De hierboven gesuggereerde grenswaarden zijn dan ook eerder een indicatie van wat hiermee minimaal mogelijk is. In de praktijk zal er geval per geval moeten gekeken worden naar de beste beschikbare laag zwavelige brandstof op de markt.

6.2.1.2 Nog te vergunnen installaties

BBT voorstel NO_x emissiegrenswaarden

Installaties kleiner dan 50 MW_{th} kunnen, door te opteren voor lage NO_x branders en het gebruik van moderne ketels, de voorgestelde emissiegrenswaarden behalen. Grote stookinstallaties zullen bijkomend nog secundaire maatregelen moeten toepassen, vnl. SCR, om te kunnen voldoen aan de voorgestelde nieuwe emissiegrenswaarden.

Voorstel SO₂ emissiegrenswaarden

De SO₂ emissiegrenswaarden voor nieuwe grote stookinstallaties kunnen behaald worden door het toepassen van secundaire reductiemaatregelen, zoals natte wassers, of door het gebruik van laag zwavelige brandstoffen (vb. max. 0,1 %S indien beschikbaar op de markt tegen een redelijke kostprijs). Kleine en middelgrote nieuwe installaties zullen moeten opteren voor een laag zwavelige brandstof.

6.2.2 Stationaire motoren

Onderstaande tabel geeft voor elke voorgestelde sectorale milieuvergunning-voorwaarde de geselecteerde BBT waarvan deze zijn afgeleid.

Tabel 6.16: Overzicht nieuwe NO_x emissiegrenswaarden voor stationaire motoren gebaseerd op de geselecteerde BBT (hoofdstuk 5). De concentraties zijn uitgedrukt in 5 % O₂ voor gasmotoren en dieselmotoren en 15 % O₂ voor gasturbines.

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
Reeds vergunde gasmotoren		
> 360 bedrijfsuren per jaar	1300 x $\eta/30$	Lean burn + oxidatiekatalysator ²⁰ (58%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar	1300 x $\eta/30$	Lean burn + oxidatiekatalysator ²⁰ (58%)
Nog te vergunnen gasmotoren		
> 360 bedrijfsuren per jaar	500 x $\eta/30$	Lean burn + oxidatiekatalysator (58%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar	500 x $\eta/30$	Lean burn + oxidatiekatalysator (58%)
Reeds vergunde dieselmotoren		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 3 MW _{th}	-	-
≥ 3 MW _{th}	? ²¹	SCR+ oxidatiekatalysator ²⁰ (90%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 3 MW _{th}	-	-
≥ 3 MW _{th}	-	-
Nog te vergunnen dieselmotoren		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 3 MW _{th}	4000	-
≥ 3 MW _{th}	500	SCR + oxidatiekatalysator ²⁰ (90%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 3 MW _{th}	4000	-
≥ 3 MW _{th}	2000	-
Reeds vergunde gasturbine op gasvormige brandstoffen		
> 360 bedrijfsuren per jaar		

²⁰ door het gebruik van oxidatiekatalysatoren kunnen eveneens voor CO en VOS nieuwe normen worden voorgesteld

²¹ de kostenefficiëntie en haalbaarheid van een strengere norm (die SCR impliceert) varieert van geval tot geval

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
< 50 MW _{th}	-	
≥ 50 MW _{th}	100	Dry low NO _x (50%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	-	
≥ 50 MW _{th}	-	
Nog te vergunnen gasturbine op gasvormige brandstoffen		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	100	Dry low NO _x (50%)
≥ 50 MW _{th}	50	Dry low NO _x (50%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	100	Dry low NO _x (50%)
≥ 50 MW _{th}	50	Dry low NO _x (50%)
Reeds vergunde gasturbine op gasoil		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	600	Water en/of stoominjectie (60-90%)
≥ 50 MW _{th}	450	Water en/of stoominjectie (60-90%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	-	
≥ 50 MW _{th}	-	
Nog te vergunnen gasturbine op gasoil		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	200	Water en/of stoominjectie (60-90%)
≥ 50 MW _{th}	120	Water en/of stoominjectie (60-90%)
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	200	Water en/of stoominjectie (60-90%)
≥ 50 MW _{th}	120	Water en/of stoominjectie (60-90%)
Reeds vergunde gasturbine op vloeibare brandstoffen		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	600	
≥ 50 MW _{th}	450	
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	-	
≥ 50 MW _{th}	-	

Installatie	Grenswaarde afgeleid van BBT (mg/Nm ³)	BBT techniekcombinaties (reductiepercentage)
Nog te vergunnen gasturbine op vloeibare brandstoffen		
> 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	600	
≥ 50 MW _{th}	450	
≤ 360 bedrijfsuren per jaar		
< 50 MW _{th}	600	
≥ 50 MW _{th}	450	

BBT voorstel SO₂ emissiegrenswaarden

Voor motoren wordt het gebruik van laag zwavelige brandstof als beste beschikbare techniek voorgesteld. Het toepassen van secundaire maatregelen zou voor deze installaties immers niet kosteneffectief zijn.

6.3 Voorstel nieuwe NO_x en SO₂ emissiegrenswaarden gebaseerd op het toepassen van technieken die verder reduceren dan de BBT

In deze paragraaf wordt een voorstel gedaan voor aanpassing van de sectorale milieuvergunningvoorwaarden voor stationaire motoren en klassieke stookinstallaties, gebaseerd op het toepassen van reductiemaatregelen die geen BBT zijn en dus verder reduceren dan de BBT technieken. Bij het selecteren van de technieken werd enkel nog rekening gehouden met de kosteneffectiviteit en niet meer met de kostenhaalbaarheid.

Voorstel NO_x emissiegrenswaarden

Tabel 6.17: Voorstel nieuwe NO_x emissiegrenswaarde voor bestaande installaties gebaseerd op geschatte emissieconcentraties van de installaties (zie Tabel 3-3) en de reductiepercentages van de technieken.

De concentraties zijn uitgedrukt in mg/Nm² droge rookgassen en bij een ref. zuurstofgehalte van 3 % voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6 % voor vaste brandstoffen.

Installatie	Grenswaarde afgeleid van mogelijke technieken (mg/Nm ³)	Techniekcombinaties (reductiepercentage)
Klas. stookinstal. vast $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	120	Lage NO _x brander + overfire air + SCR (92%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - < $600 \text{ MW}_{\text{th}}$	120	Lage NO _x brander + overfire air + SCR (92%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ - < $300 \text{ MW}_{\text{th}}$:		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	300	Lage NO _x brander + overfire air + SNCR (76%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	120	Lage NO _x brander + overfire air + SCR (92%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ - < $100 \text{ MW}_{\text{th}}$	300	Lage NO _x brander + overfire air + SNCR (76%)
Klas. Stookinstal. vast 30 - $50 \text{ MW}_{\text{th}}$	400	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Lage NO _x brander + rookgasrecirculatie + SNCR (81%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	120	SCR (85%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $600 \text{ MW}_{\text{th}}$:		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Lage NO _x brander +

Installatie	Grenswaarde afgeleid van mogelijke technieken (mg/Nm ³)	Techniekcombinaties (reductiepercentage)
		rookgasrecirculatie + SNCR (81%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	120	SCR (85%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 100 MW _{th} - < 300 MW _{th}	150	Lage NO _x brander + rookgasrecirculatie + SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar ≥ 50 MW _{th} - 100 MW _{th} :		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	300	SNCR (55%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Lage NO _x brander + overfire air + SNCR (76%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar 30 - 50 MW _{th}	300	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 600 MW _{th} :		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Lage NO _x brander + SNCR (79%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	120	SCR (85%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 300 MW _{th} - 600 MW _{th} :		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Lage NO _x brander + SNCR (79%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	120	SCR (85%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 100 MW _{th} - 300 MW _{th} :		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	300	SNCR (55%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Lage NO _x brander + SNCR (79%)
Klas. Stookinstal. aardgas ≥ 50 MW _{th} - 100 MW _{th} :		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	300	-
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	SNCR (55%)
Klas. Stookinstal. aardgas 30 - 50 MW _{th}		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	300	-
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	SNCR (55%)

De voorgestelde emissiegrenswaarden zijn gebaseerd op de reductiepercentages van de technieken en de emissieconcentraties uit tabel 3-3 (hoofdstuk 3), met een speling van ongeveer 10%.

Voorstel emissiegrenswaarden voor SO₂

Tabel 6.18: Voorstel nieuwe SO₂ emissiegrenswaarde voor bestaande installaties gebaseerd op berekende emissieconcentraties van de installaties (zie Tabel 3-2) en de reductiepercentages van de technieken.

De concentraties zijn uitgedrukt in mg/Nm² droge rookgassen en bij een ref. zuurstofgehalte van 3% voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6% voor vaste brandstoffen.

Installatie	Grenswaarde afgeleid van mogelijke technieken (mg/Nm ³)	Techniekcombinaties (reductiepercentage)
Klas. stookinstal. vast $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$	200	Natte wassing dual alkali (92%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - < $600 \text{ MW}_{\text{th}}$	200	Natte wassing dual alkali(92%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ - < $300 \text{ MW}_{\text{th}}$	200	Natte wassing dual alkali(92%)
Klas. Stookinstal. vast $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ - < $100 \text{ MW}_{\text{th}}$	200	Natte wassing dual alkali(92%)
Klas. Stookinstal. vast $30 - 50 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	350	Half natte wassing (85%)
> 2000 bedrijfsuren/jaar	200	Natte wassing dual alkali(92%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 600 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	< 850	Laag S brandstof
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Natte wassing dual alkali (92%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 300 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $600 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	< 850	Laag S brandstof
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Natte wassing dual alkali (92%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 100 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $300 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	< 850	Laag S brandstof
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Natte wassing dual alkali (92%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$ - $100 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	< 850	Laag S brandstof
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Natte wassing dual alkali (92%)
Klas. Stookinstal. vloeibaar $30 - 50 \text{ MW}_{\text{th}}$		
≤ 2000 bedrijfsuren/jaar	< 850	Laag S brandstof
> 2000 bedrijfsuren/jaar	150	Natte wassing dual alkali(92%)

De voorgestelde emissiegrenswaarden zijn gebaseerd op de reductiepercentages van de technieken en de emissiewaarden uit tabel 3-2, met een speling van ongeveer 10%. Wat de aardgasgestookte installaties betreft, kan gesteld worden dat deze geen SO₂ grenswaarden opgelegd moeten krijgen daar deze ook praktisch geen SO₂ emitteren.

6.4 Vergelijking van de voorgestelde BBT normen met andere voorstellen omtrent NO_x en SO₂ emissiegrenswaarden voor stookinstallaties en stationaire motoren

Om de voorgestelde BBT-normen te toetsen, wordt in deze paragraaf een beknopte vergelijking gemaakt met de huidige Vlare II, het NGO voorstel (BBL, aug. 2001) omtrent nieuwe normen voor nieuwe grote stookinstallaties en de nieuwe Europese richtlijn (Directive of the European Parliament and the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, 02/08/2001) voor grote stookinstallaties en gasturbines. Het NGO voorstel volgt de emissiegrenswaarden voor bestaande installaties voorgesteld in de nieuwe Europese richtlijn.

6.4.1 Vergelijking voorstel nieuwe NO_x emissiegrenswaarden voor bestaande stookinstallaties

Tabel 6.19: Vergelijking voorstellen NO_x normen voor installaties ≥ 50 MW_{th} op vaste brandstoffen met Vlarem II en de nieuwe Europese richtlijn bij 6 %O₂, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel voor reeds vergunde installaties (mg/Nm ³)	Europese richtlijn bestaande ²² installaties (mg/Nm ³)	Vlarem II bestaande ²³ installaties (mg/Nm ³)	Vlarem II nieuwe ²⁴ installaties (mg/Nm ³)
$\geq 30 - < 50$	500 – 800	-	1015	650
$\geq 50 - < 100$	500	600	1015	650
$\geq 100 - < 300$	500	600	1015	650
$\geq 300 - < 600$	350 - 500	600	1015	650
≥ 600	200 - 600	200	1015	650

Tabel 6.20: Vergelijking BBT-voorstel NO_x normen voor installaties ≥ 50 MW_{th} op vloeibare brandstoffen met Vlarem II en de nieuwe Europese richtlijn bij 3 %O₂, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel bestaande installaties (mg/Nm ³)	Europese richtlijn bestaande ²² installaties (mg/Nm ³)	Vlarem II bestaande ²³ installaties (mg/Nm ³)	Vlarem II nieuwe ²⁴ installaties (mg/Nm ³)
$\geq 30 - < 50$	300 - 500	-	640	450
$\geq 50 - < 100$	300 - 350	450	640	450
$\geq 100 - < 300$	300 - 350	450	640	450
$\geq 300 - < 600$	150 - 350	450	640	200
≥ 600	150 - 350	400	640	200

²² bestaande = installaties vergund vóór 12 maanden na de inwerkingtreding van deze richtlijn en in gebruik genomen zijn vóór 24 maanden na de inwerkingtreding van deze richtlijn

²³ bestaande inrichting: ingedeelde inrichtingen

- middelgrote of kleine stookinstallaties waarvoor de exploitatie op 1 januari 1993 was vergund, of waarvoor vóór 1 maart 1993 een vergunningsaanvraag is ingediend;
- of, grote stookinstallaties die vóór 1 juli 1987 vergund waren

²⁴ het gaat hier in Vlaanderen over

- grote stookinstallaties (> 50 MW_{th}) vergund na 1 juli 1987;
- voor kleine en middelgrote stookinstallaties waarvoor de exploitatie op 1 januari 1993 was vergund, of waarvoor vóór 1 maart 1993 een vergunningsaanvraag is ingediend

na 1 januari 1996 zijn geen grote stookinstallaties meer vergund (bron: VMM inventaris grote stookinstallaties)

Tabel 6.21: Vergelijking BBT-voorstel NO_x normen voor installaties ≥50 MW_{th} op gas met Vlare II en de nieuwe Europese richtlijn bij 3 %O₂, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel bestaande installaties (mg/Nm ³)	Europese richtlijn bestaande ²² installaties (mg/Nm ³)	Vlare II bestaande ²³ installaties (mg/Nm ³)	Vlare II nieuwe ²⁴ installaties (mg/Nm ³)
≥ 2 - < 50	300	-	500	350
≥50 - <100	300	300	500	350
≥ 100 - <300	300	300	500	350
≥ 300 - <600	150 - 300	300	500	350
≥ 600	150 - 300	200	500	350

6.4.2 Vergelijking voorstel nieuwe NO_x emissiegrenswaarden voor nieuwe installaties

Tabel 6.22: Vergelijking voorstellen NO_x normen voor installaties ≥ 50 MW_{th} op vaste brandstoffen bij 6 %O₂, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel nieuwe installaties (mg/Nm ³)	Europese richtlijn nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)	NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)
≥50 - <100	200	400	200
≥ 100 - <300	200	200	150
≥ 300 - <600	200	200	150
≥ 600	200	200	150

Het BBT voorstel is eveneens te vergelijken met de Nederlandse emissiegrenswaarden voor nieuwe installaties op vaste brandstoffen (zie tabel 2.9).

Tabel 6.23: Vergelijking BBT-voorstel NO_x normen voor installaties ≥ 50 MW_{th} op vloeibare brandstoffen met de nieuwe Europese richtlijn en NGO-voorstel bij 3 %O₂, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel nieuwe installaties (mg/Nm ³)	Europese richtlijn nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)	NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)
≥50 - <100	200	400	200
≥ 100 - <300	200	200	150
≥ 300 - <600	200	200	150
≥ 600	200	200	150

²⁵ nieuwe installaties vergund na periode vermeld in voetnoot 22

Het BBT voorstel voor installaties op vloeibare brandstoffen is te vergelijken met de Oostenrijkse emissiegrenswaarden voor nieuwe installaties.

Tabel 6.24: Vergelijking BBT-voorstel NO_x normen voor installaties $\geq 50 MW_{th}$ op gas met de nieuwe Europese richtlijn en NGO-voorstel bij 3 % O_2 , uitgedrukt in Nm^3 droge rookgassen.

Vermogen (MW_{th})	BBT voorstel nieuwe installaties (mg/Nm^3)	Europese richtlijn nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm^3)	NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm^3)
$\geq 50 - < 100$	100	150	100
$\geq 100 - < 300$	100	150	75
$\geq 300 - < 600$	100	100	75
≥ 600	100	100	75

Dit BBT voorstel is te vergelijken met de Oostenrijkse en Zwitserse emissiegrenswaarden voor gasgestookte installaties. De Nederlandse emissie-eis daarentegen is nog scherper, nl. 70 mg/Nm^3 .

6.4.3 Vergelijking van de voorgestelde normen met andere voorstellen omtrent SO₂ emissiegrenswaarden voor stookinstallaties

Om de voorgestelde BBT-normen te toetsen, wordt in deze paragraaf een beknopte vergelijking gemaakt met Vlare II, het NGO voorstel (BBL, aug. 2001) omtrent nieuwe normen voor stookinstallaties en de nieuwe Europese richtlijn (Directive of the European Parliament and the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants, 02/08/2001) voor grote stookinstallaties.

Tabel 6.25: Vergelijking voorstellen SO₂ normen voor installaties $\geq 50 MW_{th}$ op vaste brandstoffen met Vlare II, de nieuwe Europese richtlijn en het NGO voorstel, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel (mg/Nm ³)		Europese richtlijn (mg/Nm ³)		NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)	Vlare II bestaande ²³	
	bestaande ²⁶	nieuwe ²⁷	bestaande ²⁸	nieuwe ²⁹		bestaande ²³	nieuwe ²⁴
2 - 50	350 - 1050	350 - 1050	-	-	-	1800	2000
≥ 50 - <100	200 - 1050	200	2000	850	200	1800	2000
≥ 100 - <300	200 - 1050	200	2000-1200	200	100	1800	1200
≥ 300 - <600	200-1050	200	1200-400	200	100	1800	250
≥ 600	200-1050	200	400	200	100	1800	250

Tabel 6.26: Vergelijking BBT-voorstel SO₂ normen voor installaties $\geq 50 MW_{th}$ op vloeibare brandstoffen met Vlare II, de nieuwe Europese richtlijn en NGO-voorstel, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel (mg/Nm ³)		Europese richtlijn (mg/Nm ³)		NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)	Vlare II bestaande ²³	
	bestaande ²⁶	nieuwe ²⁷	bestaan de ²⁸	nieuwe ²⁹		bestaand e ²³	nieuwe ²⁴
2 - 50	350 - 850	350	-	-	-	1800	1700
≥ 50 - <100	200-850	200	1700	850	200	1800	1700
≥ 100 - <300	200-850	200	1700	400-200	100	1800	1700
≥ 300 - <600	200-850	200	1700-400	200	100	1800	250-150 ³⁰

²⁶ bestaande = installaties vergund vóór 01/01/2002

²⁷ nieuwe = installaties die na 01/01/2002 vergund zijn

²⁸ bestaande = installaties vergund vóór 12 maanden na de inwerkingtreding van deze richtlijn en in gebruik genomen zijn vóór 24 maanden na de inwerkingtreding van deze richtlijn

²⁹ nieuwe installaties vergund na periode vermeld in voetnoot 28

³⁰ Deze emissiegrenswaarde zal met secundaire maatregelen voor deze grote installaties behaald kunnen worden indien de veiligheidsmarge niet zo ruim genomen wordt als hier in de BBT-studie is verondersteld.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel (mg/Nm ³)		Europese richtlijn (mg/Nm ³)		NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)	Vlarem II bestaande ²³	
	bestaande ²⁶	nieuwe ²⁷	bestaan de ²⁸	nieuwe ²⁹		bestaand e ²³	nieuwe ²⁴
≥ 600	200-850	200	400	200	100	1800	250- 150 ³¹

Tabel 6.27: Vergelijking BBT-voorstel SO₂ normen voor installaties ≥ 50 MW_{th} op aardgas in het algemeen met Vlarem II, de nieuwe Europese richtlijn en NGO-voorstel, uitgedrukt in Nm³ droge rookgassen.

Vermogen (MW _{th})	BBT voorstel (mg/Nm ³)	Europese richtlijn (mg/Nm ³)	NGO voorstel nieuwe ²⁵ installaties (mg/Nm ³)	Vlarem II
0,1 – 2	35	-	-	35
2 -50	35	-	-	35
≥50 - <100	35	35	10	35
≥ 100 - <300	35	35	10	35
≥ 300 - <600	35	35	10	35
≥ 600	35	35	10	35

Bij het maken van deze vergelijking valt op te merken dat het BBT-voorstel in sommige gevallen minder streng is dan de nieuwe LCP richtlijn, dit is te wijten aan de gehanteerde haalbaarheidscriteria. Zoals reeds eerder vermeld zullen deze haalbaarheidscriteria geval per geval herbekeken moeten worden, in bijzonder wanneer het BBT-voorstel afwijkt van de nieuwe Europese richtlijn.

³¹ Deze emissiegrenswaarde zal met secundaire maatregelen voor deze grote installaties behaald kunnen worden indien de veiligheidsmarge niet zo ruim genomen wordt als hier in de BBT-studie is verondersteld.

6.4.4 Vergelijking BBT voorstel nieuwe NO_x emissiegrenswaarden voor gasturbines met nieuwe Europese richtlijn

Tabel 6.28: Vergelijking BBT-voorstel NO_x normen voor gasturbines $\geq 50 \text{ MW}_{th}$ op aardgas met de nieuwe Europese richtlijn

Brandstof	BBT voorstel gasturbines >500 bedrijfsuren/jaar (mg/Nm ³)	Europese richtlijn gasturbines >500 bedrijfsuren/jaar (mg/Nm ³)	Vlarem II nieuwe gasturbines >360 bedrijfsuren per jaar
Aardgas	50	50-75 ³²	< 100 MW _{th} 100 ≥ 100 MW _{th} 75
Vloeibare brandstof	120	120	< 100 MW _{th} 600 ≥ 100 MW _{th} 450
Gasvormige brandstoffen, andere dan aardgas	?	120	< 100 MW _{th} 100 ≥ 100 MW _{th} 75

³² 75 mg/Nm³ in de volgende gevallen, waarin het rendement van de gasturbine vastgesteld wordt bij ISO-basisbelastingsomstandigheden:

- gasturbines die in een systeem met warmtekrachtkoppeling worden gebruikt met een totaal rendement van meer dan 75%;
- gasturbines die in een warme/kracht centrale worden gebruikt met een gemiddeld jaarlijks totaal elektriciteitsrendement van meer dan 55%;
- gasturbines voor mechanische aandrijving.

Voor single-cyclus gasturbines die niet in één van deze drie categorieën vallen, maar een rendement hebben dat hoger is dan 35% (bepaald bij ISO-basislastomstandigheden), wordt de emissiegrenswaarde vastgesteld op $50 \cdot \eta / 35$, waarbij η het als percentage uitgedrukte (en bij ISO-basisbelastingsomstandigheden bepaalde) rendement van de gasturbine is.

HOOFDSTUK 7: BEREKENING EMISSIEREDUCTIE NO_x EN SO₂ VAN HET BBT-VOORSTEL

In dit hoofdstuk wordt getracht de emissiereducties haalbaar voor stookinstallaties en stationaire motoren door toepassen van BBT in te schatten.

Naast het toepassen van BBT op bestaande installaties kunnen er eveneens reducties behaald worden door het vervangen van bestaande installaties. Er is te verwachten dat de komende 10 jaar een groot gedeelte van het bestaande park zal vervangen worden, daar de huidige installaties alle reeds vergund zijn vóór 1996 en de gemiddelde levensduur van een stookinstallatie ongeveer 30 jaar is (FGIER, 1999). Deze nieuwe installaties moeten aan strengere normen voldoen en zullen dus zowieso voor een bijkomende emissiereductie zorgen. Tevens zullen deze nieuwe installaties in de toekomst steeds betere rendementen behalen wat een vermindering van het brandstofverbruik en de daaraan gekoppelde emissies zal geven. Er moet hierbij echter vermeld worden dat het energieverbruik in Vlaanderen jaarlijks naar verwachting ca 1 % zal toenemen (Economische vooruitzichten 2001-2006, Planbureau), welke het effect op de emissiereductie kan beperken. Het is dus moeilijk om de netto-effecten van deze tendensen te bepalen (toename door economische groei, afname door nieuwe installaties), voor meer informatie hieromtrent wordt verwezen naar de sectorstudies die in opdracht van Aminabel (Sectie Lucht) worden uitgevoerd om het reductiepotentieel en de daaraan verbonden kosten te bepalen.

7.1 Stookinstallaties

In onderstaande tabel wordt getracht een inschatting te maken van de NO_x en SO₂ emissies die geëmitteerd zullen worden na implementatie van de BBT op bestaande stookinstallaties (op basis van de emissiegrenswaarden afgeleid van het scenario waarbij de totale kost van de te nemen maatregelen max. 0,005 euro/kWh_e mag bedragen). Hierbij moet wel opgemerkt worden dat bij de selectie van BBT, en bij de inschatting van de jaarlijkse totale kosten, er van een referentiesituatie is vertrokken waarbij nog geen emissiereducerende maatregelen zijn toegepast. Op dit moment hebben evenwel een aantal installaties reeds emissiereducerende maatregelen (o.a. BBT) toegepast. In 2000 lag de totale NO_x emissie van grote stookinstallaties op 34.162 ton en de totale SO₂ emissie op 43.000 ton (VMM 2001). Tevens is er een grote onzekerheid over het aantal stookinstallaties in Vlaanderen per vermogensgroep en hebben we enkel kennis van die installaties die als grote stookinstallaties worden beschouwd (inventarisatie VMM 2000).

De berekeningen van de emissie in het referentiescenario en na toepassing van BBT zijn gebaseerd op volgende veronderstellingen:

- Er wordt gerekend met de emissiegrenswaarden afgeleid uit het scenario waarbij als *haalbaarheidsgrens* 0,005 euro/kWh_e werd gehanteerd, d.w.z. maximale reductie haalbaar met BBT. Er gebeurde geen versoepeling op basis van de sectorale kostenhaalbaarheid;
- Er wordt *geen rekening gehouden met vervanging* van bestaande installaties en met een uitbreiding van het bestaande park;

- de *grote stookinstallaties* worden *verondersteld 8000 uren per jaar* in werking te zijn op vollast (zie emissie en kostprijzen uit bijlage voor deze categorie);
- het *referentiescenario* gaat uit van installaties *zonder enige NO_x of SO₂ maatregel*;
- *SO₂ emissies* voor het referentiescenario zijn afgeleid vanuit *1 % zwavel* in de brandstof voor vaste en vloeibare brandstoffen

In onderstaande tabel worden drie groepen onderscheiden:

- elektriciteitsproductie: grote stookinstallaties (exclusief STEG's en WKK zie 7.2)
- raffinaderijen: middelgrote en grote stookinstallaties
- industrie: kleine, middelgrote en grote stookinstallaties

Tabel 7.1: Schatting van de totale emissies van NO_x en SO₂ bij implementatie van BBT bij grote stookinstallaties

		Schatting totale NO _x emissies (ton/jaar)	Schatting totale SO ₂ emissies (ton/jaar)
Referentiescenario	Totaal	77.000	87.000
	<i>Elektriciteitsproductie</i>	<i>68.800</i>	<i>76.650</i>
	<i>Raffinaderijen</i>	<i>5.300</i>	<i>8.000</i>
	<i>Industrie</i>	<i>2.900</i>	<i>2.350</i>
Huidige emissies (VMM 2000)	Totaal	34.162	43.000
	<i>Elektriciteitsproductie</i>	<i>27.233</i>	<i>28.153</i>
	<i>Raffinaderijen</i>	<i>4.686</i>	<i>14.002</i>
	<i>Industrie</i>	<i>2243</i>	<i>845</i>
Schatting emissies na toepassen BBT	Totaal	15.100	9.300
	<i>Elektriciteitsproductie</i>	<i>10.700</i>	<i>8.000</i>
	<i>Raffinaderijen</i>	<i>2.600</i>	<i>1.100</i>
	<i>Industrie</i>	<i>1.800</i>	<i>200</i>

De SO₂ emissies van de grote stookinstallaties kunnen t.o.v. de emissiegegevens van 2000 nog met ongeveer 30.000 ton gereduceerd worden door gebruik van rookgasontzwavelingstechnieken. Wat de NO_x emissies betreft is nog een bijkomende reductie van 55 % mogelijk door de implementatie van de BBT.

Kostenplaatje van de NO_x reducties bedraagt ongeveer M€ 53 per jaar, wat overeenkomt met een reductiekost van ongeveer 1000 euro per ton NO_x indien we vanuit de ongesaneerde situatie vertrekken (noch primaire noch secundaire technieken geïmplementeerd). Voor de SO₂ reducties zou de jaarlijkse kost naar schatting M€ 86 bedragen, wat overeenkomt met ongeveer 1000 euro per ton SO₂. Zoals we uit bovenstaande tabel kunnen afleiden, zijn in 2000 reeds een aantal installaties uitgerust met BBT en zal de jaarlijkse kost dus zeker lager liggen dan hierboven vermeld.

Wat de kleine en middelgrote installaties betreft, kunnen we stellen dat hierbij nog twee bedrijfsgroepen relevant zijn, nl. raffinaderijen (middelgrote installaties) en industrie (kleine en middelgrote installaties). Bij raffinaderijen worden in het bestaand

reglementair kader geen individuele grenswaarden opgelegd aan middelgrote installaties en wordt hierbij dus niet gerekend met een emissiereductie. Bij de kleine en middelgrote installaties uit de industrie zijn het enkel deze op vloeibare brandstoffen die een reductie zullen behalen, daar:

- voor kleine bestaande installaties geen BBT is geselecteerd;
- voor middelgrote installaties op aardgas eveneens geen BBT geselecteerd is;
- middelgrote installaties op vaste brandstof worden zeer beperkt gebruikt (energiegebruik < 1 PJ, energiebalans 2000).

Middelgrote installaties op vloeibare brandstoffen verbruikten in 2000 ca. 34 PJ petroleumproducten (industrie 37 PJ minus ca 3 PJ door grote stookinstallaties) (energiebalans 2000 en VMM inventaris grote stookinstallaties 2000). Door toepassen van BBT worden de NO_x emissies gereduceerd van 500 naar 300 mg/Nm³ (of van 150 naar 90 ton/PJ), wat een reductie van 2000 ton NO_x per jaar oplevert. De SO₂ emissies zullen door toepassen van halfnatte wassing (BBT) van 1700 mg/Nm³ of 500 ton/PJ naar 350 mg/Nm³ of 100 ton/PJ gereduceerd worden, wat overeenkomt met een maximale reductie van 13.600 ton SO₂/jaar. Het plaatsen van half natte wassing op alle middelgrote installaties lijkt echter onrealistisch, vandaar dat het gebruik van laag zwavelige brandstof een betere inschatting kan opleveren. Het overschakelen op 0,6 % S-houdende brandstof geeft een SO₂ reductie van 7.000 ton/jaar.

7.2 Stationaire motoren

Stationaire motoren passen reeds de BBT toe. Voor de berekening van de huidige (= BBT) situatie werd uitgegaan van volgende aannames:

- *WKK-gasturbines:*
 - 720 MW_e
 - $\eta_e = 40\%$
 - bedrijfstijd = 8.000 uur
 - NO_x-emissie = 50 g/GJ
- *WKK-gasmotoren:*
 - 108 MW_e
 - $\eta_e = 35\%$
 - bedrijfstijd = 4.000 uur
 - NO_x-emissie = 160 g/GJ
- *WKK-dieselmotoren:*
 - 20 MW_e
 - $\eta_e = 40\%$
 - bedrijfstijd = 4.000 uur
 - NO_x-emissie = 640 g/GJ

Vertrekkende van bovenstaande uitgangspunten bedraagt de NO_x emissie op jaarbasis:

Gasturbines	:	2.592 ton/jaar + 1400 ton/jaar afkomstig van de STEG's (Aminal)
Gasmotoren	:	710 ton/jaar
Dieselmotoren	:	460 ton/jaar

Wat de SO₂ emissies betreft, zijn hiervoor enkel de dieselmotoren van belang. Naar schatting 360 ton SO₂ (verondersteld: brandstof met 1% S) wordt jaarlijks door deze dieselmotoren geëmitteerd.

HOOFDSTUK 8: SUGGESTIES VOOR ECOLOGIESTEUN

8.1 Inleiding

Bedrijven die investeren in Vlaanderen kunnen daarvoor subsidies krijgen van de Vlaamse Overheid. De voorwaarden die gelden bij het toekennen van deze steun worden beschreven in de richtlijnen VL7¹ en MGB3², ter uitvoering van de economische expansiewetgeving.

Naast algemene investeringssteun, kan specifieke steun worden toegekend aan ondernemingen indien zij ecologie-investeringen doen.

De praktische uitwerking van de ecologie-investeringssteun is toevertrouwd aan de Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie (ANRE) van de Administratie Economie van het Vlaams Gewest³.

Een *ecologie-investering* wordt omschreven als “een milieu-investering gericht op de vermindering van de belasting van het milieu door het invoeren van een verbeterde techniek in het productieproces of door het toepassen van zuiveringstechnieken. Deze investering moet een duidelijke meerkost hebben ten opzichte van een klassieke of standaardinvestering en de meerinvestering moet specifiek gericht betrekking hebben op één van volgende technieken :

- end of pipe technieken;
- energiebesparende technieken;
- procesgeïntegreerde technieken.”

Op 1 januari 2002 werden nieuwe richtlijnen terzake van kracht. Deze zijn opgenomen in een niet-limitatieve lijst van technologieën (versie januari 2002)⁴.

In deel 1 van de niet-limitatieve lijst technologieën staan een aantal criteria vermeld die gehanteerd worden om te besluiten of een investering al dan niet van ecologiesteun kan genieten. De belangrijkste worden hieronder toegelicht:

1. De nieuwe investeringen dienen betere resultaten op te leveren dan verplicht door Europese reglementering. Volgende gevallen worden onderscheiden:
 - *Aanpassing aan nieuwe Europese normen*: Het betreft investeringen om de onderneming aan te passen aan nieuwe, strengere Europese normen. Deze steun is mogelijk gedurende een periode van 3 jaar, te rekenen vanaf de goedkeuring van de nieuwe, Europese norm, onafhankelijk van het tijdstip waarop de nieuwe norm

¹ de administratieve richtlijnen VL7 gelden voor kleine ondernemingen en zijn opgesteld ter uitvoering van de Economische Expansiewet van 4 augustus 1978.

² de administratieve richtlijnen MGB3 gelden voor middelgrote en grote ondernemingen en zijn opgesteld ter uitvoering van de wet van 30 december 1970 betreffende de economische expansie en het decreet van 15 december 1993 tot bevordering van de economisch expansie in het Vlaamse Gewest.

³ ANRE, North Plaza B, Koning Albert-II-laan 7, 1210 Brussel (tel : 02/553 46 00 – fax 02/553 46 01)

⁴ De lijst is te bestellen via mailadres : energie@vlaanderen.be met vermelding “niet-limitatieve lijst technologieën”

- verplicht wordt. Na deze periode kunnen de investeringskosten om te voldoen aan bestaande Europese normen geenszins meer in aanmerking komen voor ecologiesteun.
- *Investeringskosten die verder reiken dan de Europese normen:* Dit zijn de extra investeringskosten die gericht zijn op het bereiken van een beduidend hoger niveau van bescherming van het milieu dan wettelijk verplicht door Europese normen. Indien de onderneming zich aanpast aan nieuwe nationale of Vlaamse normen die strenger zijn dan de Europese normen kan zij enkel steun genieten indien de investeringen die betrekking hebben op de aanpassing worden uitgevoerd vóór de strengere norm van kracht wordt. Investeringskosten die na de uiterste datum worden uitgevoerd, zijn uitgesloten van steun. Hiervoor zal de factuurdatum van de investering als referentie gelden.
 - *Subsidie in gevallen waar verplichte Europese normen ontbreken:* In gevallen waar verplichte of andere wettelijke normen ontbreken (bijv. grondstoffen- of energiebesparing) kunnen ondernemingen die investeren om hun prestaties op milieugebied aanmerkelijk te verbeteren of deze in lijn te brengen met die van ondernemingen van andere lidstaten waar verplichte normen gelden, in aanmerking komen voor subsidie, eveneens op voorwaarde dat het niveau van de steun in verhouding staat tot het milieuvoordeel.
2. Voor de berekening van de ecologiesteun dienen de geactualiseerde⁵ jaarlijkse kostenbesparingen en de opbrengsten gedurende de eerste vijf jaar van de gebruiksduur van de ecologie-investering in rekening gebracht te worden.
 3. Er mogen geen “zwartelijststoffen” (aangegeven in de bijlage van de lijst technologieën) gebruikt worden als actieve stof (i.e. als grondstof, halffabrikaat, hulpstof of eindproduct) tenzij aangetoond wordt dat er geen technisch en economisch haalbaar alternatief bestaat.

De steunpercentages zijn als volgt bepaald:

	kleine ondern.	middelgr. ond.	grote ond.
Aanpassing aan strengere, Europese normen			
	15%	8%	0% (geen steun)
Beter doen dan de Europese normen of geen normen van toepassing			
end of pipe technieken	20%	8%	8%
energiebesparende technieken	20%	10%	10%
procesgeïntegreerde technieken	20%	12%	12%

Het toegekende bedrag moet minimum 2.500 euro bedragen (1.500 euro voor starters). Tot drie maanden na het verschijnen van het besluit van de Vlaamse regering van 11 januari 2002 in het Belgisch Staatsblad kan enkel steun bekomen worden indien er in de onderneming een behoud van tewerkstelling wordt gerealiseerd. Daarna is er geen koppeling meer met de tewerkstelling. Het behoud van tewerkstelling houdt in dat de

⁵ Op basis van de Europese referentierente vermeld op de website : http://europa.eu.int/comm/competition/state_aid/others/reference_rates.html

tewerkstelling in de onderneming gedurende de laatste 4 kwartalen voor de 12 maanden die de registratiedatum voorafgaat, behouden blijft gedurende minstens 2,5 aaneensluitende jaren na het beëindigen van de ecologie-investeringen.

Deel 2 van de niet-limitatieve lijst technologieën geeft een opsomming van technieken die in aanmerking komen voor ecologiesteun. Ook andere technieken kunnen in aanmerking komen, indien de aanvrager het ecologisch belang voldoende kan motiveren. De lijst in deel 2 bevat algemene technieken die in vele sectoren kunnen toegepast worden. Indien een bepaalde techniek niet voorkomt in deze algemene lijst, dient men na te gaan of de techniek niet opgenomen is in de sectorale lijst van deel 3.

Dat deel 3 bevat een opsomming van technieken, gegroepeerd per sector. De opgesomde technieken kunnen genieten van ecologiesteun omdat ze voor die sector beschouwd worden als beste beschikbare technieken. Tevens wordt in deel 3 per sector nagegaan welke zwartelijststoffen toelaatbaar zijn omdat er geen technisch en economisch haalbare alternatieven bestaan.

8.2 Toetsen van de beste beschikbare technieken voor stationaire motoren en stookinstallaties aan de criteria voor ecologiesteun

8.2.1 Uitsluiting van sectoren

Bepaalde sectoren worden uitgesloten voor subsidiëring in het kader van ecologie-investeringen. Een belangrijke uitgesloten sector zijn de zuivere overheids- en marktdominerende ondernemingen, in het bijzonder op het domein van de productie en distributie van energie en water.

8.2.2 Milieuvriendelijke technieken voor de stationaire motoren en stookinstallaties

De volgende technieken komen nu reeds in aanmerking voor ecologiesteun:

- Energiebesparing:

- Vervangen van verouderde installatie met een hoog energieverbruik door energiezuinige installaties wordt beschouwd als een courante modernisering, die niet kan genieten van ecologiesteun. Enkel indien de nieuwe installatie een duidelijke meerkost heeft ten opzichte van een standaardinstallatie, thans op de markt, kan deze meerkost aanvaard worden voor het ecologiecriterium. Dit is bijvoorbeeld het geval bij condenserende gasketels waar trouwens ook door de Vlaamse energieleveranciers een premie wordt toegekend van 25 euro/kW met een maximum van 7500 euro.
- Warmte-Kracht Koppeling (WKK-installaties): Investerings voor de gecombineerde productie van kracht (elektriciteit en rechtstreekse aandrijving) en warmte (stoom, warm water of andere warmtetoepassingen) om een beter totaal rendement te bekomen dan bij afzonderlijke productie, en waarbij de krachtopwekking afhankelijk is van de warmteproductie komen in aanmerking.

- Vermindering milieubelastende effecten:

- Gaswasser: Investerings voor het verwijderen van gasvormige verontreiniging uit afgassen, door middel van het oplossen van de verontreinigende stoffen in een vloeistof, waarbij de wasvloeistof wordt gerecirculeerd of nuttig wordt toegepast. In aanmerking komen: waskolom, ventilator(en), eventueel druppelvanger, pompen, eventueel chemicaliëndosering, tanks, eventueel wasvloeistof-behandelingssysteem.

8.3 Voorstel van technologieën die bijkomend in aanmerking komen voor stookinstallaties/stationaire motoren

In deze paragraaf worden de technieken opgenomen die in aanmerking komen voor ecologiesteun en nog niet expliciet zijn opgenomen in de bestaande niet-limitatieve lijst onder deel 2. Het betreft hier technieken die in deze studie als BBT of verder dan BBT beschouwd worden. De formuleringen van de eisen zijn gebaseerd op deze van de Nederlandse MIA/VAMIL lijsten.

- Selectieve katalytische reductie (SCR): het omzetten, door middel van chemische reductie, van stikstofoxiden in afgassen en rookgassen met uitzondering van eenheden met een vermogen groter dan 300 MW_{th} en afval- en slibverbranding.
In aanmerking komt: katalysator, reactor.
- Niet-selectieve katalytische reductie (SNCR): het omzetten van NO_x in rookgassen door middel van injectie van ureum of ammoniak.
In aanmerking komt: ammoniak- of ureuminjectiesysteem, tank, leidingen.
- Lage-NO_x-brander: het verminderen van de NO_x-vorming bij stookinstallaties met een thermisch vermogen van 100 kW_{th} tot 300 MW_{th} door toepassing van brander-/vuurhaardtechnieken, zodanig dat de NO_x-uitworp met het rookgas over het gehele regelbereik cq. werkingsgebied niet meer bedraagt dan 100 mg/m³ (3 % O₂).
In aanmerking komt: brander of brander-ketelcombinatie indien het thermisch vermogen maximaal 1 MW_{th} is, of alleen brander indien het thermisch vermogen groter is dan 1 MW_{th}, (eventueel) thermische verbrandingskamer, de ventilatoren, de gas/lucht-regeling en branderbeveiligingen, rookgasrecirculatie en poorten en omkastingen voor gas- en luchttoevoer.
- Katalytische verbranding: bij katalytische verbranding wordt de verbranding ondersteund door een katalysator zodat de oxidatiereactie kan verlopen met een lagere activeringsenergie (vlamloze verbranding).
In aanmerking komt: katalysator
- SCONO_xTM: een secundaire maatregel inzake NO_x-reductie. In tegenstelling met SCR wordt er echter gewerkt met één katalysator voor zowel CO als NO_x-reductie. Bovendien wordt er geen NH₃ gebruikt als reagens.
In aanmerking komt: katalysator, reactor
- Ontzwavelingsinstallatie: het ontzwavelen van rookgassen die niet afkomstig zijn van raffinaderijen of de petrochemie, (eventueel/ bij voorkeur) gevolgd door de productie van o.a. elementair zwavel.
In aanmerking komt: (eventueel) wastorens, (eventueel) pompen, (eventueel) concentratieverhogingsstap, (eventueel) indikker, (eventueel) reactoren, (eventueel) verwerkingseenheid, (eventueel) membraanabsorber, (eventueel) oxidatiereactor, (eventueel) reactievat, (eventueel) chemicaliëndosering, (eventueel) warmtewisselaar, (eventueel) ventilatoren, (eventueel) membraaninstallatie, (eventueel) condensatie-eenheid.
- Gecombineerde NO_x/SO₂ technieken, nl. Aktief kool en WSA-SNO_x en DeSONO_x: technieken die gebruik maken van een chemische reactie om SO₂ en NO_x simultaan te verwijderen.

In aanmerking komt: adsorber met actief kool, ammoniak- of ureuminjectiesysteem, tank, leidingen, (eventueel) warmtewisselaar, reactor.

BIBLIOGRAFIE

- ADEME, *Combustion et procédés industriels comment réduire les émissions Nox, Rencontres et Journées techniques*, September 1996
- An., *EBA, Verheij en Aptroot, Grootchalig onderzoek aan NOx-arme ventilator voorzetbranders*, Gas, Oktober 1995
- An., *Handboek Stoom Deel 13151*, Met bijvulling
- An., *Low Cost Options for Achieving Deep NOx Reductions*, Gas Research Bulletin, March 2000
- An., *NOx from stationary sources in the Netherlands*, VROM/NOVEM, April 1997
- An., *Persoonlijke communicatie met Dhr. Roukens – Dhr. Holtring (VROM)*, April – september 2000
- An., *Studiedag “Dioxines in Thermische en Metallurgische Processen”*, VUB 26/11/00, 1998
- An., *Studiedag “Luchtverontreiniging”*, ULB 14/11/00, 2000
- An., *Techn. Guidance IPC S2 1.01 : Large Boilers & Furnaces*, November 1995
- An., *Techn. Guidance IPC S2 1.03 Compression Ignition Engines*, 1995
- An., *Techn. Guidance IPC S2 1.08 Gasification*, 1995
- An., *Techn. Guidance IPC S3 1.01 : Sup. Note (Update)*, April 2000
- An., *Techn. Guidance IPR ½ Gas Turbines*, 1994
- Anderl ; Mory ; Zotter, *BioCOComb-Vergasung von Biomasse und Mitverbrennung von Gas in einem Kohlenstaubkessel*, VGB KraftwerksTechnik, Maart 2000
- Baken, *Selectieve katalytische reductie van de uitlaatgassen van een gasmotor gedreven warmtekrachtaggregaat*, Energiebedrijf Amsterdam, Mei 1995
- Belcogen, *Handboek Warmtekrachtkoppeling*, Redactie Vito-Belcogen, 1997
- Breithaupt en Vermeer, *Vlamloze branders moeilijk te ontsteken*, Gas, Januari 1998
- Brausch Hugo, *persoonlijke communicatie*, januari 2002
- Buderus, *persoonlijke communicatie*, 2002

Cofala ; Syri, *NO_x emissions, abatement technologies and related costs for Europe in the Rains model database*, IIASA, Oktober 1998

Cofala ; Syri, *Sulfur emissions, abatement technologies and related costs for Europe in the Rains model database*, IIASA, Juni 1998

Czarnecki, *Ammonia free NO_x removal technology for gas turbines*, Alstom Power

Delemarre, *NO_x-emissie gasmotoren kan nog lager*, Energie en Milieuspectrum, Maart 1994

Dermaux D. e.a., *rapport "Voorbereiding BBT studie Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren" versie 5*, Belconsulting (in opdracht van VITO), maart 2001

Dermaux D. e.a., *Project IVMO: Voorstudie NO_x reductie en energierecuperatie, IVMO (vertrouwelijk)*, September 1999

De Wit, e.a., *Emission and reduction of organic flue gas components from lean-burn gas engines*, International Gas Research Conference, 1998

De Wit, *Various parameters influencing efficiency and emissions from high-efficient gas engines*, Danish Gas Technology Centre, International Gas Research Conference, 1995

De Paepe, Huisman, *Cursus Gasturbines*, Thomassen International, KVIV, april 1999

Eenink (Sender), *Demonstratieprogramma NO_x arme stookinstallaties*, VROM, Oktober 1993

Elco Klöckner, persoonlijke communicatie, 2002

ERM, *Revision of the EC Emission Limit Values for New Large Combustion Plants (> 50 MW_{th})*, Eur. Commissie (DG XI), Januari 1996

ERM "Draft Final Report", *Revision of the Council Directive of 24/11/88 on the Limitation of Emissions of certain Pollutants into the air from Large Combustion Plants (> 50 MW_{th}); Cost Benefit Analysis*, Eur. Commissie (DG XI), Januari 1997

ESAP ; Vito ; CETA, *Industrial Cogeneration in Europe*, Mei 1992

Eurelectric, *Eurelectric's Report on the Application in the Member States of Council Directive 88/609/EEC of 24/11/88*, Maart 1996

Eurelectric/VGB, *IPPC BAT Reference Document for LCP*, Najaar 2000 (draft document – vertrouwelijk)

EPA, *Alternative Control Techniques Document, NO_x-emissions from stationary Gas Turbines*, U.S. Environmental Protection Agency, Januari 1993

French-German Institute for Environmental Research (FGIER) – Karlsruhe, Technical background document for the actualisation and assessment of UN/ECE Protocols related to the abatement of transboundary transport of nitrogen oxides from stationary sources, University of Karlsruhe, Duistland, September 1999

FGIER – Karlsruhe, *Emission Control at stationary sources in the FRG Volume I: SO_x and NO_x Emission Control*, Umweltbundesamt (Duitsland), Januari 1997

FGIER – Karlsruhe, *Emission Control at stationary sources in the FRG Volume II : Heavy Metal Emission Control*, Umweltbundesamt (Duitsland), Januari 1997

Gastec, *Nederland voorop in industriële low NO_x-gasbranders*

Giesberts, *Wie wil de energiekorrel?*, Afval!, April 2000

Hendertink, *NO_x emissie van ketelinstallaties moet omlaag*, Energie – en Milieuspectrum, December 1998

Hesselmann e.a., *NO_x reduction by air staging and reburning*, Eur. Commissie, 1994 – 1996

HMIP, *Combustion Processes*

IPPC, *Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants*, maart 2001

Hüsch, *Erfahrungen mit der Rauchgasentschwefelung nach dem Wellman-Lord-Verfahren*, VGB Kraftwerktechnik, November 2000

Roelf Koster, *persoonlijke communicatie*, Deutz, februari 2002

Klaassen en Vermeer, *Rauchgasentschwefelung durch Membran-Gasabsorption*, VGB

Kamminga, *Vito cursus warmtekrachtkoppeling met turbines*, 1997

Kraftwerktechnik, Augustus 1998

Klimont e.a., *Estimating costs for controlling emissions of VOC from stationary sources in Europe*, IIASA, Augustus 2000

Klimstra, e.a., *Effectiveness of various exhaust-gas-cleaning methods for gas engines*, International Gas Research Conference 1995, Gasunie

- Klimstra, *Emissies van zuigermotoren in warmtekrachtinstallaties*, Vito, cursus warmtekrachtkoppeling met motoren, Antwerpen 2000
- KVBG, *Meetverslag KVBG/IND/MEET/98002*, december 1997
- LD Duiker, *Onderzoek ten behoeve van de verbetering van een lage NO_x brander*, VROM, Januari 1997
- LDK, *Clean and efficient Lignite Combustion Technologies*, Eur. Commissie, 1995
- Lesley James (European Environment bureau), *Techniques to consider in the determination of BAT for LCP*
- Leveranciersinfo PRO-2, *Gasmotoren*, Oktober 2000
- Mc Cahey, *Techno-economic analysis of NO_x reduction technologies in p.f. boilers*, Fuel, Nov. 1999
- Metschke, *Rauchgasreinigung nach dem CDAS-Verfahren*, VGB Kraftwerktechnik, Oktober 2000
- Ministry of Environment France Dep. for Prevention of Pollution and Hazards, *LCP; Emissions and reduction in emissions of heavy metals and persistent organic compounds*, December 1996
- Mori, *Development of a dry low NO_x turbine cogeneration system*, Tokyo Gas, International Gas Research Conference, 2001
- Nolin, *Neuentwickelte Entschwefelungsanlage für das schwerölbefeuerte Spitzenlastkraftwerk Karlshamn in Schweden*, VGB Kraftwerktechnik, November 2000
- NO_x Conference; Chuck Solt, *XONON combustion system, 2,5 ppm NO_x for gas turbines*, 2001
- Onsite Sycom, *Cost Analysis of NO_x control Alternatives for Stationary Gas Turbines*, Contract No. DE-FC02-97CHIO877, in opdracht U.S. Department of Energy, november 1999
- Overdiep, *Eindrapportage demonstratieproject ketelhuis Gasunie Research*, Nederlandse Gasunie, Maart 1995
- R. Pavri en D. Moore, *Gas Turbine Emissions and Control*, GE Power Systems, maart 2001
- Prisma, *Techniek in woord en beeld*, 1994

- P.H. Groeneveld e.a., *Achtergronddocument penetratie van milieutechnische maatregelen*, RIVM, Juli 1996
- Rak, *Commercieel perspectief voor effectieve NO_x reductie*, Energie – en Milieuspectrum, April 1996
- Raytheon Engineers & Constructors, *Validatie van de inventarisatie van NO_x maatregelen in de chemische industrie*, VROM, Augustus 1998
- Roukens e.a., *Stand van zaken NO_x bestrijding USA*, VROM, 1995
- Schorr, *Gas Turbine NO_x emissions approaching zero, Is it worth the price*, GE Power Generation, september 1999
- Soud, *Overview of air pollution control technologies in conventional coal-fired power plants*, IEA Coal Research, Maart 1999
- Stork, *Reductiepotentieel van NO_x emissies bij de industrie, raffinaderijen en centrales met de samenhangende kosten*, VROM, Februari 1998
- Task force on the assessment of abatement options/techniques for Nox (FGIER – Karlsruhe), *BAT Background Document*, UN/ECE, Mei 1999
- Task force on the assessment of abatement options/techniques for Nox (FGIER – Karlsruhe), *Limit values for NO_x emissions + Addendum (Convention on LRTAP)*, UN/ECE, Mei 1999
- Task force on the assessment of abatement options/techniques for VOC from stationary Sources (FGIER – Karlsruhe), *Limit values for VOC emissions + Addendum (Convention on LRTAP)*, UN/ECE, September 1999
- TAUW, *Beschrijving van de luchtemissiebeperkende technieken*, VROM, Maart 2000
- Tec Ingénierie e.a., *Les techniques de désulfuration des procédés industriels*, ADEME, 1999
- Tractebel, *Kolenstudie*, Electrabel/SPE (vertrouwelijk), 1996
- TNO, *Emissieregistratie van vuurhaarden*, 1987
- U.S. DOE, *Fluidized Bed Combustion*, Internet, Leveranciersinfo ABB/Zanting, *Gasmotoren*, September 2000
- Van de Kamp (IFRF), *Technical assessment of the effect of proposed changes to BEES*, VROM, Januari 1997

Verbundplan, Emissionsbegrenzung und Anwendungsbereiche von GT und GUD-Anlagen, *BMUJF "Bundesministeriums für Umwelt, Jugend und Familie"*, Band 3 / 1999

VITO, *Studie Huishoudelijke Stookinstallaties A-mineral*, In voorbereiding

Vito, *Energiebalans Vlaanderen*, 2000

Vito, *WKK met motoren en turbines in Vlaanderen: stand van zaken 2000*, 2001

Mira-T, *Milieu-en natuurrapport Vlaanderen: thema's*, VMM, 1999

LIJST DER AFKORTINGEN

ANRE	Afdeling Natuurlijke Rijkdommen en Energie
AMINAL	Administratie voor Milieu-, Natuur-, Land- en Waterbeheer
BAT	Best Available Techniques
BBT	Beste Beschikbare Technieken
FGIER	French-German Institute for Environmental Research
IWT	Instituut vooraanmoediging van Innovatie door Wetenschap en technologie in Vlaanderen
OVAM	Openbare AfvalstoffenMaatschappij
ppm	parts per million
SCR	Selectieve Katalytische Reductie
SNCR	Niet Selectieve Katalytische Reductie
STEG	Stoom- en gasturbine
v.g.t.g.	van geval tot geval
Vito	Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek
Vlarebo	Vlaams Reglement betreffende de Bodemsanering
Vlarea	Vlaams Reglement betreffende de Afvalstoffen
VMM	Vlaams Milieumaatschappij
VLM	Vlaamse LandMaatschappij
WKK	WarmteKrachtKoppeling

DEFINITIES

BMEP	brake mean effective pressure (maat voor vermogen).
Elektrisch rendement	de verhouding tussen de hoeveelheid nuttige eenheden aan elektriciteit (produkt dat door installatie wordt geleverd) die kunnen gebruikt worden en de hoeveelheid eenheden aan brandstof die in de installatie worden gestoken.
Kloppen (of pingelen)	van de motor vindt plaats wanneer door bepaalde omstandigheden, bijvoorbeeld een te hoge compressieverhouding, druk en temperatuur van het onverbrande mengsel te hoog oplopen wat aanleiding geeft tot zelfontbranding. Deze ongecontroleerde verbranding geeft aanleiding tot een te zware belasting van de motor.
Misfiring	niet onsteken van het lucht/brandstofmengsel (treedt vooral op bij een te hoge luchtvermaat, dan is er gewoonweg te weinig brandstof aanwezig om het mengsel te kunnen ontsteken, vandaar dat er gebruik gemaakt wordt van voorkamers, cf. JK).
Nieuwe installaties volgens Vlareem	grote installaties (> 50 MWth) vergund na 1 juli 1987, middelgrote (2-50 MWth) tot kleine (100 kW – 2MWth) installaties vergund na 1 maart 1993.
Nieuwe installaties (BBT)	installaties die momenteel aangekocht kunnen worden.
Nominaal moterrendement (η):	het door de constructeur opgegeven procentuele aandeel van de warmteinhoud van de toegevoegde brandstoffen dat, bij hoogste belasting van de zuigermotor, kan worden bedreven en bij ISO luchtcondities in arbeid wordt omgezet.
Oude installaties	installaties die nog geen emissiereducerende maatregelen toepassen.
Thermisch rendement	de verhouding tussen de hoeveelheid nuttige eenheden aan warmte (produkt dat door installatie wordt geleverd) die kunnen gebruikt worden en de hoeveelheid eenheden aan brandstof die in de installatie worden gestoken.
Thermisch vermogen:	warmteinhoud van de hoeveelheid brandstof die per tijdseenheid kan worden toegevoerd aan de stookinstallaties of motor.

BIJLAGEN

OVERZICHT VAN DE BIJLAGEN

Bijlage 1: Medewerkers BBT-studie

Bijlage 2: Technische fiches mbt. NO_x reductietechnieken
Technische fiches mbt. SO₂ reductietechnieken
Technische fiches mbt. SO₂/NO_x reductietechnieken
Technische fiches mbt. Stof reductietechnieken
Technische fiches mbt. emissiereducerende technieken voor andere pollutanten

Bijlage 3: Kostprijsgegevens van de NO_x en SO₂ reductiemaatregel

- Gegevenstabellen met NO_x reducerende milieumaatregelen
- Gegevenstabellen met SO₂ reducerende milieumaatregelen
- Gegevenstabellen met SO₂ reducerende milieumaatregelen bij toepassing van laag zwavelige brandstof, vb. 0,5 % S voor steenkool en zware stookolie, 0,1 % S voor lichte stookolie
- Gegevenstabellen met gecombineerde NO_x/SO₂ reducerende milieumaatregelen

Bijlage 4: Beschrijving van wervelbedverbranding, IGCC en de vergelijking met de conventionele stookinstallaties

BIJLAGE 1: MEDEWERKERS BBT-STUDIE

Kenniscentrum voor Beste Beschikbare Technieken

BBT-kenniscentrum
p/a Vito
Boeretang 200
2400 MOL
tel.: 014/33 58 68 – fax: 014/32 11 85
e-mail: bbt@vito.be

Contactpersonen administraties/overheidsinstellingen

De heer Jos Brughmans
AMINAL
Milieuvergunningen
Copernicuslaan 1 bus 8
2018 ANTWERPEN
tel.: 03/224 64 53 – fax: 03/224 64 51

De heer Bob Nieuwejaers
AMINAL
Aminabel
Koning Albert II-laan 20 bus 8
1000 BRUSSEL
tel.: 02/553 80 32 – fax: 02/553 76 95

De heer Peter Meulepas
AMINAL
Aminabel
Koning Albert II-laan 20 bus 8
1000 BRUSSEL
tel.: 02/553 76 76 – fax: 02/553 76 95

Mevrouw Ann Collys
ANRE
Koning Albert II-laan 7
1210 BRUSSEL
tel.: 02/553 46 30 – fax: 02/553 46 01

Mevrouw Myriam Rosier
VMM
A. Van De Maelestraat 96
9320 EREMBODEGEM
tel.: 053/ 72 66 24 – fax: 053/ 77 32 90

Contactpersonen federaties België

De heer Guy Verkest
KVBG
Rodestraat 125
1360 LINKEBEEK
tel.: 02/383 02 33 – fax: 02/380 87 04

De heer Luk Deurinck
Belgische Petroleum Federatie
Kunstlaan 39 bus2
1040 BRUSSEL
tel.: 02/508 30 06 – fax: 02/511 05 91

De heer Dirk Guldentops
Federatie van de gasbedrijven FIGAS
Palmerstonlaan 4
1000 BRUSSEL
tel.: 02/237 11 11

Vertegenwoordigers uit de bedrijfswereld

De heer Hugo Westyn
Electrabel
Departement Milieu / CARE
Rodestraat 125
1630 LINKEBEEK
tel.: 02/382 26 21 – fax: 02/382 26 38

Mevrouw Hilde De Buck
Electrabel
Productie – Externe betrekkingen
Regentlaan 8
1000 BRUSSEL
tel.: 02/519 28 07 – fax: 02/518 64 15

De heer Schoonakker
S.P.E CV-SC
Koningsstraat 55 bus 14
1000 BRUSSEL
tel.: 02/229 19 65

De heer Van De Walle
WVEM
Vaarnewijkstraat 20
8530 HARELBEKE
tel.: 056/71 90 41 – fax: 056 70 49 10

Experts

De heer Dirk Dermaux
Belconsulting
Oude Stationstraat 144
8700 Tiel
tel.: 051/ 40 36 71 – fax: 051/ 40 43 35

De heer Wim Luyckx
Vito
Boeretang 200
2400 MOL
tel.: 014/ 33 58 27 – fax: 014/ 32 11 85

De heer Jacob Klimstra
Wärtsila
Hanzelaan 95, 8017 JE
P.O. Box 10608, 8000 GB Zwolle
Netherlands
tel.: +31 (38) 425 39 93 – fax: +31 (38) 425 39 73

Bezochte bedrijven tijdens het uitvoeren van de studie

Elektrabel Langerlo
Contactpersoon: De heer Bernard Cremer, Adjunct Hoofd Exploitatie
Swinnenwijerweg 30
3600 Genk
tel.: 089/30 12 70 – fax: 089/30 12 99

Buderus verwarming
Contactpersoon: De heer Walter Van Dael, pre-sales
Toekomstlaan 11
2200 Herentals
tel.: 014/28 64 60 – fax: 014/22 55 44

**BIJLAGE 2: TECHNISCHE FICHES VAN DE BESCHIKBARE
MILIEUVRIENDELIJKE TECHNIEKEN VOOR
STATIONAIRE MOTOREN EN VERBRANDINGS-
INSTALLATIES**

In deze bijlage worden de technische fiches weergegeven van de beschikbare milieuvriendelijke technieken die in hoofdstuk 4 opgesomd werden. Enkel voor de technieken waarvoor het zinvol was, werd een technische fiche gemaakt.

In de technische fiches wordt volgende informatie weergegeven:

- proces beschrijving
- proceservaring
- toepasbaarheid
- de invloed op de andere polluenten
- investeringskost + operationele kosten

Bijlage 2

Naam:

Natte rookgasontzwaveling met toevoeging van kalk of kalksteen

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Rookgassen worden in een sproeitoren in contact gebracht met een waterige oplossing van kalksteen (CaCO_3). SO_2 reageert ermee ter vorming van calciumsulfit ($\text{CaCO}_3 + \text{SO}_2 + \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$). Dit wordt dan verder geoxideerd tot calciumsulfaat (gips) ($2\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 3\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). De eerste reactie gaat het gemakkelijkst door bij een pH van ongeveer 6, terwijl de ideale zuurtegraad voor de tweede reactie rond de 4 – 5 pH schommelt. Het gips wordt ontwaterd en kent, indien het zuiver genoeg is, elders een afzetmarkt.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Meest voorkomende ontzwavelingstechniek (>75% in Duitsland)²

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	0,69 g per g weerhouden SO ₂ (op theoretische basis)
NO _x	
PM	Een zekere hoeveelheid stof wordt tevens uit de rookgassen gewassen, er zijn echter geen waarden gevonden van de grootteordes.
POP	
SO ₂	< -90% ^{1,2} ; -94% ³
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-1,5 à -2,5 % ¹ -1,9 MW _e voor een installatie van 340 MW _{th} ²

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
500 MW _e (R)	165 €/kW _e	0,15 cent/kWh _e		²
300 MW _e (R)	210 €/kW _e	0,15 cent/kWh _e		²
100 MW _e (R)	240 €/kW _e	0,15 cent/kWh _e		²
>300 MW _{th} (N)	50 €/kW _{th}	0,09 cent/kWh _{th}	0,17 cent/kWh _{th}	²
100-300 MW _{th} (N)	75 €/kW _{th}	0,11 cent/kWh _{th}	0,23 cent/kWh _{th}	²
50-100 MW _{th} (N)	150 €/kW _{th}	0,13 cent/kWh _{th}	0,37 cent/kWh _{th}	²
	130-210 €/kW _e		0,18-0,2 cent/kWh _{th}	²
	130-525 €/kW _e		0,84-1,37 cent/kWh _e	²
340 MW _{th}	80 €/kW _{th}			²
540 MW _e		0,63-0,87 cent/kWh		³
			0,8-1,3 cent/kWh	¹

¹ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulou, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

² Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

³ Persoonlijke communicatie Electrabel

Bijlage 2

Naam:

Ammonia scrubbers (Walther proces)

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

De rookgassen komen in contact met een waterige oplossing van ammoniak. SO₂ lost erin op en reageert er tot ammoniumsulfaat. Dit laatste wordt uit de stroom gekristalliseerd en het water wordt terug in het proces gebracht. Het ammoniumsulfaat kan dienst doen als meststof.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

De techniek is beproefd en zeer beschikbaar. Het proces is echter commercieel weinig interessant ook omdat een afzetmarkt voor het ammoniumsulfaat niet gegarandeerd is.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	
PM	
POP	
SO ₂	-88% ⁴
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-1 à -2% ⁴

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
191 MW _{th} (R)	19,5 M€ (1989)			⁵
			0,5-1,2 cent/kWh	⁴

⁴ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulos, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

⁵ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

Bijlage 2

Naam:

Dual Alkali scrubbers

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Deze techniek is een variante op de natte rookgaswassing met toevoeging van kalkmelk of -steen. In de scrubber komen de rookgassen in contact met water waarin NaOH is opgelost in plaats van CaCO_3 . Dat legt dan SO_2 vast onder de vorm van NaSO_3 . In het effluent van de scrubber wordt kalk of kalksteen gevoegd om er CaSO_3 te maken. Na verdere oxidatie kan gips geproduceerd worden. De wasvloeistof kan terug gerecycleerd worden.

Deze techniek heeft het voordeel dat de rookgassen gewassen worden met een meer geconcentreerd vloeibaar alkalisch toevoegproduct. Zo moet verhoudingsgewijs gezien minder vloeistof worden toegevoegd om een zelfde hoeveelheid rookgas te behandelen. Hierdoor kan de installatie kleiner geconcepieerd worden. Bovendien is de hoeveelheid calcium in de natte wasser geminimaliseerd, wat het risico van kalkafzettingen vermindert.

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Weinig toegepast bij stookinstallaties.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	0,69 g per g weerhouden SO ₂ (op theoretische basis)
NO _x	
PM	
POP	
SO ₂	-80%
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
>300 MW _{th}	50 €/kW _{th}	0,09 cent/kWh _{th}	0,17 cent/kWh _{th}	⁶
70 MW _{th}	95-150 €/m ³ /h		3-15 €/10 ³ m ³	⁶
10 MW _{th}	50-60 €/m ³ /h		3-8 €/10 ³ m ³	⁶

⁶ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

Naam:

Half-natte rookgasontzwaveling

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Dit type van rookgasontzwaveling is analoog aan de natte scrubbers, maar het water aanwezig in de scrubber vloeistof wordt verdampt in de hete rookgassen. Dit resulteert in een poederproduct waarin de zwavel uit de rookgassen aanwezig is en vermijdt de vorming van een waswater dat moet behandeld worden. In de industrie worden meestal sproeitors met kalkmelk gebruikt, maar ook andere alkalische wasvloeistoffen zijn mogelijk bij voorbeeld natriumcarbonaat.

Samen met SO₂ wordt ook SO₃ en HCl verwijderd uit de rookgassen, wat leidt tot de vorming van vast calciumsulfaat/-sulfaat en calciumchloride.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Deze techniek wordt voornamelijk gebruikt voor kleinere installaties die laag zwavelige brandstof gebruiken of voor installaties die niet continu in werking zijn. Ongeveer 10% van de installaties in Duitsland, Scandinavië, Oostenrijk en Nederland zijn van dit type.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	0,69 g per g weerhouden SO ₂ (op theoretische basis)
NO _x	
PM	
POP	
SO ₂	<-90% ⁷ ; bij Ca/S-verh. = 1: -80%; Ca/S = 1,5: -90%; Ca/S = 2: -92% ⁸
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-0,5 à -1,5% ⁷

Kost:

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
500 MW _e (R)	105 €/kW _e	0,22 cent/kWh _e		⁸
300 MW _e (R)	180 €/kW _e	0,22 cent/kWh _e		⁸
100 MW _e (R)	255 €/kW _e	0,22 cent/kWh _e		⁸
>300 MW _{th} (N)	42 €/kW _{th}	0,11 cent/kWh _{th}	0,18 cent/kWh _{th}	⁸
100-300 MW _{th} (N)	65 €/kW _{th}	0,13 cent/kWh _{th}	0,23 cent/kWh _{th}	⁸
50-100 MW _{th} (N)	100 €/kW _{th}	0,15 cent/kWh _{th}	0,31 cent/kWh _{th}	⁸
	50 €/kW _e			⁸
	50-300 €/kW _e		0,5-1 cent/kWh _e	⁸
			0,5-1 cent/kWh	⁷

⁷ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulos, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

⁸ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

Bijlage 2

Naam:

Droog sorbent injectie

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Droog sorbent injectie systemen maken alle gebruik van een alkalisch toevoegproduct zoals kalksteen, gehydrateerde kalk of dolomiet om SO₂ te absorberen. Het sorbent kan worden toegevoegd in de oven, in een rookgaskanaal of, bij hybride systemen, in allebei.

Bij toevoegen van CaCO₃ in de oven treedt eerst sintering op: $\text{CaCO}_{3(v)} \rightarrow \text{CaO}_{(v)} + \text{CO}_{2(g)}$. In een tweede reactie absorbeert het CaO de SO₂: $\text{CaO}_{(v)} + \text{SO}_{2(g)} + \frac{1}{2}\text{O}_{2(g)} \rightarrow \text{CaSO}_{4(v)}$. Het ideaal temperatuursbereik bedraagt 750 – 1250°C.

Bij injectie in het rookgaskanaal wordt het sorbent onder gehydrateerde vorm evenredig verdeeld over het kanaal bij een temperatuur van circa 150°C. Het sorbent reageert dan direct met SO₂.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Ongeveer 4% van de installaties in Duitsland, Scandinavië, Oostenrijk en Nederland zijn van dit type.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	0,69 g per g weerhouden SO ₂ (op theoretische basis)
NO _x	
PM	
POP	
SO ₂	<-90% ⁹ ; bij Ca/S-verh. = 1: -30%; Ca/S = 2: -50%; Ca/S = 4: -70% ¹⁰
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-0,1 à -1% ⁹

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
500 MW _e (O)	45 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
300 MW _e (O)	75 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
100 MW _e (O)	90 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
500 MW _e (K)	60 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
300 MW _e (K)	105 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
100 MW _e (K)	135 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
(H)	60 €/kW _e	0,6 cent/kWh _e		¹⁰
>300 MW _{th} (N)	35 €/kW _{th}	4 cent/kWh _{th}	0,1 cent/kWh _{th}	¹⁰
	25 €/kW _e			¹⁰
	10-50 €/kW _e		0,2-0,5 cent/kWh _e	¹⁰
	30 €/kW _{th}			¹⁰
			0,2-0,5 cent/kWh	⁹

⁹ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulos, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

¹⁰ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Naam:

Regeneratieve systemen (Wellman-Lord proces)

☐
☒

Primair
Secundair

Beschrijving:

Het Wellman-Lord proces is een regeneratief rookgasontzwavelingsproces dat gebruik maakt van natriumsulfiet om SO₂ te absorberen en een oplossing van natriumbisulfiet te vormen. EDTA wordt toegevoegd aan de natriumsulfiet-oplossing om de vorming van sulfaat te minimaliseren. Het grootste deel van deze natriumbisulfiet-oplossing wordt thermisch behandeld in een verdampers om een geconcentreerde SO₂-stroom te produceren volgens: 2NaHSO₃ + warmte → Na₂SO₃ + H₂O + SO₂. De originele natriumsulfiet-oplossing wordt vervolgens terug naar het proces gestuurd; een deelstroom wordt evenwel apart behandeld in een kristalliseereenheid om het natriumsulfaat te verwijderen. De geconcentreerde SO₂-stroom kan verder behandeld worden met vorming van elementair zwavel, zwavelzuur of gezuiverd SO₂. Meestal wordt een prescrubber geplaatst voor de absorptietoren om de rookgassen te koelen en te bevochtigen en de overblijvende vlieg, chlorides en SO₃ te verwijderen.

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

De complexiteit van het proces en de hoge investerings- en operationele kosten belemmeren een uitgebreide toepassing van deze techniek. Enkel in de raffinaderijsector vindt men het proces veelvuldig terug.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	
PM	
POP	
SO ₂	-97% ¹¹
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-2,5 à -3,5% ¹¹

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
>300 MW _{th} (N)	65 €/kW _{th}	0,11 cent/kWh _{th}	0,21 cent/kWh _{th}	¹²
		0,13 cent/kWh _{th}	0,25 cent/kWh _{th}	¹²
	70 €/kW _{th}			¹²
			0,8-1,8 cent/kWh	¹¹

¹¹ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulou, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

¹² Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

Bijlage 2

Naam:

Rookgasrecirculatie

☒
☐

Primair
Secundair

Beschrijving:

Rookgasrecirculatie verlaagt de zuurstofconcentratie en de piektemperatuur door verdunning alsook de verblijftijd in de vuurhaard door de hogere rookgassnelheid. De rookgasrecirculatie is extern, d.m.v. een externe ventilator, of intern waarbij de rookgassen door de constructie van de brander en/of de ketel gedwongen worden om te recirculeren.

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Voor bestaande installaties moet de oven omgebouwd worden, wat een forse ingreep is. Externe rookgascirculatie is veel duurder dan interne, maar geeft betere resultaten.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	-40% (gebaseerd op 1 voorbeeld, in combinatie met optimalisatie van brandstofverstuiver – fuel gestookt) ¹³ voor gasgestookte centrales: -3,5% per % rookgas gerecirculeerd ¹⁴ voor oliegestookte centrales: -3% per % rookgas gerecirculeerd ¹⁴ voor kolencentrales: -0,2 tot -2% per % rookgas gerecirculeerd ¹⁴
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	15 €/kW _e	0,015 cent/kWh _e		¹⁴
400 MW _{th}	3 €/kW _e	0,01 cent/kWh _e		¹⁴
160 MW _{th}	3 €/kW _e	0,01-0,015 cent/kWh _e		¹⁴
30 MW _{th}	6 €/kW _e	0,015 cent/kWh _e		¹⁴

¹³ Strömberg L., Åbyhammer T., Using inside knowledge to reduce NO_x, Modern Power Systems, augustus 1999, pp 37-42

¹⁴ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Bijlage 2

Naam:

Lage NO_x-branders



Primair



Secundair

Beschrijving:

Deze branders spelen in op de manier waarop de brandstof zich vermengt met lucht. Het doel is om tot een lagere vlamtemperatuur te komen, wat een positieve invloed heeft op de (thermische) NO_x-vorming.

Verschillende mogelijkheden werden uitgewerkt. Bij het ene systeem is er eerst een zone met een ondermaat aan lucht, gevolgd door een burn-out zone. Bij andere is het juist omgekeerd. Alle systemen hebben echter een langere vlamlengte, vergeleken met de klassieke verbranding.

Ervaring:



Matuur



Enige ervaring



Introductie

Toepasbaarheid:

Kunnen in principe toegepast worden bij elke installatie.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	Lage NO _x branders kunnen een negatieve invloed hebben op de CO-vorming. Precieze cijfers zijn moeilijk te vinden. Een bepaalde bron heeft het over een verhoging van 100% wanneer olie wordt gestookt, maar gezien het commerciële karakter van dit artikel is enige omzichtigheid geboden. ¹⁵ Een andere bron houdt het bij een beperkte verhoging, zonder echter de grootteorde te specificeren. ¹⁸
CO ₂	
NO _x	-25 à -35% voor branders met getrapte verbrandingslucht ¹⁶ tot -20% voor branders met rookgasrecirculatie ¹⁶ -50 à -60% voor branders met getrapte brandstof ¹⁶ -20 à -55% ¹⁷ -50% ¹⁸
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	Lage NO _x branders beïnvloeden het vermogen negatief omdat ze een grotere energievraag hebben. Ze behoeven immers grotere luchtventilatoren om de grotere drukval te kunnen overwinnen. Een eventuele fijnere vermaling van de kolen kan zich ook opdringen. Er zijn echter geen gegevens gevonden betreffende de mate van invloed op het vermogen.

¹⁵ de Biasi V., PG&E retrofitting dry low-NO_x combustion kits for FT4A peakers, Gas Turbine World, nov. 2000, pp. 12-15

¹⁶ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

¹⁷ Engelhart D. et al., Combustion modification proves its worth, Modern Power Systems, juli 2000, pp 21-25

¹⁸ Hesselmann G. et al., Large-scale coal-over-coal reburn successful at Italy's Vado Ligure, Modern Power Systems, maart 2001

Bijlage 2

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	15 €/kW _e	0 cent/kWh _e		¹⁶
	15-30 €/kW _e			¹⁶
1500 MW _{th}	9 €/kW _{th}	0,015 cent/kWh _{th}		¹⁶
600 MW _{th}	12 €/kW _{th}	0,04 cent/kWh _{th}		¹⁶
500 MW _{th}	12 €/kW _{th}	0,015 cent/kWh _{th}		¹⁶
400 MW _{th}	13 €/kW _{th}	0,015 cent/kWh _{th}		¹⁶
160 MW _{th}	4-16 €/kW _{th}	0,015-0,05 cent/kWh _{th}		¹⁶
30 MW _{th}	28 €/kW _{th}	0,03 cent/kWh _{th}		¹⁶
10 MW _{th}	2 €/kW _{th}			¹⁶

Voor gasturbines:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
450 MW _e	12 €/kW _e	700000 €/j		¹⁶
225 MW _e	12 €/kW _e	675000 €/j		¹⁶
120 MW _e	12 €/kW _e	290000 €/j		¹⁶
40 MW _e	12 €/kW _e			¹⁶
30 MW _e	20 €/kW _e	36000 €/j		¹⁶
13 MW _e	33 €/kW _e	29000 €/j		¹⁶
10 MW _e	33 €/kW _e			¹⁶
6 MW _e	33 €/kW _e	21000 €/j		¹⁶
3 MW _e	64 €/kW _e			¹⁶

Bijlage 2

Naam:

Getrapte verbrandingslucht



Primair



Secundair

Beschrijving:

Net zoals bij lage NO_x-branders wordt hier ingespeeld op de wijze waarop verbrandingslucht wordt toegevoegd. De beschikbare lucht wordt verminderd in zones die kritisch zijn voor NO_x-vorming, terwijl men in andere zones secundaire lucht toevoegt om een volledige verbranding te bekomen. Indien men secundaire lucht toelaat net boven de brander, spreekt men over over-burner-air. Openingen voor over-fire-air bevinden zich hoger in of boven de vuurhaard.

Ervaring:



Matuur



Enige ervaring



Introductie

Toepasbaarheid:

Kunnen in principe toegepast worden bij elke installatie.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	Een bron maakt gewag van een geringe negatieve invloed, zonder de grootteorde te specificeren. ¹⁹
CO ₂	
NO _x	-40 à -50% ^{19,20}
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	Lichte negatieve invloed (ongeveer –0,7% van “plant gross thermal efficiency”) wegens het slechter uitbranden van de brandstof (onverbrande koolstof in as: stijgt van 5-6% naar 10-15%). ¹⁹

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	30 €/kW _e	0,015 cent/kWh _e		²¹
1500 MW _{th}	2 €/kW _{th}	< 0,01 cent/kWh _{th}		²¹
600 MW _{th}	2 €/kW _{th}	< 0,01 cent/kWh _{th}		²¹
500 MW _{th}	2 €/kW _{th}	< 0,01 cent/kWh _{th}		²¹
400 MW _{th}	3 €/kW _{th}	< 0,01 cent/kWh _{th}		²¹
160 MW _{th}	4 €/kW _{th}	< 0,01 cent/kWh _{th}		²¹
120 MW _{th}	4 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		²¹
30 MW _{th}	6 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		²¹

¹⁹ Hesselmann G. et al., Large-scale coal-over-coal reburn successful at Italy's Vado Ligure, Modern Power Systems, maart 2001

²⁰ Engelhart D. et al., Combustion modification proves its worth, Modern Power Systems, juli 2000, pp 21-25

²¹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Bijlage 2

Naam:

Reburning



Primair



Secundair

Beschrijving:

Deze techniek beoogt de chemische verwijdering van NO_x met behulp van radicalen van koolwaterstoffen. Om die te bekomen wordt boven de vlamhaard secundaire fuel toegevoegd. Alle brandstoffen komen in principe in aanmerking, maar aardgas biedt wel de meeste voordelen. De reductie bij het aanwenden van gas is niet alleen 10% hoger; aardgas bevat ook minder stikstof, wat de kans op vorming van fuel NO_x verkleint. Boven de reburning zone worden alle onverbranden, waaronder CO, omgezet door toevoeging van extra lucht.

Ervaring:



Matuur



Enige ervaring



Introductie

Toepasbaarheid:

Er moet voldoende ruimte beschikbaar zijn in de ketelruimte om een reburn zone te kunnen realiseren.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	Een bron maakt gewag van een geringe negatieve invloed, zonder de grootteorde te specificeren. ²²
CO ₂	
NO _x	bij reburning met kolen of fuel: -50 à -55%; met aardgas: -50 à -55% ²³ -40 à -50% (kolen reburn over kolenstook) ²² -45 à -65% (gas reburn over kolenstook) ²⁴ -45 à -65% ²⁵
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	Lichte negatieve invloed (ongeveer -0,3% van “plant gross thermal efficiency”) wegens het slechter uitbranden van de brandstof (onverbrande koolstof in as: stijgt van 5-6% naar 6-8%). ²²

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	50 €/kW _e	0,15 cent/kWh _e		²³
1500 MW _{th}	10 €/kW _{th}			²³
600 MW _{th}	12 €/kW _{th}			²³
400 MW _{th}	14 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		²³
300 MW _{th}	17 €/kW _{th}			²³
300 MW (gas – R)	10-15 \$/kW	~0 \$/kWh		²⁵
160 MW _{th}	18 €/kW _{th}	0,02 cent/kWh _{th}		²³

²² Hesselmann G. et al., Large-scale coal-over-coal reburn successful at Italy's Vado Ligure, Modern Power Systems, maart 2001

²³ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

²⁴ Macphail J., King L., New laws prompt focus on low NO_x options, Modern Power Systems, nov. 1999, pp. 29-33

²⁵ Engelhart D. et al., Combustion modification proves its worth, Modern Power Systems, juli 2000, pp 21-25

Naam:

Injectie van koelmiddel



Primair



Secundair

Beschrijving:

Aan de verbrandingslucht wordt een koelmiddel toegevoegd. Meestal went men water of stoom aan. Hierdoor vermijdt men dat de vlamtemperatuur al te hoog oploopt, waardoor zo thermische NO_x-vorming beperkt wordt.

Stoom injecteert men in een verhouding tot brandstof 1/1 tot 2/1. De verhoudingen water/brandstof bedragen 0,2/1 tot 1/1.

Ervaring:



Matuur



Enige ervaring



Introductie

Toepasbaarheid:

Die techniek wordt voornamelijk ingezet bij verbrandingsinstallaties met kleinere capaciteit.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	Een verdubbeling tot een vervijfvoudiging van de uitstoot. ²⁶
CO ₂	
NO _x	bij injectie van stoom: tot -75% ²⁷ bij injectie van water: -40% (bij verhouding water/brandstof 0,5/1); -60 à -70% (bij verhouding water/brandstof 0,5/1) ²⁷ -70 à -80% ²⁶
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	Negatieve invloed, maar geen grootteorde gegeven.

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
120 MW _e	14 €/kW _e	170000 €/j		²⁷
150 MW _e (G)			0,14 cent/kWh _e	²⁸
120 MW _e	14 €/kW _e	170000 €/j		²⁷
30 MW _e	20 €/kW _e	37000 €/j		²⁷
25 MW _e (G)			0,22 cent/kWh _e	²⁸
13 MW _e	28 €/kW _e	21000 €/j		²⁷
6 MW _e	50 €/kW _e	19000 €/j		²⁷
5 MW _e (G)			0,38 cent/kWh _e	²⁸

²⁶ de Biasi V., PG&E retrofitting dry low-NO_x combustion kits for FT4A peakers, Gas Turbine World, nov. 2000, pp.12-14

²⁷ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

²⁸ Farmer R., In-service demo test of 1500 kW catalytic combustion gas turbine, Gas Turbine World, Sept-Oct 1999, pp. 20-23

Bijlage 2

Naam:

Lean burn



Primair



Secundair

Beschrijving:

Deze techniek beoogt het in toom houden van de verbrandingstemperatuur door toevoeging van een overmaat aan lucht. De optimale luchtvermaat ligt tussen 1,5 – 1,6.

Ervaring:



Matuur



Enige ervaring



Introductie

Toepasbaarheid:

Deze maatregel wordt vooral toegepast bij gasmotoren. Lean burn is mogelijk als retrofit, maar wordt zelden toegepast.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	Haalbare emissieconcentratie: 650 mg/Nm ³ (droog 5% O ₂) ²⁹
CO ₂	
NO _x	Haalbare emissieconcentratie: 320-500 mg/Nm ³ (droog 5% O ₂) ²⁹
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-4 à -6% thermisch rendementsverlies (met een NO _x -conc van 150 mg/Nm ³) ²⁹

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
600 kW _e	10 000 €			²⁹

Zie hoofdstuk 4: NO_x reductietechnieken

²⁹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Bijlage 2

Naam:

Katalytische Verbranding



Primair



Secundair

Beschrijving:

Het doel van deze technologie is om de verbranding van de brandstof te laten verlopen op een katalysator i.p.v. met een vlam. Op die manier wordt de vorming van NO_x tegengegaan.

De verbrandingskamer bestaat uit vier verschillende zones:

- een voorverbrander: nodig voor het opstarten van de gasturbine; eenmaal in bedrijf moet de voorverbrander de lucht voorverwarmen, voordat het in contact komt met de katalysator; deze brander kan een lean gas burner zijn,
- brandstofinjectie: zorgt voor de injectie van de brandstof en een goede menging met de verbrandingslucht, voordat ze over de katalysator geleid worden,
- de katalysator: waar een deel van de brandstof verbrand wordt zonder vlam; de verbrandingstemperatuur bedraagt ongeveer 1300°C i.p.v. 1800°C bij verbranding met vlam,
- de naverbrandingszone: onmiddellijk na de katalysator verbrandt de rest van de brandstof, eveneens zonder vlam. Tevens worden de CO- en NO_x-concentraties tot een minimum herleidt.

Ervaring:



Matuur



Enige ervaring



Introductie

Toepasbaarheid:

Dit systeem werd getest op een gasturbines met een capaciteit van 1,5 MW_e^{30,31,32}.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	?% (<2 ppm droog volume 15%) ³⁰
CO ₂	
NO _x	< -97% ³¹ (<1,5 ppm droog volume 15%) ³⁰
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	?% (<0,2 ppm droog volume 15%) ³⁰
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.

³⁰ MRI, RTI, Environmental Technology Verification Report: NO_x Control Systems. Catalytica Combustion Systems Inc.: Xonon Flameless Combustion System, 2000

³¹ Flin D., Proving low NO_x turbine technology in Santa Clara, Modern Power Systems, April 1999, pp.27-31

³² Farmer R., In-service demo test of 1500 kW catalytic combustion gas turbine, Gas Turbine World, Sept-Oct 1999, pp. 20-23

Bijlage 2

Naam:

NO_x-gaswassing

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

--

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Experimenteel

Beschikbaarheid:

wordt toegepast op gasturbines op vloeibare brandstof

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	-50 %
PM	Verminderde emissie
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	600 000 €	37 000		³³

Zie hoofdstuk 4: NO_x reductietechnieken

³³ French-German Institute for Environmental Research, task force on the assessment of abatement options/techniques for NO_x, BAT background document, UN/ECE, mei 1999

Bijlage 2

Naam:

**Selectieve niet-katalytische reductie
(SNCR)**

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Er wordt ammoniak (oplossing van 25% in water of ureum) ingespoten in de rookgassen, dat dan zal reageren met de stikstofoxides: $4 \text{ NO} + 4 \text{ NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 4 \text{ N}_2 + 6 \text{ H}_2\text{O}$ en $4 \text{ NO}_2 + 8 \text{ NH}_3 + 2 \text{ O}_2 \rightarrow 6 \text{ N}_2 + 12 \text{ H}_2\text{O}$. Deze reacties vinden spontaan plaats tussen 900 en 1050°C. Daarboven treden secundaire reacties op met vorming van NO en N₂ tot gevolg. Onder de 900°C treedt er weinig NO_x-omzetting op en slijpt de ammoniak door. Naast de temperatuur is een juiste verblijftijd, een goede verdeling en verstuuving bepalen voor het succes van deze reacties.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Hoge beschikbaarheid en veelvuldig toegepast

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	-50 à -90% ¹ -50 à -80% ⁴
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-0,1 – 0,3% ²

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
			0,25 – 0,5 cent/kWh	²
	15 €/kW _e	0,13 cent/kWh _e		¹
	10 – 50 €/kW _e		0,25 – 5 cent/kWh _e	¹
1500 MW _{th}	1 €/kW _{th}	0,02 cent/kWh _{th}		¹
600 MW _{th}	1 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		¹
500 MW _{th}	1 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		¹
400 MW _{th}	1 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		¹
160 MW _{th}	2 - 5 €/kW _{th}	0,01 cent/kWh _{th}		¹
>300 MW _{th}	12 €/kW _{th}	0,06 cent/kWh _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	¹
100 -300 MW _{th}	13 €/kW _{th}	0,06 cent/kWh _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	¹
50 - 100 MW _{th}	14 €/kW _{th}	0,06 cent/kWh _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	¹

¹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

² Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulou, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

Bijlage 2

Naam:

Selectieve katalytische reductie (SCR)

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Net zoals bij de SNCR wordt ook hier ammoniak ingezet om de stikstofoxides te verwijderen, maar de reacties verlopen met behulp van een katalysator (vanadium, wolfram of molybdeen op een substraat van titaanoxide). Dit laat reductie toe op een veel lagere temperatuur: 200 à 400°C i.p.v. 900 – 1050°C. De werkingstemperatuur wordt niet bepaald door de katalysator, maar wel door het SO_x-gehalte in de rookgassen.

Er zijn drie uitvoeringsvormen afhankelijk van de plaatsing in de rookgasreinigings-installatie: high dust (voor ontstoffing), low dust (na ontstoffing, voor ontzwaveling) of tail dust (na ontstof- en ontzwaveling). Hoe verder in het rookgaskanaal, hoe lager de temperatuur is bij de welke de reacties doorgaan.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Beproefde techniek en veelvuldig toegepast

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	-80 à -95% ³ -70 à -90% ⁴
PM	
POP	werkt gedeeltelijk als dioxine-vernietiger bij inbouw van de gepaste oxidatieve elementen
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-0,5 à -2% ⁴

³ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

⁴ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulos, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

Bijlage 2

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
			0,3 – 1,0 cent/kWh	⁴
500 MW _e	100 €/kW _e	0,25 cent/kWh _e		³
300 MW _e	130 €/kW _e	0,26 cent/kWh _e		³
100 MW _e	150 €/kW _e	0,3 cent/kWh _e		³
1500 MW _{th}	32 €/kW _{th}	0,2 cent/kWh _{th}		³
600 MW _{th}	40 €/kW _{th}	0,03 cent/kWh _{th}		³
500 MW _{th}	48 €/kW _{th}	0,1 cent/kWh _{th}		³
400 MW _{th}	48 €/kW _{th}	0,1 cent/kWh _{th}		³
160 MW _{th}	62 €/kW _{th}	0,08 cent/kWh _{th}		³
120 MW _{th}	68 €/kW _{th}	0,2 cent/kWh _{th}		³
>300 MW _{th}	43 €/kW _{th}	0,06 cent/kWh _{th}	0,13 cent/kWh _{th}	³
100 -300 MW _{th}	53 €/kW _{th}	0,07 cent/kWh _{th}	0,15 cent/kWh _{th}	³
50 - 100 MW _{th}	68 €/kW _{th}	0,07 cent/kWh _{th}	0,18 cent/kWh _{th}	³
	60- 90 €/kW _e		0,15-0,18 cent/kWh _{th}	³
120 MW _e	180 €/kW _e			³
	50-200 €/kW _e		0,12-0,4 cent/kW _{th}	³

Voor gasmotoren zijn volgende cijfers beschikbaar:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
4000 kW _e	370000 €	48-66 k€/jaar		³
600 kW _e	31000 €	15000 €/jaar		³
460 kW _e	11465 €	3013 €/jaar		³
450 kW _e	26000 €			³

Voor dieselmotoren:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
16 MW _{th}	750 k€			³
3 MW _e	230 k€	37000 €/jaar		³

Voor gasturbines:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
450 MW _e	81000 k€	10130 k€/jaar		³
225 MW _e	40500 k€	5500-6300 k€/jaar		³
150 MW _e			0,11-0,13 cent/kWh _e	⁵
120 MW _e	21600 k€	2270 k€/jaar		³
30 MW _e	5400 k€	380 k€/jaar		³
25 MW _e	4500 k€	560 k€/jaar		³
25 MW _e			0,2-0,4 cent/kWh _e	
13 MW _e	2340 k€	171 k€/jaar		³
6 MW _e	1080 k€	125 k€/jaar		³
5 MW _e			0,44-1,0 cent/kWh _e	

⁵ Farmer R., In-service demo test of 1500 kW catalytic combustion gas turbine, Gas Turbine World, Sept-Oct 1999, pp. 20-23

Naam:

Niet Selectieve Katalytische Reductie (NSCR) of

drieweg katalysator met $\lambda = 1$ controle

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Niet Selectieve Katalytische Reductie (Non Selective Catalytic Reduction “NSCR”) maakt gebruik een honingraat-katalysator op basis van Pt, Pd en Rh voor de omzetting van NO_x tot N₂ en O₂. De zuurstof die vrijkomt wordt verder gebruikt voor de oxidatie van CO en CxHy. Voor de verwijdering van NO_x wordt dus geen reducerend reagens toegevoegd, zoals ammonia of ureum.

Deze techniek staat ook bekend als “driewegkatalysator” en reduceert dus tegelijkertijd de emissies van NO_x, CO en VOC/CxHy. Om maximaal resultaat te behalen moet de lucht/brandstof verhouding dichtbij het stoichiometrisch niveau liggen. Een sonde in de uitlaatgassen regelt λ tussen 0,985 en 1,015.

Aangezien hoge temperaturen nodig zijn voor een hoge verwijderingsefficiëntie, wordt de katalysator(en) zo dicht mogelijk bij de gasmotor geplaatst. Toch mag de temperatuur de 600 °C niet overschrijden om schade aan de katalysator te voorkomen.

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Experimenteel

Beschikbaarheid:

Toepasbaar op gasmotoren met lage capaciteit (tot 300 kWe)

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	? %
CO ₂	
NO _x	50 %
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	? %
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.

Bijlage 2

Naam:

Aktief kool proces

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

De rookgassen passeren eerst de ontstoppingseenheid, worden afgekoeld tot 90-150°C en gaan dan het actief kool bed binnen. Het SO₂ reageert met zuurstof en waterdamp ter vorming van zwavelzuur. Het actief kool-bed absorbeert dan dat laatste. In een tweede gedeelte van het bed voegt men ammoniak toe, wat katalytisch reageert met NO_x ter vorming van stikstof en water. Het actief kool wordt thermisch geregenereerd.

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Oorspronkelijk ontwikkeld voor de verwijdering van dioxines en zware metalen. Geschikt voor installaties na kleine ketels.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	-60 à -80% ³⁹ -70 à -90% ⁴⁰
PM	
POP	worden ook verwijderd
SO ₂	-90 à -95% ³⁹ > 95% ⁴⁰
VOS	worden ook verwijderd
Zware metalen	worden ook verwijderd
Vermogen	-1,2 à -1,8 % ⁴⁰

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
>300 MW _{th}	120 €/kW _{th}	0,05 cent/kWh _{th}	0,24 cent/kWh _{th}	³⁹
212 MW _e	300 €/kW _e		1,2 – 1,5 cent/kWh _e	³⁹
			1,1 – 1,5 cent/kWh	⁴⁰

³⁹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

⁴⁰ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulos, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

Bijlage 2

Naam:

Alkali injectie

☐

Primair

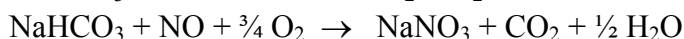
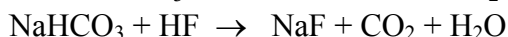
☒

Secundair

Beschrijving:

Het NaHCO_3 wordt gemalen en droog gedoseerd in de rookgassen. NaHCO_3 ontbindt onder invloed van de temperatuur in Na_2CO_3 , dat een hoog specifiek oppervlakte heeft en een hoge porositeit. Het Na_2CO_3 reageert dan met SO_2 en SO_3 ter vorming van Na_2SO_4 .

Daarnaast reageert het natriumbicarbonaat nog met de andere pollutanten aanwezig in de rookgasstroom : $\text{NaHCO}_3 + \text{HCl} \rightarrow \text{NaCl} + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$



De deeltjes die ontstaan worden dan uit de rookgasstroom gefilterd.

Ervaring:

☐

Matuur

☐

Enige ervaring

☒

Experimenteel

Beschikbaarheid:

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	45 %
PM	
POP	
SO ₂	90 %
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
30 MWth (afvalverbranding)	15 euro/kWth	0,001 euro/kWth		⁴¹

⁴¹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Bijlage 2

Naam:

DeSONO_x- en WSA-SNO_x-proces

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Deze twee processen komen neer op een combinatie van de Selectieve Katalytische Reductie (SCR), ter verwijdering van NO_x, en een ontzwaveling. Ze werden ontwikkeld door een ander bedrijf, maar omdat ze steunen op het zelfde principe zijn ze hier tezamen geplaatst.

De omzetting van NO_x is relatief hoog in vergelijking met een normale SCR, omdat er relatief hoge NH₃/NO_x-verhouding mogelijk is. De ontzwavelingstrap vangt immers de overtollige ammoniak op. De helft daarvan wordt echter omgezet tot NO_x, wat het rendement enigszins negatief beïnvloed.

De processen zijn gevoelig aan de aanwezigheid van stof; deze moet dan ook een waarde hebben van onder de 1 mg/Nm³.

Ervaring:

☐

Matuur

☐

Enige ervaring

☒

Introductie

Toepasbaarheid:

Al uitgebreid toegepast in andere industrietakken, maar aanwending voor stookinstallaties eerder beperkt. Deze situeren dan in Duitsland en Denemarken.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	-95% ⁴² > -95% ⁴³
PM	
POP	
SO ₂	-95% ⁴² -70 à -90% ⁴³
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	-1 à -2% ⁴³

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
>300 MW _{th}	85 €/kW _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	0,24 cent/kWh _{th}	⁴²
98 MW _{th}	144 €/kW _e	0,22 cent/kWh _{th}	0,6 cent/kWh _e	⁴²
			1,1 – 1,6 cent/kWh	⁴³

⁴² Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

⁴³ Zundel et al., Analysis of advanced emission reduction technologies installed in fossil fired power plants, Air Pollution III; Vol.2: Air Pollution Engineering and Management; Ed. Power, Moussiopoulos, Brebbia; Southampton; 1995, pp.13-20

Bijlage 2

Naam:

ScoNO_x en ScoSO_x

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Dit proces reduceert NO_x, CO en VOS via een platina/aluminium katalysator. Deze oxideert CO tot CO₂, NO tot NO₂. Het CO₂ wordt verwijderd via de schoorsteen, het NO₂ wordt door de katalysator vastgehouden. Als de katalysator verzadigd is geraakt aan NO₂, wordt een regeneratie cyclus opgestart. Dit gebeurt door het oppervlak van de katalysator te reduceren met waterstof. Het NO₂ komt dan vrij en reduceert tot stikstofgas. Voor de regeneratie wordt een deel van de katalysator a.d.h.v. luiken afgesloten van de rookgasstroom; tijdens operatie is ongeveer 80% van de katalysator in bedrijf, terwijl de rest geregenereerd wordt.

De installateur kan ervoor kiezen om voor de ScoNO_x-katalysator een ScoSO_x-katalysator te plaatsen. Deze heeft een sterk vergelijkbare werking, maar heeft daarentegen een affiniteit voor SO_x i.p.v. NO_x.

De katalysator werkt bij temperaturen gaande van 150 tot 370°C, waardoor het een mogelijke optie wordt bij een retrofit van een installatie.⁴⁴

Ervaring:

☐

Matuur

☐

Enige ervaring

☒

Introductie

Toepasbaarheid:

Enkel voor gasturbines, wordt in de Amerikaanse vakliteratuur omschreven als de meest milieuvriendelijke technologie.⁴⁴

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	-95% ⁴⁵
CO ₂	
NO _x	-93 à -97% ⁴⁵
PM	
POP	
SO ₂	niet gespecificeerd ⁴⁵
VOS	-80% voor niet-methaan VOS ⁴⁵ -97% voor formaldehyde ⁴⁵ -94% voor acetaldehyde ⁴⁵
Zware metalen	
Vermogen	niet gespecificeerd ⁴⁵

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
150 MW _e			0,27 cent/kWh _e	⁴⁶
25 MW _e			0,43 cent/kWh _e	⁴⁶
5 MW _e			0,79 cent/kWh _e	⁴⁶

⁴⁴ -, 1ppm Sconox now used on large gas turbines, Modern Power Systems, March 2000, pp.13-20

⁴⁵ Farmer R., Catalytic absorption reducing NO_x to less than 2 ppm without ammonia, Gas Turbine World, July-Aug 1999, pp 22-25

⁴⁶ Farmer R., In-service demo test of 1500 kW catalytic combustion gas turbine, Gas Turbine World, Sept-Oct 1999, pp. 20-23

Bijlage 2

Naam:

Cycloon

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Cyclonen zijn heel simpel van opbouw; ze bevatten bij voorbeeld geen bewegende delen. Ze verwijderen het stof op basis van gravimetrische krachten en inertie. Eenvoudig uitgedrukt, zou men kunnen zeggen dat ze een soort droogzwierder zijn voor stof. De afgassen worden bovenaan in de cycloon geleid en worden verplicht een aantal omwentelingen te maken, waardoor het stof tegen de wand terecht komt. Onderaan is er vernauwing, met snellere omwentelingen en meer doorgedreven verwijdering van stof tot gevolg. De afgassen verlaten uiteindelijk bovenaan de cycloon.

De verwijderingsefficiëntie wordt opgevoerd door meer cyclonen na elkaar te schakelen.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Cyclonen worden in diverse takken van de industrie toegepast; bij de elektriciteitssector is dit eerder beperkt omdat ze de emissiegrenswaarden niet halen.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	
PM	➤ Standaard efficiëntie: -85% (-80% voor 9µm, -50% voor 4µm, -75% voor 2µm)⁴⁷ ➤ Ultra hoge efficiëntie: -96% (-99% voor 9µm, -95% voor 4µm, -60% voor 2µm)⁴⁷ ➤ Niet in serie: -80% voor 10µm, -60% voor 2,5µm, -40% voor 0,1µm⁴⁸ ➤ In serie: -90% voor 10µm, -70% voor 2,5µm, -50% voor 0,1µm⁴⁸
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	900 €/kNm ³ /uur	0,06 €/kNm ³ /uur		⁴⁹

⁴⁷ Hesketh et al., Emission Control from Industrial Boilers, Ed. Technomic Publishing Company Inc., Pennsylvania, USA, 1995, p 91

⁴⁸ IIASA, An Initial Framework to Assess the Control of Fine Particulate Matter in Europe, Interim Report to the 25th Meeting of the UN/ECE Task Force on Integrated Assessment Modelling, 2000, p.12

⁴⁹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

Naam:

Elektrostatische precipitator of elektrofilter

☐
☒

Primair
Secundair

Beschrijving:

De elektrostatische precipitator gebruikt een elektrostatisch veld om deeltjes uit een gasstroom te verwijderen. Het proces bestaat uit drie delen: het opladen van de deeltjes, wanneer ze doorheen een geïoniseerd elektronegatief veld vliegen, het capteren van de deeltjes door ze a.d.h.v. het elektromagnetisch veld naar een verzamelelektrode te lokken en het afscheiden van de deeltjes, door het afkloppen van de verzamelelektrode. In sommige toepassingen worden de deeltjes ernstig afgeklopt, maar afgespoeld.

Toevoeging van stoom, natriumchloride, zwaveltrioxide of ammoniak kan de efficiëntie van de toestellen verhogen, omdat die componenten het vochtabsorberend vermogen van het oppervlak van de deeltjes en de elektrische weerstand beïnvloed.

Het stof, dat de elektrofilter tegenhoudt, is in staat ook een aantal polluenten te absorberen, waaronder zware metalen. Om die efficiëntie op te drijven kan men eventueel stroomopwaarts van de elektrofilter een sorbent toevoegen. Meestal wendt men hiervoor actief kool aan.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Wordt uitgebreid toegepast in diverse takken van de industrie

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	
PM	➤ -85% (-99,99% voor 9µm, >-99,9% voor 4µm, -99,9% voor 2µm)⁵⁰ ➤ droog: -99,5% voor 10 - 0,1µm, nat: -99,9% voor 10µm - 0,1µm⁵¹
POP	in de elektrostatische precipitatie kunnen eventueel dioxines gevormd worden, “de novo”-synthese, zoals dit heet.
SO ₂	eventueel +een tiental mg/Nm ³ .uur SO ₃ indien toegevoegd ⁵²
VOS	
Zware metalen	kwik: -50 à -80% mits injectie van een sorbent ⁵³
Vermogen	-0,1% (schatting uit 0,2-0,6 kW/1000 ft ³ .min) ⁵⁴

⁵⁰ Hesketh et al., Emission Control from Industrial Boilers, Ed. Technomic Publishing Company Inc., Pennsylvania, USA, 1995, p 91

⁵¹ IIASA, An Initial Framework to Assess the Control of Fine Particulate Matter in Europe, Interim Report to the 25th Meeting of the UN/ECE Task Force on Integrated Assessment Modelling, 2000, p.12

⁵² Schrader, Improvement of the efficiency of Electrostatic Precipitation by Injecting SO₃ into the Flue Gas, Combustion, Okt. 1970, pp. 22-28

⁵³ Carey et al., Assessing Sorbent Injection Mercury Control Effectiveness in Flue Gas Streams, Envir. Progress, Vol. 19, Nr. 3, 2000, pp. 167-174

⁵⁴ Perry and Green, Perry's Chemical Engineers' Handbook, 6th Ed., Eds. McGraw-Hill Book, Company, New York, 1984, p. 20-119

Bijlage 2

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	16 €/kW _e	0,05 cent/kWh _e		⁵⁵
>300 MW _{th}	25 €/kW _{th}	0,03 cent/kWh _{th}	0,07 cent/kWh _{th}	⁵⁵
100 -300 MW _{th}	30 €/kW _{th}	0,03 cent/kWh _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	⁵⁵
50 - 100 MW _{th}	40 €/kW _{th}	0,03 cent/kWh _{th}	0,1 cent/kWh _{th}	⁵⁵
	35-45 €/kW _e		0,09-0,12 cent/kWh _{th}	⁵⁵

⁵⁵ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Bijlage 2

Naam:

Mouwenfilter

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

De stofdeeltjes worden tegengehouden door het filterdoek en er bouwt zich een filterkoek op. Deze laatste maakt deel uit van het filtrerend medium waardoor de mouwenfilter meer en meer kleinere deeltjes vangt. Indien de drukval te hoog begint op te lopen, moet de filterkoek verwijderd worden. Dit kan a.d.h.v. perslucht, mechanisch of door terugstroom van rookgassen.

Deze techniek laat toe ook zure componenten te verwijderen of dioxines te absorberen. Voor dat eerste is toevoeging van bijvoorbeeld kalk nodig; voor dat tweede toevoeging van actief kool.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Veel gebruikt, maar weinig ingezet in de elektriciteitssector

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	
PM	➤ >-85% (-99,99% voor 9µm, >-99,9% voor 4µm, -99,9% voor 2µm)⁵⁶ ➤ Hoge efficiëntie filters: -99,9% voor 10µm; -99 à -99,9% voor 5µm; -75 à +99% voor 1µm; -45 à -85% voor 0,3µm⁵⁷ ➤ -98% voor 10µm, -97% voor 2,5µm, -94% voor 0,1µm⁵⁸
POP	verwijdering mogelijk indien actief kool toegevoegd
SO ₂	verwijdering mogelijk indien kalk toegevoegd
VOS	
Zware metalen	verwijdering mogelijk indien actief kool toegevoegd
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
	10 €/kW _e	0,18 cent/kWh _e		⁵⁹
>300 MW _{th}	20 €/kW _{th}	0,05 cent/kWh _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	⁵⁹
100 - 300 MW _{th}	22 €/kW _{th}	0,05 cent/kWh _{th}	0,08 cent/kWh _{th}	⁵⁹
50 - 100 MW _{th}	25 €/kW _{th}	0,05 cent/kWh _{th}	0,09 cent/kWh _{th}	⁵⁹
	1-5 €/Nm ³ /uur			⁵⁹

⁵⁶ Hesketh et al., Emission Control from Industrial Boilers, Ed. Technomic Publishing Company Inc., Pennsylvania, USA, 1995, p 91

⁵⁷ Perry and Green, Perry's Chemical Engineers' Handbook, 6th Ed., Eds. McGraw-Hill Book, Company, New York, 1984, p. 20-110

⁵⁸ IIASA, An Initial Framework to Assess the Control of Fine Particulate Matter in Europe, Interim Report to the 25th Meeting of the UN/ECE Task Force on Integrated Assessment Modelling, 2000, p.12

⁵⁹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: "Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren", 2000

Bijlage 2

Naam:

Venturi Scrubber

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

Om de efficiëntie van de vorige technieken te verhogen wordt er eventueel een Venturi scrubber voorgeschakeld. De gasstroom wordt dan in een vernauwing gestuurd. Het gas zal er versnellen. In die vernauwing – ook keel genoemd – wordt water verstoven in kleine druppeltjes. Deze hechten zich aan de stofdeeltjes, zodat ze groter en zwaarder worden. Hierdoor kunnen de kleinere deeltjes, die anders door de cycloon of elektrofilter zouden vliegen, toch nog gecapteerd worden.

Deze techniek laat combinatie met SO₂-verwijderingstechnieken toe.

Ervaring:

☒

Matuur

☐

Enige ervaring

☐

Introductie

Toepasbaarheid:

Veel gebruikt in uiteenlopende sectoren.

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	
CO ₂	
NO _x	
PM	Afhankelijk van de drukval over de venturi bij 1,5 kPa: -95% (-99,8% voor 9µm, >-91% voor 4µm, -40% voor 2µm) bij 5,5 kPa: -99% (-99,9% voor 9µm, >-99,8% voor 4µm, -99% voor 2µm) ⁶⁰
POP	
SO ₂	verwijdering mogelijk indien kalk toegevoegd ⁶¹
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
10 000 Nm ³ /h	5 k€/(kNm ³ /h)			⁶¹

Bij andere capaciteiten: vermenigvuldigen met opschaafactor tot de macht 0,3

⁶⁰ Hesketh et al., Emission Control from Industrial Boilers, Ed. Technomic Publishing Company Inc., Pennsylvania, USA, 1995, p 91

⁶¹ Belconsulting, Voorbereiding BBT-studie: “Verbrandingsinstallaties en stationaire motoren”, 2000

Naam:

Oxidatiekatalysator

☐

Primair

☒

Secundair

Beschrijving:

In feite is deze techniek een katalytische naverbranding. Door toepassing van een katalysator wordt de verbranding bij lagere temperaturen (300 – 500 °C) gerealiseerd. De productie van NO_x is verwaarloosbaar.

Voor de uitlaatgassen van een gasmotor is de concentratie aan onverbranden zo hoog dat de verbranding “autotherm” gebeurt, d.i. zonder de bijstook van bvb. aardgas.

De katalysator bestaat uit edelmetalen, metaaloxiden of combinaties hiervan al dan niet gecoat op een (keramisch) dragermateriaal. Katalysatoren kennen twee verschijningsvormen : los gestorte pellets en gestructureerde honingraat of kanaalvorige blokken. Afhankelijk van de dimensionering hebben de laatste een lagere luchtweerstand en een lagere gevoeligheid voor stof.

Ervaring:

☐

Matuur

☒

Enige ervaring

☐

Experimenteel

Toepasbaarheid:

Toepasbaar op uitlaatgassen van gasmotoren

Effect op: (positief: extra emissie/verbruik – negatief: verminderde emissie/verbruik)

CO	? %
CO ₂	
NO _x	Verwaarloosbare NO _x vorming
PM	
POP	
SO ₂	
VOS	
Zware metalen	
Vermogen	

Kost:

Capaciteit	Investering	Operationeel	Totaal	Ref.
1000 kWe	7 500 €			⁶²

⁶² French-German Institute for Environmental Research, task force on the assessment of abatement options/techniques for NO_x, BAT background document, UN/ECE, mei 1999

BIJLAGE 3: KOSTPRIJSBEREKENINGEN VOOR DE NO_x EN SO₂ MAATREGELEN

Gegevenstabellen met emissieconcentraties voor NO_x en SO₂, investerings-, operationele en totale kosten van de verschillende milieumaatregelen(retrofitkosten voor bestaande installaties), de kosteneffectiviteit en de specifieke kost in euro per KWh_e geleverd.

Bij de gehanteerde kostprijzen moet weliswaar opgemerkt worden dat het hier om ingeschatte gemiddelde kostprijzen gaat voor de retrofitting van bestaande installaties. Bij bestaande installaties moet immers rekening gehouden worden met de bestaande constructie (bv. diameter van rookgaskanaal, grootte van de vuurhaard, enz.), wat de kostprijzen van de reductiemaatregelen van geval tot geval sterk kan doen variëren.

Berekeningen in onderstaande tabellen zijn als volgt uitgevoerd:

Kolom 1 = maatregel die toegepast kan worden op de installatie

Kolom 2 = verwijderingsefficiëntie van de maatregel in %

Kolom 3 = concentratie van de pollutant in mg/Nm³ bij 3% O₂ voor vloeibare en gasvormige brandstoffen en 6% O₂ bij vaste brandstoffen

$$E = E_0 - (E_0 \times \text{Kolom 2})$$

met E₀ = emissieconcentratie zonder maatregel toegepast

E = emissieconcentratie met toepassing van maatregel

Kolom 4 = investeringskost in euro (bron Fgier 1999 of belconsulting 2001)

Kolom 5 = operationele kost in euro/jaar (bron Fgier 1999 of belconsulting 2001)

Kolom 6 = Totale jaarlijkse kost

$$\text{totale jaarlijksekost} = C_0 \left(\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right) + OK$$

met C₀ : investeringskost

OK: de operationele kost

r : rentevoet (= 8%)

n : afschrijvingstermijn (= 10 jaar)

Kolom 7 = rookgasdebiet, droge rook in Nm³/jaar

$$q = \frac{P}{278 \times H_0} \times t \times q_r$$

met P = vermogen in W

H₀ = stookwaarde in Mj/kg of MJ/m³ aardgas

t = bedrijfsuren per jaar
 q_r = rookgasdebiet in Nm^3/kg brandstof of Nm^3/m^3 aardgas
 $1 \text{ MJ/h} = 278 \text{ W}$

Kolom 8 = totale hoeveelheid pollutant geëmitteerd per jaar in ton/jaar

$$\text{kolom } 8 = \frac{\text{kolom } 3 \times \text{kolom } 7}{1000000000}$$

Kolom 9 = kosten effectiviteit in euro per ton pollutant verwijderd

$$\text{kolom } 9 = \frac{\text{kolom } 6}{\text{kolom } 8(\text{geen maatregel}) - \text{kolom } 8}$$

Kolom 10 = geproduceerde elektriciteit (kWh_e) per jaar

$$\text{kolom } 10 = \frac{P}{278} \times t \times \eta_e \times 3,6 \text{ MJ} / \text{kWh}_e$$

met P = vermogen in W
 t = bedrijfsuren per jaar
 η_e = elektrisch rendement, 40%

Kolom 11 = kost in euro per kWh_e

$$\text{kolom } 11 = \frac{\text{kolom } 6}{\text{kolom } 10}$$

Kolom 12 = kostprijs tov elektriciteitsproductiekost

$$\text{kolom } 12 = \frac{100}{0,03 \div \text{kolom } 11}$$

met 0,03 euro/ kWh_e als elektriciteitsproductiekost in een elektriciteitscentrale

Gegevenstabellen met NO_x emissieconcentraties, investerings-, operationele en totale kosten van de verschillende milieumaatregelen, de kosteneffectiviteit en de specifieke kost in euro per KW_he geleverd

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MW _{th} , representatief voor installaties > 600MW _{th} met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NO _x emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	Operationele kost (euro/jaar)	totale kost euro/jaar	rookgasdebiet bij 2000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale ton NO _x geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NO _x verwijderd bij 2000u/jaar	kW _h e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kW _h e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		1.300				1.640.443.165	2.133		479.616.307		
lage NO _x brander	40	780	7.000.000	107.500	1.150.706	1.640.443.165	1.280	1349	479.616.307	0,0024	8
lage NO _x brander + overfire air	46	702	8.500.000	126.250	1.393.001	1.640.443.165	1.152	1420	479.616.307	0,0029	10
reburning	50	650	7.500.000	93.750	1.211.471	1.640.443.165	1.066	1136	479.616.307	0,0025	8
SNCR	55	585	720.000	26.250	133.551	1.640.443.165	960	114	479.616.307	0,0003	1
lage NO _x brander + overfire air + SNCR	76	312	9.200.000	152.500	1.523.571	1.640.443.165	512	940	479.616.307	0,0032	11
SCR	85	195	25.000.000	375.000	4.100.737	1.640.443.165	320	2262	479.616.307	0,0086	29
lage NO _x brander + SCR	91	117	32.000.000	482.500	5.251.444	1.640.443.165	192	2706	479.616.307	0,0109	36
lage NO _x brander + overfire air + SCR	92	104	33.500.000	501.250	5.493.738	1.640.443.165	171	2800	479.616.307	0,0115	38

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost euro/jaar	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kW _h _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kW _h _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1.100				1.093.628.777	1.203		319.744.205		
lage NOx brander	40	660	5.300.000	137.500	927.356	1.093.628.777	722	1927	319.744.205	0,0029	10
lage NOx brander + overfire air	46	594	6.400.000	151.250	1.105.039	1.093.628.777	650	1997	319.744.205	0,0035	12
reburning	50	550	5.600.000	70.000	904.565	1.093.628.777	601	1504	319.744.205	0,0028	9
SNCR	55	495	480.000	60.000	131.534	1.093.628.777	541	199	319.744.205	0,0004	1
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	264	6.900.000	211.250	1.239.553	1.093.628.777	289	1356	319.744.205	0,0039	13
SCR	85	165	19.000.000	475.000	3.306.560	1.093.628.777	180	3234	319.744.205	0,0103	34
lage NOx brander + SCR	91	99	24.300.000	612.500	4.233.917	1.093.628.777	108	3868	319.744.205	0,0132	44
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	88	25.400.000	626.250	4.411.599	1.093.628.777	96	3986	319.744.205	0,0138	46

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost euro/jaar	rookgasdebit bij 2000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1.100				437.451.511	481		127.897.682		
lage NOx brander	40	660	2.800.000	170.000	587.283	437.451.511	289	3051	127.897.682	0,0046	15
lage NOx brander + overfire air	46	594	3.400.000	200.000	706.700	437.451.511	260	3193	127.897.682	0,0055	18
reburning	50	550	3.500.000	40.000	561.603	437.451.511	241	2334	127.897.682	0,0044	15
SNCR	55	495	380.000	60.000	116.631	437.451.511	217	441	127.897.682	0,0009	3
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	264	3.780.000	260.000	823.331	437.451.511	115	2251	127.897.682	0,0064	21
SCR	85	165	10.000.000	840.000	2.330.295	437.451.511	72	5697	127.897.682	0,0182	61
lage NOx brander + SCR	91	99	12.800.000	1.010.000	2.917.577	437.451.511	43	6663	127.897.682	0,0228	76
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	88	13.400.000	1.000.000	2.996.995	437.451.511	38	6770	127.897.682	0,0234	78

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet bij 2000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		800				218.725.755	175		63.948.841		
lage NOx brander	40	480	1.800.000	200.000	468.253	218.725.755	105	6690	63.948.841	0,0073	24
lage NOx brander + overfire air	46	432	1.700.000	240.000	493.350	218.725.755	94	6129	63.948.841	0,0077	26
reburning	50	400	1.500.000	20.000	243.544	218.725.755	87	2784	63.948.841	0,0038	13
SNCR	55	360	280.000	60.000	101.728	218.725.755	79	1057	63.948.841	0,0016	5
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	192	1.980.000	300.000	595.078	218.725.755	42	4475	63.948.841	0,0093	31
SCR	85	120	7.000.000	1.200.000	2.243.206	218.725.755	26	15082	63.948.841	0,0351	117
lage NOx brander + SCR	91	72	8.000.000	1.200.000	2.392.236	218.725.755	16	15024	63.948.841	0,0374	125
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	64	9.400.000	1.400.000	2.800.877	218.725.755	14	17399	63.948.841	0,0438	146

Bijlage 3

boiler op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet bij 2000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kW _h _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kW _h _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitspr oductiekost
geen		800				82.092.086	66		23.980.815		
lage NOx brander	40	480	860.000	59.000	187.165	82.092.086	39	7125	23.980.815	0,0078	26
lage NOx brander + overfire air	46	432	1.040.000	250.000	404.991	82.092.086	35	13406	23.980.815	0,0169	56
reburning	50	400	1.000.000	10.000	159.029	82.092.086	33	4843	23.980.815	0,0066	22
SNCR	55	360	180.000	60.000	86.825	82.092.086	30	2404	23.980.815	0,0036	12
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	192	1.220.000	310.000	491.816	82.092.086	16	9854	23.980.815	0,0205	68
SCR	85	120	5.000.000	1.570.000	2.315.147	82.092.086	10	41473	23.980.815	0,0965	322
lage NOx brander + SCR	91	72	5.850.000	1.630.000	2.501.823	82.092.086	6	41862	23.980.815	0,1043	348
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	64	6.040.000	1.820.000	2.720.138	82.092.086	5	45021	23.980.815	0,1134	378

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit > 600MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebiet bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		700				1.295.071.942	907		479.616.307		
rookgasrecirculatie	30	490	1.400.000	21.250	229.891	1.295.071.942	635	845	479.616.307	0,0005	2
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	2.900.000	40.000	472.186	1.295.071.942	571	1408	479.616.307	0,0010	3
lage Nox brander	40	420	7.000.000	92.500	1.135.706	1.295.071.942	544	3132	479.616.307	0,0024	8
lage Nox brander + overfire air	46	378	8.500.000	111.250	1.378.001	1.295.071.942	490	3304	479.616.307	0,0029	10
SNCR	55	315	720.000	97.500	204.801	1.295.071.942	408	411	479.616.307	0,0004	1
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	8.400.000	113.750	1.365.598	1.295.071.942	381	2597	479.616.307	0,0028	9
reburning + lage Nox brander	70	210	14.500.000	186.250	2.347.178	1.295.071.942	272	3699	479.616.307	0,0049	16
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	9.220.000	208.750	1.582.802	1.295.071.942	218	2297	479.616.307	0,0033	11
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	9.120.000	211.250	1.570.399	1.295.071.942	172	2139	479.616.307	0,0033	11
SCR	85	105	25.000.000	325.000	4.050.737	1.295.071.942	136	5257	479.616.307	0,0084	28

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit > 300 - < 600MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		700				863.381.295	604		319.744.205		
rookgasrecirculatie	30	490	1.000.000	85.000	234.029	863.381.295	423	1291	319.744.205	0,0007	2
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	2.100.000	98.750	411.712	863.381.295	381	1841	319.744.205	0,0013	4
lage Nox brander	40	420	5.300.000	137.500	927.356	863.381.295	363	3836	319.744.205	0,0029	10
lage Nox brander + overfire air	46	378	6.400.000	151.250	1.105.039	863.381.295	326	3975	319.744.205	0,0035	12
SNCR	55	315	480.000	65.000	136.534	863.381.295	272	411	319.744.205	0,0004	1
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	6.300.000	222.500	1.161.386	863.381.295	254	3313	319.744.205	0,0036	12
reburning + lage Nox brander	70	210	10.900.000	207.500	1.831.921	863.381.295	181	4330	319.744.205	0,0057	19
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	6.880.000	316.250	1.341.573	863.381.295	145	2921	319.744.205	0,0042	14
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	6.780.000	287.500	1.297.920	863.381.295	115	2651	319.744.205	0,0041	14
SCR	85	105	19.000.000	487.500	3.319.060	863.381.295	91	6461	319.744.205	0,0104	35

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		700				345.352.518	242		127.897.682	0,0000	
rookgasrecirculatie	30	490	550.000	56.000	137.966	345.352.518	169	1902	127.897.682	0,0011	4
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	1.130.000	85.000	253.403	345.352.518	152	2833	127.897.682	0,0020	7
lage No x brander	40	420	2.800.000	170.000	587.283	345.352.518	145	6073	127.897.682	0,0046	15
lage Nox brander + overfire air	46	378	3.380.000	200.000	703.720	345.352.518	131	6328	127.897.682	0,0055	18
SNCR	55	315	380.000	53.000	109.631	345.352.518	109	825	127.897.682	0,0009	3
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	3.350.000	226.000	725.249	345.352.518	102	5172	127.897.682	0,0057	19
reburning + lage Nox brander	70	210	6.300.000	210.000	1.148.886	345.352.518	73	6789	127.897.682	0,0090	30
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	3.750.000	253.000	811.861	345.352.518	58	4419	127.897.682	0,0063	21
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	3.730.000	278.000	833.880	345.352.518	46	4259	127.897.682	0,0065	22
SCR	85	105	10.000.000	840.000	2.330.295	345.352.518	36	11340	127.897.682	0,0182	61

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				172.676.259	86		63.948.841		
rookgasrecirculatie	30	350	275.000	25.000	65.983	172.676.259	60	2547	63.948.841	0,0010	3
overfire air + rookgasrecirculatie	37	315	565.000	45.000	129.202	172.676.259	54	4044	63.948.841	0,0020	7
lage Nox brander	40	300	1.400.000	200.000	408.641	172.676.259	52	11833	63.948.841	0,0064	21
lage Nox brander + overfire air	46	270	1.690.000	240.000	491.860	172.676.259	47	12385	63.948.841	0,0077	26
SNCR	55	225	280.000	60.000	101.728	172.676.259	39	2142	63.948.841	0,0016	5
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	210	1.675.000	110.000	359.624	172.676.259	36	7182	63.948.841	0,0056	19
reburning + lage Nox brander	70	150	2.900.000	220.000	652.186	172.676.259	26	10791	63.948.841	0,0102	34
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	120	1.970.000	160.000	453.588	172.676.259	21	6913	63.948.841	0,0071	24
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	95	1.955.000	300.000	591.353	172.676.259	16	8456	63.948.841	0,0092	31
SCR	85	75	7.000.000	1.200.000	2.243.206	172.676.259	13	30567	63.948.841	0,0351	117

Bijlage 3

boiler op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebiet bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				64.753.597	32		23.980.815		
rookgasrecirculatie	30	350	140.000	15.000	35.864	64.753.597	23	3692	23.980.815	0,0015	5
overfire air + rookgasrecirculatie	37	315	320.000	24.000	71.689	64.753.597	20	5984	23.980.815	0,0030	10
lage Nox brander	40	300	860.000	59.000	187.165	64.753.597	19	14452	23.980.815	0,0078	26
lage Nox brander + overfire air	46	270	1.040.000	68.000	222.991	64.753.597	17	14973	23.980.815	0,0093	31
SNCR	55	225	180.000	35.000	61.825	64.753.597	15	3472	23.980.815	0,0026	9
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	210	1.000.000	74.000	223.029	64.753.597	14	11877	23.980.815	0,0093	31
reburning + lage Nox brander	70	150	1.860.000	70.000	347.195	64.753.597	10	15319	23.980.815	0,0145	48
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	120	1.220.000	100.000	281.816	64.753.597	8	11453	23.980.815	0,0118	39
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	95	1.180.000	110.000	285.855	64.753.597	6	10900	23.980.815	0,0119	40
SCR	85	75	5.000.000	1.570.000	2.315.147	64.753.597	5	84125	23.980.815	0,0965	322

Bijlage 3

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit > 600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		600				1.108.489.209	665				
rookgasrecirculatie	30	420	1.400.000	21.250	229.891	1.108.489.209	466	1152	479.616.307	0,0005	2
lage Nox brander	40	360	7.000.000	92.500	1.135.706	1.108.489.209	399	4269	479.616.307	0,0024	8
SNCR	55	270	720.000	97.500	204.801	1.108.489.209	299	560	479.616.307	0,0004	1
lage Nox brander + SNCR	79	126	7.720.000	190.000	1.340.508	1.108.489.209	140	2551	479.616.307	0,0028	9
SCR	85	90	25.000.000	325.000	4.050.737	1.108.489.209	100	7165	479.616.307	0,0084	28

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit > 300 - < 600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				738.992.806	369				
rookgasrecirculatie	30	350	1.000.000	85.000	234.029	738.992.806	259	2111	319.744.205	0,0007	2
lage Nox brander	40	300	5.300.000	137.500	927.356	738.992.806	222	6274	319.744.205	0,0029	10
SNCR	55	225	480.000	65.000	136.534	738.992.806	166	672	319.744.205	0,0004	1
lage Nox brander + SNCR	79	126	5.780.000	202.500	1.063.890	738.992.806	93	3849	319.744.205	0,0033	11
SCR	85	75	19.000.000	487.500	3.319.060	738.992.806	55	10568	319.744.205	0,0104	35

Bijlage 3

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				295.597.122	148				
rookgasrecirculatie	30	350	550.000	56.000	137.966	295.597.122	103	3112	127.897.682	0,0011	4
lage Nox brander	40	300	2.800.000	170.000	587.283	295.597.122	89	9934	127.897.682	0,0046	15
SNCR	55	225	380.000	53.000	109.631	295.597.122	67	1349	127.897.682	0,0009	3
lage Nox brander + SNCR	79	126	3.180.000	223.000	696.914	295.597.122	37	6304	127.897.682	0,0054	18
SCR	85	75	10.000.000	840.000	2.330.295	295.597.122	22	18549	127.897.682	0,0182	61

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebit bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		300				147.798.561	44				
rookgasrecirculatie	30	210	275.000	25.000	65.983	147.798.561	31	4960	63.948.841	0,0010	3
lage Nox brander	40	180	1.400.000	200.000	408.641	147.798.561	27	23040	63.948.841	0,0064	21
SNCR	55	135	280.000	60.000	101.728	147.798.561	20	4171	63.948.841	0,0016	5
lage Nox brander + SNCR	79	126	1.680.000	260.000	510.370	147.798.561	19	19846	63.948.841	0,0080	27
SCR	85	45	7.000.000	1.200.000	2.243.206	147.798.561	7	59519	63.948.841	0,0351	117

Bijlage 3

boiler op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro) FGIER	totale kost (euro)	rookgasdebiet bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		300				55.424.460	17				
rookgasrecirculatie	30	210	140.000	15.000	35.864	55.424.460	12	7190	23.980.815	0,0015	5
lage Nox brander	40	180	860.000	59.000	187.165	55.424.460	10	28141	23.980.815	0,0078	26
SNCR	55	135	180.000	35.000	61.825	55.424.460	7	6761	23.980.815	0,0026	9
lage Nox brander + SNCR	79	126	1.040.000	94.000	248.991	55.424.460	7	25819	23.980.815	0,0104	35
SCR	85	45	5.000.000	1.570.000	2.315.147	55.424.460	2	163809	23.980.815	0,0965	322

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor een capaciteit > 600 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1.300				4.921.329.496	6.398		1.438.848.921		
lage NOx brander	40	780	7.000.000	322.500	1.365.706	4.921.329.496	3.839	534	1.438.848.921	0,0009	3
lage NOx brander + overfire air	46	702	8.500.000	378.750	1.645.501	4.921.329.496	3.455	559	1.438.848.921	0,0011	4
reburning	50	650	7.500.000	281.250	1.398.971	4.921.329.496	3.199	437	1.438.848.921	0,0010	3
SNCR	55	585	720.000	78.750	186.051	4.921.329.496	2.879	53	1.438.848.921	0,0001	0
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	312	9.200.000	457.500	1.828.571	4.921.329.496	1.535	376	1.438.848.921	0,0013	4
SCR	85	195	25.000.000	1.125.000	4.850.737	4.921.329.496	960	892	1.438.848.921	0,0034	11
lage NOx brander + SCR	91	117	32.000.000	1.447.500	6.216.444	4.921.329.496	576	1068	1.438.848.921	0,0043	14
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	104	33.500.000	1.503.750	6.496.238	4.921.329.496	512	1104	1.438.848.921	0,0045	15

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1.100				3.280.886.331	3.609		959.232.614		
lage NOx brander	40	660	5.300.000	412.500	1.202.356	3.280.886.331	2.165	833	959.232.614	0,0013	4
lage NOx brander + overfire air	46	594	6.400.000	453.750	1.407.539	3.280.886.331	1.949	848	959.232.614	0,0015	5
reburning	50	550	5.600.000	210.000	1.044.565	3.280.886.331	1.804	579	959.232.614	0,0011	4
SNCR	55	495	480.000	180.000	251.534	3.280.886.331	1.624	127	959.232.614	0,0003	1
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	264	6.900.000	633.750	1.662.053	3.280.886.331	866	606	959.232.614	0,0017	6
SCR	85	165	19.000.000	1.425.000	4.256.560	3.280.886.331	541	1388	959.232.614	0,0044	15
lage NOx brander + SCR	91	99	24.300.000	1.837.500	5.458.917	3.280.886.331	325	1662	959.232.614	0,0057	19
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	88	25.400.000	1.878.750	5.664.099	3.280.886.331	289	1706	959.232.614	0,0059	20

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1.100				1.312.354.532	1.444		383.693.046		
lage NOx brander	40	660	2.800.000	510000	927.283	1.312.354.532	866	1606	383.693.046	0,0024	8
lage NOx brander + overfire air	46	594	3.400.000	600000	1.106.700	1.312.354.532	780	1667	383.693.046	0,0029	10
reburning	50	550	3.500.000	120000	641.603	1.312.354.532	722	889	383.693.046	0,0017	6
SNCR	55	495	380.000	180000	236.631	1.312.354.532	650	298	383.693.046	0,0006	2
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	264	3.780.000	780000	1.343.331	1.312.354.532	346	1224	383.693.046	0,0035	12
SCR	85	165	10.000.000	2520000	4.010.295	1.312.354.532	217	3268	383.693.046	0,0105	35
lage NOx brander + SCR	91	99	12.800.000	3030000	4.937.577	1.312.354.532	130	3759	383.693.046	0,0129	43
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	88	13.400.000	3000000	4.996.995	1.312.354.532	115	3763	383.693.046	0,0130	43

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		800				656.177.266	525		191.846.523		
lage NOx brander	40	480	1.800.000	600000	868.253	656.177.266	315	4135	191.846.523	0,0045	15
lage NOx brander + overfire air	46	432	1.700.000	720000	973.350	656.177.266	283	4031	191.846.523	0,0051	17
reburning	50	400	1.500.000	60000	283.544	656.177.266	262	1080	191.846.523	0,0015	5
SNCR	55	360	280.000	180000	221.728	656.177.266	236	768	191.846.523	0,0012	4
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	192	1.980.000	900000	1.195.078	656.177.266	126	2996	191.846.523	0,0062	21
SCR	85	120	7.000.000	3600000	4.643.206	656.177.266	79	10406	191.846.523	0,0242	81
lage NOx brander + SCR	91	72	8.000.000	3600000	4.792.236	656.177.266	47	10032	191.846.523	0,0250	83
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	64	9.400.000	4200000	5.600.877	656.177.266	42	11597	191.846.523	0,0292	97

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		800				246.276.259	197		71.942.446		
lage NOx brander	40	480	860.000	177000	305.165	246.276.259	118	3872	71.942.446	0,0042	14
lage NOx brander + overfire air	46	432	1.040.000	750000	904.991	246.276.259	106	9986	71.942.446	0,0126	42
reburning	50	400	1.000.000	30000	179.029	246.276.259	99	1817	71.942.446	0,0025	8
SNCR	55	360	180.000	180000	206.825	246.276.259	89	1909	71.942.446	0,0029	10
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	192	1.220.000	930000	1.111.816	246.276.259	47	7425	71.942.446	0,0155	52
SCR	85	120	5.000.000	4710000	5.455.147	246.276.259	30	32574	71.942.446	0,0758	253
lage NOx brander + SCR	91	72	5.850.000	4890000	5.761.823	246.276.259	18	32137	71.942.446	0,0801	267
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	64	6.040.000	5460000	6.360.138	246.276.259	16	35089	71.942.446	0,0884	295

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor een capaciteit > 600 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		700				3.885.215.827	2.720		1.438.848.921	0,0000	
rookgasrecirculatie	30	490	1.400.000	63750	272.391	3.885.215.827	1.904	334	1.438.848.921	0,0002	1
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	2.900.000	120000	552.186	3.885.215.827	1.713	549	1.438.848.921	0,0004	1
lage Nox brander	40	420	7.000.000	277500	1.320.706	3.885.215.827	1.632	1214	1.438.848.921	0,0009	3
lage Nox brander + overfire air	46	378	8.500.000	333750	1.600.501	3.885.215.827	1.469	1279	1.438.848.921	0,0011	4
SNCR	55	315	720.000	292500	399.801	3.885.215.827	1.224	267	1.438.848.921	0,0003	1
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	8.400.000	341250	1.593.098	3.885.215.827	1.142	1010	1.438.848.921	0,0011	4
reburning + lage Nox brander	70	210	14.500.000	558750	2.719.678	3.885.215.827	816	1429	1.438.848.921	0,0019	6
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	9.220.000	626250	2.000.302	3.885.215.827	653	968	1.438.848.921	0,0014	5
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	9.120.000	633750	1.992.899	3.885.215.827	517	905	1.438.848.921	0,0014	5
SCR	85	105	25.000.000	975000	4.700.737	3.885.215.827	408	2033	1.438.848.921	0,0033	11

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit > 300 - < 600MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		700				2.590.143.885	1.813		959.232.614	0,0000	
rookgasrecirculatie	30	490	1.000.000	255000	404.029	2.590.143.885	1.269	743	959.232.614	0,0004	1
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	2.100.000	296250	609.212	2.590.143.885	1.142	908	959.232.614	0,0006	2
lage Nox brander	40	420	5.300.000	412500	1.202.356	2.590.143.885	1.088	1658	959.232.614	0,0013	4
lage Nox brander + overfire air	46	378	6.400.000	453750	1.407.539	2.590.143.885	979	1688	959.232.614	0,0015	5
SNCR	55	315	480.000	195000	266.534	2.590.143.885	816	267	959.232.614	0,0003	1
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	6.300.000	667500	1.606.386	2.590.143.885	762	1528	959.232.614	0,0017	6
reburning + lage Nox brander	70	210	10.900.000	622500	2.246.921	2.590.143.885	544	1770	959.232.614	0,0023	8
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	6.880.000	948750	1.974.073	2.590.143.885	435	1433	959.232.614	0,0021	7
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	6.780.000	862500	1.872.920	2.590.143.885	344	1275	959.232.614	0,0020	7
SCR	85	105	19.000.000	1462500	4.294.060	2.590.143.885	272	2786	959.232.614	0,0045	15

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		700				1.036.057.554	725		383.693.046	0,0000	
rookgasrecirculatie	30	490	550.000	168000	249.966	1.036.057.554	508	1149	383.693.046	0,0007	2
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	1.130.000	255000	423.403	1.036.057.554	457	1578	383.693.046	0,0011	4
lage Nox brander	40	420	2.800.000	510000	927.283	1.036.057.554	435	3196	383.693.046	0,0024	8
lage Nox brander + overfire air	46	378	3.380.000	600000	1.103.720	1.036.057.554	392	3308	383.693.046	0,0029	10
SNCR	55	315	380.000	159000	215.631	1.036.057.554	326	541	383.693.046	0,0006	2
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	3.350.000	678000	1.177.249	1.036.057.554	305	2799	383.693.046	0,0031	10
reburning + lage Nox brander	70	210	6.300.000	630000	1.568.886	1.036.057.554	218	3090	383.693.046	0,0041	14
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	3.750.000	759000	1.317.861	1.036.057.554	174	2391	383.693.046	0,0034	11
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	3.730.000	834000	1.389.880	1.036.057.554	138	2366	383.693.046	0,0036	12
SCR	85	105	10.000.000	2520000	4.010.295	1.036.057.554	109	6505	383.693.046	0,0105	35

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				518.028.777	259		191.846.523	0,0000	
rookgasrecirculatie	30	350	275.000	75000	115.983	518.028.777	181	1493	191.846.523	0,0006	2
overfire air + rookgasrecirculatie	37	315	565.000	135000	219.202	518.028.777	163	2287	191.846.523	0,0011	4
lage Nox brander	40	300	1.400.000	600000	808.641	518.028.777	155	7805	191.846.523	0,0042	14
lage Nox brander + overfire air	46	270	1.690.000	720000	971.860	518.028.777	140	8157	191.846.523	0,0051	17
SNCR	55	225	280.000	180000	221.728	518.028.777	117	1556	191.846.523	0,0012	4
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	210	1.675.000	330000	579.624	518.028.777	109	3858	191.846.523	0,0030	10
reburning + lage Nox brander	70	150	2.900.000	660000	1.092.186	518.028.777	78	6024	191.846.523	0,0057	19
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	120	1.970.000	480000	773.588	518.028.777	62	3930	191.846.523	0,0040	13
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	95	1.955.000	900000	1.191.353	518.028.777	49	5678	191.846.523	0,0062	21
SCR	85	75	7.000.000	3600000	4.643.206	518.028.777	39	21090	191.846.523	0,0242	81

Bijlage 3

boiler op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				194.260.791	97		71.942.446	0,0000	
rookgasrecirculatie	30	350	140.000	45000	65.864	194.260.791	68	2260	71.942.446	0,0009	3
overfire air + rookgasrecirculatie	37	315	320.000	72000	119.689	194.260.791	61	3330	71.942.446	0,0017	6
lage Nox brander	40	300	860.000	177000	305.165	194.260.791	58	7855	71.942.446	0,0042	14
lage Nox brander + overfire air	46	270	1.040.000	204000	358.991	194.260.791	52	8035	71.942.446	0,0050	17
SNCR	55	225	180.000	105000	131.825	194.260.791	44	2468	71.942.446	0,0018	6
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	210	1.000.000	222000	371.029	194.260.791	41	6586	71.942.446	0,0052	17
reburning + lage Nox brander	70	150	1.860.000	210000	487.195	194.260.791	29	7166	71.942.446	0,0068	23
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	120	1.220.000	300000	481.816	194.260.791	23	6527	71.942.446	0,0067	22
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	95	1.180.000	330000	505.855	194.260.791	18	6430	71.942.446	0,0070	23
SCR	85	75	5.000.000	4710000	5.455.147	194.260.791	15	66074	71.942.446	0,0758	253

Bijlage 3

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit > 600 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		600				3.325.467.626	1.995				
rookgasrecirculatie	30	420	1.400.000	63750	272.391	3.325.467.626	1.397	455	1.438.848.921	0,0002	1
lage Nox brander	40	360	7.000.000	277500	1.320.706	3.325.467.626	1.197	1655	1.438.848.921	0,0009	3
SNCR	55	270	720.000	292500	399.801	3.325.467.626	898	364	1.438.848.921	0,0003	1
lage Nox brander + SNCR	79	63	7.720.000	570000	1.720.508	3.325.467.626	210	963	1.438.848.921	0,0012	4
SCR	85	90	25.000.000	975000	4.700.737	3.325.467.626	299	2772	1.438.848.921	0,0033	11

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit > 300 - < 600 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				2.216.978.417	1.108				
rookgasrecirculatie	30	350	1.000.000	255000	404.029	2.216.978.417	776	1215	959.232.614	0,0004	1
lage Nox brander	40	300	5.300.000	412500	1.202.356	2.216.978.417	665	2712	959.232.614	0,0013	4
SNCR	55	225	480.000	195000	266.534	2.216.978.417	499	437	959.232.614	0,0003	1
lage Nox brander + SNCR	79	63	5.780.000	607500	1.468.890	2.216.978.417	140	1516	959.232.614	0,0015	5
SCR	85	75	19.000.000	1462500	4.294.060	2.216.978.417	166	4557	959.232.614	0,0045	15

Bijlage 3

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		500				886.791.367	443				
rookgasrecirculatie	30	350	550.000	168000	249.966	886.791.367	310	1879	383.693.046	0,0007	2
lage Nox brander	40	300	2.800.000	510000	927.283	886.791.367	266	5228	383.693.046	0,0024	8
SNCR	55	225	380.000	159000	215.631	886.791.367	200	884	383.693.046	0,0006	2
lage Nox brander + SNCR	79	63	3.180.000	669000	1.142.914	886.791.367	56	2949	383.693.046	0,0030	10
SCR	85	75	10.000.000	2520000	4.010.295	886.791.367	67	10641	383.693.046	0,0105	35

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		300				443.395.683	133				
rookgasrecirculatie	30	210	275.000	75000	115.983	443.395.683	93	2906	191.846.523	0,0006	2
lage Nox brander	40	180	1.400.000	600000	808.641	443.395.683	80	15198	191.846.523	0,0042	14
SNCR	55	135	280.000	180000	221.728	443.395.683	60	3031	191.846.523	0,0012	4
lage Nox brander + SNCR	79	63	1.680.000	780000	1.030.370	443.395.683	28	9805	191.846.523	0,0054	18
SCR	85	45	7.000.000	3600000	4.643.206	443.395.683	20	41066	191.846.523	0,0242	81

Bijlage 3

boiler op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 6000u/jaar(N m ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 6000u/jaar	kWhe geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWhe geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		300				166.273.381	50				
rookgasrecirculatie	30	210	140.000	45000	65.864	166.273.381	35	4401	71.942.446	0,0009	3
lage Nox brander	40	180	860.000	177000	305.165	166.273.381	30	15294	71.942.446	0,0042	14
SNCR	55	135	180.000	105000	131.825	166.273.381	22	4805	71.942.446	0,0018	6
lage Nox brander + SNCR	79	63	1.040.000	282000	436.991	166.273.381	10	11089	71.942.446	0,0061	20
SCR	85	45	5.000.000	4710000	5.455.147	166.273.381	7	128660	71.942.446	0,0758	253

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor een capaciteit > 600 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		1.300				6.561.772.662	8.530		1.918.465.228		
lage NOx brander	40	780	7.000.000	430.000	1.473.206	6.561.772.662	5.118	432	1.918.465.228	0,0008	3
lage NOx brander + overfire air	46	702	8.500.000	505.000	1.771.751	6.561.772.662	4.606	452	1.918.465.228	0,0009	3
reburning	50	650	7.500.000	375.000	1.492.721	6.561.772.662	4.265	350	1.918.465.228	0,0008	3
SNCR	55	585	720.000	105.000	212.301	6.561.772.662	3.839	45	1.918.465.228	0,0001	0
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	312	9.200.000	610.000	1.981.071	6.561.772.662	2.047	306	1.918.465.228	0,0010	3
SCR	85	195	25.000.000	1.500.000	5.225.737	6.561.772.662	1.280	721	1.918.465.228	0,0027	9
lage NOx brander + SCR	91	117	32.000.000	1.930.000	6.698.944	6.561.772.662	768	863	1.918.465.228	0,0035	12
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	104	33.500.000	2.005.000	6.997.488	6.561.772.662	682	892	1.918.465.228	0,0036	12

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		1.100				4.374.515.108	4.812		1.278.976.819		
lage NOx brander	40	660	5.300.000	550.000	1.339.856	4.374.515.108	2.887	696	1.278.976.819	0,0010	3
lage NOx brander + overfire air	46	594	6.400.000	605.000	1.558.789	4.374.515.108	2.598	704	1.278.976.819	0,0012	4
reburning	50	550	5.600.000	280.000	1.114.565	4.374.515.108	2.406	463	1.278.976.819	0,0009	3
SNCR	55	495	480.000	240.000	311.534	4.374.515.108	2.165	118	1.278.976.819	0,0002	1
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	264	6.900.000	845.000	1.873.303	4.374.515.108	1.155	512	1.278.976.819	0,0015	5
SCR	85	165	19.000.000	1.900.000	4.731.560	4.374.515.108	722	1157	1.278.976.819	0,0037	12
lage NOx brander + SCR	91	99	24.300.000	2.450.000	6.071.417	4.374.515.108	433	1387	1.278.976.819	0,0047	16
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	88	25.400.000	2.505.000	6.290.349	4.374.515.108	385	1421	1.278.976.819	0,0049	16

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit >100 - < 300 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		1.100				1.749.806.043	1.925		511.590.727		
lage NOx brander	40	660	2.800.000	680000	1.097.283	1.749.806.043	1.155	1425	511.590.727	0,0021	7
lage NOx brander + overfire air	46	594	3.400.000	800000	1.306.700	1.749.806.043	1.039	1476	511.590.727	0,0026	9
reburning	50	550	3.500.000	160000	681.603	1.749.806.043	962	708	511.590.727	0,0013	4
SNCR	55	495	380.000	240000	296.631	1.749.806.043	866	280	511.590.727	0,0006	2
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	264	3.780.000	1040000	1.603.331	1.749.806.043	462	1096	511.590.727	0,0031	10
SCR	85	165	10.000.000	3360000	4.850.295	1.749.806.043	289	2965	511.590.727	0,0095	32
lage NOx brander + SCR	91	99	12.800.000	4040000	5.947.577	1.749.806.043	173	3396	511.590.727	0,0116	39
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	88	13.400.000	4000000	5.996.995	1.749.806.043	154	3387	511.590.727	0,0117	39

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		800				874.903.022	700		255.795.364		
lage NOx brander	40	480	1.800.000	800000	1.068.253	874.903.022	420	3816	255.795.364	0,0042	14
lage NOx brander + overfire air	46	432	1.700.000	960000	1.213.350	874.903.022	378	3769	255.795.364	0,0047	16
reburning	50	400	1.500.000	80000	303.544	874.903.022	350	867	255.795.364	0,0012	4
SNCR	55	360	280.000	240000	281.728	874.903.022	315	732	255.795.364	0,0011	4
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	192	1.980.000	1200000	1.495.078	874.903.022	168	2811	255.795.364	0,0058	19
SCR	85	120	7.000.000	4800000	5.843.206	874.903.022	105	9822	255.795.364	0,0228	76
lage NOx brander + SCR	91	72	8.000.000	4800000	5.992.236	874.903.022	63	9408	255.795.364	0,0234	78
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	64	9.400.000	5600000	7.000.877	874.903.022	56	10872	255.795.364	0,0274	91

Bijlage 3

boiler op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 6%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton Nox verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		800				328.368.345	263		95.923.261		
lage NOx brander	40	480	860.000	236000	364.165	328.368.345	158	3466	95.923.261	0,0038	13
lage NOx brander + overfire air	46	432	1.040.000	1000000	1.154.991	328.368.345	142	9558	95.923.261	0,0120	40
reburning	50	400	1.000.000	40000	189.029	328.368.345	131	1439	95.923.261	0,0020	7
SNCR	55	360	180.000	240000	266.825	328.368.345	118	1847	95.923.261	0,0028	9
lage NOx brander + overfire air + SNCR	76	192	1.220.000	1240000	1.421.816	328.368.345	63	7122	95.923.261	0,0148	49
SCR	85	120	5.000.000	6280000	7.025.147	328.368.345	39	31462	95.923.261	0,0732	244
lage NOx brander + SCR	91	72	5.850.000	6520000	7.391.823	328.368.345	24	30921	95.923.261	0,0771	257
lage NOx brander + overfire air + SCR	92	64	6.040.000	7280000	8.180.138	328.368.345	21	33847	95.923.261	0,0853	284

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit > 600MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		700				5.180.287.770	3.626		1.918.465.228		
rookgasrecirculatie	30	490	1.400.000	85000	293.641	5.180.287.770	2.538	270	1.918.465.228	0,0002	1
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	2.900.000	160000	592.186	5.180.287.770	2.285	441	1.918.465.228	0,0003	1
lage Nox brander	40	420	7.000.000	370000	1.413.206	5.180.287.770	2.176	974	1.918.465.228	0,0007	2
lage Nox brander + overfire air	46	378	8.500.000	445000	1.711.751	5.180.287.770	1.958	1026	1.918.465.228	0,0009	3
SNCR	55	315	720.000	390000	497.301	5.180.287.770	1.632	249	1.918.465.228	0,0003	1
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	8.400.000	455000	1.706.848	5.180.287.770	1.523	812	1.918.465.228	0,0009	3
reburning + lage Nox brander	70	210	14.500.000	745000	2.905.928	5.180.287.770	1.088	1145	1.918.465.228	0,0015	5
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	9.220.000	835000	2.209.052	5.180.287.770	870	802	1.918.465.228	0,0012	4
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	9.120.000	845000	2.204.149	5.180.287.770	689	750	1.918.465.228	0,0011	4
SCR	85	105	25.000.000	1300000	5.025.737	5.180.287.770	544	1631	1.918.465.228	0,0026	9

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit > 300 - < 600MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		700				3.453.525.180	2.417		1.278.976.819		
rookgasrecirculatie	30	490	1.000.000	340000	489.029	3.453.525.180	1.692	674	1.278.976.819	0,0004	1
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	2.100.000	395000	707.962	3.453.525.180	1.523	791	1.278.976.819	0,0006	2
lage Nox brander	40	420	5.300.000	550000	1.339.856	3.453.525.180	1.450	1386	1.278.976.819	0,0010	3
lage Nox brander + overfire air	46	378	6.400.000	605000	1.558.789	3.453.525.180	1.305	1402	1.278.976.819	0,0012	4
SNCR	55	315	480.000	260000	331.534	3.453.525.180	1.088	249	1.278.976.819	0,0003	1
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	6.300.000	890000	1.828.886	3.453.525.180	1.015	1304	1.278.976.819	0,0014	5
reburning + lage Nox brander	70	210	10.900.000	830000	2.454.421	3.453.525.180	725	1450	1.278.976.819	0,0019	6
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	6.880.000	1265000	2.290.323	3.453.525.180	580	1247	1.278.976.819	0,0018	6
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	6.780.000	1150000	2.160.420	3.453.525.180	459	1103	1.278.976.819	0,0017	6
SCR	85	105	19.000.000	1950000	4.781.560	3.453.525.180	363	2327	1.278.976.819	0,0037	12

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		700				1.381.410.072	967		511.590.727		
rookgasrecirculatie	30	490	550.000	224000	305.966	1.381.410.072	677	1055	511.590.727	0,0006	2
overfire air + rookgasrecirculatie	37	441	1.130.000	340000	508.403	1.381.410.072	609	1421	511.590.727	0,0010	3
lage Nox brander	40	420	2.800.000	680000	1.097.283	1.381.410.072	580	2837	511.590.727	0,0021	7
lage Nox brander + overfire air	46	378	3.380.000	800000	1.303.720	1.381.410.072	522	2931	511.590.727	0,0025	8
SNCR	55	315	380.000	212000	268.631	1.381.410.072	435	505	511.590.727	0,0005	2
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	294	3.350.000	904000	1.403.249	1.381.410.072	406	2502	511.590.727	0,0027	9
reburning + lage Nox brander	70	210	6.300.000	840000	1.778.886	1.381.410.072	290	2628	511.590.727	0,0035	12
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	168	3.750.000	1012000	1.570.861	1.381.410.072	232	2137	511.590.727	0,0031	10
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	133	3.730.000	1112000	1.667.880	1.381.410.072	184	2129	511.590.727	0,0033	11
SCR	85	105	10.000.000	3360000	4.850.295	1.381.410.072	145	5901	511.590.727	0,0095	32

Bijlage 3

boilers op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		500				690.705.036	345		255.795.364		
rookgasrecirculatie	30	350	275.000	100000	140.983	690.705.036	242	1361	255.795.364	0,0006	2
overfire air + rookgasrecirculatie	37	315	565.000	180000	264.202	690.705.036	218	2068	255.795.364	0,0010	3
lage Nox brander	40	300	1.400.000	800000	1.008.641	690.705.036	207	7302	255.795.364	0,0039	13
lage Nox brander + overfire air	46	270	1.690.000	960000	1.211.860	690.705.036	186	7628	255.795.364	0,0047	16
SNCR	55	225	280.000	240000	281.728	690.705.036	155	1483	255.795.364	0,0011	4
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	210	1.675.000	440000	689.624	690.705.036	145	3443	255.795.364	0,0027	9
reburning + lage Nox brander	70	150	2.900.000	880000	1.312.186	690.705.036	104	5428	255.795.364	0,0051	17
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	120	1.970.000	640000	933.588	690.705.036	83	3557	255.795.364	0,0036	12
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	95	1.955.000	1200000	1.491.353	690.705.036	66	5331	255.795.364	0,0058	19
SCR	85	75	7.000.000	4800000	5.843.206	690.705.036	52	19905	255.795.364	0,0228	76

Bijlage 3

boiler op vloeibare brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		500				259.014.388	130		95.923.261		
rookgasrecirculatie	30	350	140.000	60000	80.864	259.014.388	91	2081	95.923.261	0,0008	3
overfire air + rookgasrecirculatie	37	315	320.000	96000	143.689	259.014.388	82	2999	95.923.261	0,0015	5
lage Nox brander	40	300	860.000	236000	364.165	259.014.388	78	7030	95.923.261	0,0038	13
lage Nox brander + overfire air	46	270	1.040.000	272000	426.991	259.014.388	70	7167	95.923.261	0,0045	15
SNCR	55	225	180.000	140000	166.825	259.014.388	58	2342	95.923.261	0,0017	6
lage Nox brander + rookgasrecirculatie	58	210	1.000.000	296000	445.029	259.014.388	54	5925	95.923.261	0,0046	15
reburning + lage Nox brander	70	150	1.860.000	280000	557.195	259.014.388	39	6146	95.923.261	0,0058	19
lage Nox brander + overfire air + SNCR	76	120	1.220.000	400000	581.816	259.014.388	31	5911	95.923.261	0,0061	20
lage Nox brander + rookgasrecirculatie + SNCR	81	95	1.180.000	440000	615.855	259.014.388	25	5871	95.923.261	0,0064	21
SCR	85	75	5.000.000	6280000	7.025.147	259.014.388	19	63818	95.923.261	0,0732	244

Bijlage 3

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit > 600 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		600				4.433.956.835	2.660				
rookgasrecirculatie	30	420	1.400.000	85000	293.641	4.433.956.835	1.862	368	1.918.465.228	0,0002	1
lage Nox brander	40	360	7.000.000	370000	1.413.206	4.433.956.835	1.596	1328	1.918.465.228	0,0007	2
SNCR	55	270	720.000	390000	497.301	4.433.956.835	1.197	340	1.918.465.228	0,0003	1
lage Nox brander + SNCR	79	63	7.720.000	760000	1.910.508	4.433.956.835	279	802	1.918.465.228	0,0010	3
SCR	85	90	25.000.000	1300000	5.025.737	4.433.956.835	399	2222	1.918.465.228	0,0026	9

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit > 300 - < 600 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		500				2.955.971.223	1.478				
rookgasrecirculatie	30	350	1.000.000	340000	489.029	2.955.971.223	1.035	1103	1.278.976.819	0,0004	1
lage Nox brander	40	300	5.300.000	550000	1.339.856	2.955.971.223	887	2266	1.278.976.819	0,0010	3
SNCR	55	225	480.000	260000	331.534	2.955.971.223	665	408	1.278.976.819	0,0003	1
lage Nox brander + SNCR	79	63	5.780.000	810000	1.671.390	2.955.971.223	186	1294	1.278.976.819	0,0013	4
SCR	85	75	19.000.000	1950000	4.781.560	2.955.971.223	222	3806	1.278.976.819	0,0037	12

Bijlage 3

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit > 100 - < 300 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		500				1.182.388.489	591				
rookgasrecirculatie	30	350	550.000	224000	305.966	1.182.388.489	414	1725	511.590.727	0,0006	2
lage Nox brander	40	300	2.800.000	680000	1.097.283	1.182.388.489	355	4640	511.590.727	0,0021	7
SNCR	55	225	380.000	212000	268.631	1.182.388.489	266	826	511.590.727	0,0005	2
lage Nox brander + SNCR	79	63	3.180.000	892000	1.365.914	1.182.388.489	74	2644	511.590.727	0,0027	9
SCR	85	75	10.000.000	3360000	4.850.295	1.182.388.489	89	9652	511.590.727	0,0095	32

boilers op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit > 50 - < 100 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		300				591.194.245	177				
rookgasrecirculatie	30	210	275.000	100000	140.983	591.194.245	124	2650	255.795.364	0,0006	2
lage Nox brander	40	180	1.400.000	800000	1.008.641	591.194.245	106	14218	255.795.364	0,0039	13
SNCR	55	135	280.000	240000	281.728	591.194.245	80	2888	255.795.364	0,0011	4
lage Nox brander + SNCR	79	63	1.680.000	1040000	1.290.370	591.194.245	37	9209	255.795.364	0,0050	17
SCR	85	45	7.000.000	4800000	5.843.206	591.194.245	27	38760	255.795.364	0,0228	76

Bijlage 3

boiler op gasvormige brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor een capaciteit < 50 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	NOx emissies 3%O ₂ (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton NOx geëmitteerd per jaar bij 8000u/jaar	kost in euro/ton NOx verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. Elektriciteits-productiekost
geen		300				221.697.842	67				
rookgasrecirculatie	30	210	140.000	60000	80.864	221.697.842	47	4053	95.923.261	0,0008	3
lage Nox brander	40	180	860.000	236000	364.165	221.697.842	40	13689	95.923.261	0,0038	13
SNCR	55	135	180.000	140000	166.825	221.697.842	30	4561	95.923.261	0,0017	6
lage Nox brander + SNCR	79	63	1.040.000	376000	530.991	221.697.842	14	10106	95.923.261	0,0055	18
SCR	85	45	5.000.000	6280000	7.025.147	221.697.842	10	124266	95.923.261	0,0732	244

Gegevenstabellen met SO₂ emissieconcentraties bij gebruik van brandstoffen, 1% S voor vaste en vloeibare brandstoffen (zware stookolie) en 0,2 % S voor lichte stookolie , investerings-, operationele en totale kosten van de verschillende milieumaatregelen, de kosteneffectiviteit en de specifieke kost in euro per kWh_e geleverd

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		2100				1.640.443.165	3.445		479.616.307		
droog sorbent injectie	60	840	20.000.000	2.666.667	5.647.256	1.640.443.165	1.378	2.732	479.616.307	0,0118	39
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	32.000.000	1.000.000	5.768.944	1.640.443.165	517	1.970	479.616.307	0,0120	40
natte wassing ammonia	90	210	42.000.000	1.000.000	7.259.239	1.640.443.165	344	2.341	479.616.307	0,0151	50
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	36.000.000	666.667	6.031.728	1.640.443.165	276	1.903	479.616.307	0,0126	42
natte wassing dual alkali	92	168	36.000.000	1.000.000	6.365.062	1.640.443.165	276	2.008	479.616.307	0,0133	44
regeneratief Wellman Lord	92	168	47.000.000	1.222.222	8.226.608	1.640.443.165	276	2.596	479.616.307	0,0172	57

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		2100				1.093.628.777	2.297		319.744.205		
droog sorbent injectie	60	840	13.000.000	1.333.333	3.270.717	1.093.628.777	919	2.374	319.744.205	0,0102	34
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	22.000.000	500.000	3.778.649	1.093.628.777	344	1.936	319.744.205	0,0118	39
natte wassing ammonia	90	210	28.000.000	500.000	4.672.826	1.093.628.777	230	2.261	319.744.205	0,0146	49
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	24.000.000	333.333	3.910.041	1.093.628.777	184	1.851	319.744.205	0,0122	41
natte wassing dual alkali	92	168	24.000.000	500.000	4.076.708	1.093.628.777	184	1.929	319.744.205	0,0127	42
regeneratief Wellman Lord	92	168	31.000.000	611.111	5.231.025	1.093.628.777	184	2.476	319.744.205	0,0164	55

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		2100				437.451.511	919		127.897.682		
droog sorbent injectie	60	840	5.000.000	444.444	1.189.592	437.451.511	367	2.158	127.897.682	0,0093	31
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	10.000.000	166.667	1.656.962	437.451.511	138	2.122	127.897.682	0,0130	43
natte wassing ammonia	90	210	14.000.000	166.667	2.253.080	437.451.511	92	2.725	127.897.682	0,0176	59
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	13.000.000	111.111	2.048.494	437.451.511	73	2.424	127.897.682	0,0160	53
natte wassing dual alkali	92	168	10.000.000	166.667	1.656.962	437.451.511	73	1.961	127.897.682	0,0130	43
regeneratief Wellman Lord	92	168	13.000.000	203.704	2.141.087	437.451.511	73	2.533	127.897.682	0,0167	56

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		2100		0		218.725.755	459		63.948.841		
droog sorbent injectie	60	840	3.000.000	177.778	624.866	218.725.755	184	2.267	63.948.841	0,0098	33
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	6.000.000	66.667	960.844	218.725.755	69	2.461	63.948.841	0,0150	50
natte wassing ammonia	90	210	8.000.000	66.667	1.258.903	218.725.755	46	3.045	63.948.841	0,0197	66
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	7.000.000	44.444	1.087.651	218.725.755	37	2.574	63.948.841	0,0170	57
natte wassing dual alkali	92	168	6.000.000	66.667	960.844	218.725.755	37	2.274	63.948.841	0,0150	50
regeneratief Wellman Lord	92	168	7.000.000	81.481	1.124.688	218.725.755	37	2.661	63.948.841	0,0176	59

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		2100				82.022.158	172		23.980.815		
droog sorbent injectie	60	840	1.000.000	59.259	208.288	82.022.158	69	2.015	23.980.815	0,0087	29
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	2.000.000	22.222	320.281	82.022.158	26	2.188	23.980.815	0,0134	45
natte wassing ammonia	90	210	3.000.000	22.222	469.311	82.022.158	17	3.027	23.980.815	0,0196	65
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	3.000.000	14.815	461.903	82.022.158	14	2.915	23.980.815	0,0193	64
natte wassing dual alkali	92	168	3.000.000	22.222	469.311	82.022.158	14	2.962	23.980.815	0,0196	65
regeneratief Wellman Lord	92	168	3.500.000	27.160	548.764	82.022.158	14	3.463	23.980.815	0,0229	76

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		1667				1.295.071.942	2.159		479.616.307		
droog sorbent injectie	60	667	20.000.000	2.222.222	5.202.812	1.295.071.942	864	4.017	479.616.307	0,0108	36
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	32.000.000	833.333	5.602.277	1.295.071.942	324	3.053	479.616.307	0,0117	39
natte wassing ammonia	90	167	42.000.000	833.333	7.092.572	1.295.071.942	216	3.650	479.616.307	0,0148	49
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	36.000.000	555.556	5.920.617	1.295.071.942	173	2.981	479.616.307	0,0123	41
natte wassing dual alkali	92	133	36.000.000	833.333	6.198.395	1.295.071.942	173	3.121	479.616.307	0,0129	43
regeneratief Wellman Lord	92	133	47.000.000	1.018.519	8.022.905	1.295.071.942	173	4.039	479.616.307	0,0167	56

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		1667				863.381.295	1.439		319.744.205		
droog sorbent injectie	60	667	13.000.000	888.889	2.826.272	863.381.295	576	3.273	319.744.205	0,0088	29
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	22.000.000	333.333	3.611.982	863.381.295	216	2.952	319.744.205	0,0113	38
natte wassing ammonia	90	167	28.000.000	333.333	4.506.159	863.381.295	144	3.479	319.744.205	0,0141	47
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	24.000.000	222.222	3.798.930	863.381.295	115	2.869	319.744.205	0,0119	40
natte wassing dual alkali	92	133	24.000.000	333.333	3.910.041	863.381.295	115	2.953	319.744.205	0,0122	41
regeneratief Wellman Lord	92	133	31.000.000	407.407	5.027.321	863.381.295	115	3.797	319.744.205	0,0157	52

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		1667				345.352.518	576		127.897.682		
droog sorbent injectie	60	667	5.000.000	155.556	900.703	345.352.518	230	2.608	127.897.682	0,0070	23
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	10.000.000	58.333	1.548.628	345.352.518	86	3.165	127.897.682	0,0121	40
natte wassing ammonia	90	167	14.000.000	58.333	2.144.746	345.352.518	58	4.139	127.897.682	0,0168	56
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	13.000.000	38.889	1.976.272	345.352.518	46	3.731	127.897.682	0,0155	52
natte wassing dual alkali	92	133	10.000.000	58.333	1.548.628	345.352.518	46	2.924	127.897.682	0,0121	40
regeneratief Wellman Lord	92	133	13.000.000	71.667	2.009.050	345.352.518	46	3.793	127.897.682	0,0157	52

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		1667				172.676.259	288		63.948.841		
droog sorbent injectie	60	667	3.000.000	77.778	524.866	172.676.259	115	3.039	63.948.841	0,0082	27
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	6.000.000	29.167	923.344	172.676.259	43	3.774	63.948.841	0,0144	48
natte wassing ammonia	90	167	8.000.000	29.167	1.221.403	172.676.259	29	4.715	63.948.841	0,0191	64
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	7.000.000	19.444	1.062.651	172.676.259	23	4.013	63.948.841	0,0166	55
natte wassing dual alkali	92	133	6.000.000	29.167	923.344	172.676.259	23	3.487	63.948.841	0,0144	48
regeneratief Wellman Lord	92	133	7.000.000	35.833	1.079.040	172.676.259	23	4.075	63.948.841	0,0169	56

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		1667				64.753.597	108		23.980.815		
droog sorbent injectie	60	667	1.000.000	31.111	180.140	64.753.597	43	2.781	23.980.815	0,0075	25
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	2.000.000	11.667	309.726	64.753.597	16	3.376	23.980.815	0,0129	43
natte wassing ammonia	90	167	3.000.000	11.667	458.755	64.753.597	11	4.722	23.980.815	0,0191	64
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	3.000.000	7.778	454.866	64.753.597	9	4.580	23.980.815	0,0190	63
natte wassing dual alkali	92	133	3.000.000	11.667	458.755	64.753.597	9	4.619	23.980.815	0,0191	64
regeneratief Wellman Lord	92	133	3.500.000	14.333	535.937	64.753.597	9	5.397	23.980.815	0,0223	74

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		334				1.177.338.129	393				
droog sorbent injectie	60	134	20.000.000	2.222.222	5.202.812	1.177.338.129	157	22.052	479.616.307	0,0108	36
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	32.000.000	833.333	5.602.277	1.177.338.129	59	16.761	479.616.307	0,0117	39
natte wassing ammonia	90	33	42.000.000	833.333	7.092.572	1.177.338.129	39	20.041	479.616.307	0,0148	49
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	36.000.000	555.556	5.920.617	1.177.338.129	31	16.366	479.616.307	0,0123	41
natte wassing dual alkali	92	27	36.000.000	833.333	6.198.395	1.177.338.129	31	17.133	479.616.307	0,0129	43
regeneratief Wellman Lord	92	27	47.000.000	1.018.519	8.022.905	1.177.338.129	31	22.177	479.616.307	0,0167	56

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		334				784.892.086	262				
droog sorbent injectie	60	134	13.000.000	888.889	2.826.272	784.892.086	105	17.968	319.744.205	0,0088	29
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	22.000.000	333.333	3.611.982	784.892.086	39	16.210	319.744.205	0,0113	38
natte wassing ammonia	90	33	28.000.000	333.333	4.506.159	784.892.086	26	19.099	319.744.205	0,0141	47
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	24.000.000	222.222	3.798.930	784.892.086	21	15.751	319.744.205	0,0119	40
natte wassing dual alkali	92	27	24.000.000	333.333	3.910.041	784.892.086	21	16.212	319.744.205	0,0122	41
regeneratief Wellman Lord	92	27	31.000.000	407.407	5.027.321	784.892.086	21	20.845	319.744.205	0,0157	52

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		334				313.956.835	105				
droog sorbent injectie	60	134	5.000.000	155.556	900.703	313.956.835	42	14.316	127.897.682	0,0070	23
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	10.000.000	58.333	1.548.628	313.956.835	16	17.374	127.897.682	0,0121	40
natte wassing ammonia	90	33	14.000.000	58.333	2.144.746	313.956.835	10	22.726	127.897.682	0,0168	56
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	13.000.000	38.889	1.976.272	313.956.835	8	20.485	127.897.682	0,0155	52
natte wassing dual alkali	92	27	10.000.000	58.333	1.548.628	313.956.835	8	16.053	127.897.682	0,0121	40
regeneratief Wellman Lord	92	27	13.000.000	71.667	2.009.050	313.956.835	8	20.825	127.897.682	0,0157	52

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		334				156.978.417	52				
droog sorbent injectie	60	134	3.000.000	77.778	524.866	156.978.417	21	16.684	63.948.841	0,0082	27
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	6.000.000	29.167	923.344	156.978.417	8	20.718	63.948.841	0,0144	48
natte wassing ammonia	90	33	8.000.000	29.167	1.221.403	156.978.417	5	25.884	63.948.841	0,0191	64
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	7.000.000	19.444	1.062.651	156.978.417	4	22.030	63.948.841	0,0166	55
natte wassing dual alkali	92	27	6.000.000	29.167	923.344	156.978.417	4	19.142	63.948.841	0,0144	48
regeneratief Wellman Lord	92	27	7.000.000	35.833	1.079.040	156.978.417	4	22.370	63.948.841	0,0169	56

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijde -ring %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar	kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 2000u/jaar	% kost tov. elektriciteits- productiekost
geen		334				58.866.906	20				
droog sorbent injectie	60	134	1.000.000	31.111	180.140	58.866.906	8	15.270	23.980.815	0,0075	25
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	2.000.000	11.667	309.726	58.866.906	3	18.533	23.980.815	0,0129	43
natte wassing ammonia	90	33	3.000.000	11.667	458.755	58.866.906	2	25.925	23.980.815	0,0191	64
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	3.000.000	7.778	454.866	58.866.906	2	25.147	23.980.815	0,0190	63
natte wassing dual alkali	92	27	3.000.000	11.667	458.755	58.866.906	2	25.362	23.980.815	0,0191	64
regeneratief Wellman Lord	92	27	3.500.000	14.333	535.937	58.866.906	2	29.628	23.980.815	0,0223	74

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		2.100				4.921.329.496	10.335		1.438.848.921		
droog sorbent injectie	60	840	20.000.000	8.000.000	10.980.590	4.921.329.496	4.134	1.771	1.438.848.921	0,0076	25
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	32.000.000	3.000.000	7.768.944	4.921.329.496	1.550	884	1.438.848.921	0,0054	18
natte wassing ammonia	90	210	42.000.000	3.000.000	9.259.239	4.921.329.496	1.033	995	1.438.848.921	0,0064	21
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	36.000.000	2.000.000	7.365.062	4.921.329.496	827	775	1.438.848.921	0,0051	17
natte wassing dual alkali	92	168	36.000.000	3.000.000	8.365.062	4.921.329.496	827	880	1.438.848.921	0,0058	19
regeneratief Wellman Lord	92	168	47.000.000	3.666.667	10.671.053	4.921.329.496	827	1.122	1.438.848.921	0,0074	25

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		2.100				3.280.886.331	6.890		959.232.614		
droog sorbent injectie	60	840	13.000.000	4.000.000	5.937.383	3.280.886.331	2.756	1.436	959.232.614	0,0062	21
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	22.000.000	1.500.000	4.778.649	3.280.886.331	1.033	816	959.232.614	0,0050	17
natte wassing ammonia	90	210	28.000.000	1.500.000	5.672.826	3.280.886.331	689	915	959.232.614	0,0059	20
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	24.000.000	1.000.000	4.576.708	3.280.886.331	551	722	959.232.614	0,0048	16
natte wassing dual alkali	92	168	24.000.000	1.500.000	5.076.708	3.280.886.331	551	801	959.232.614	0,0053	18
regeneratief Wellman Lord	92	168	31.000.000	1.833.333	6.453.247	3.280.886.331	551	1.018	959.232.614	0,0067	22

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		2.100				1.312.354.532	2.756		383.693.046		
droog sorbent injectie	60	840	5.000.000	1.333.333	2.078.480	1.312.354.532	1.102	1.257	383.693.046	0,0054	18
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	10.000.000	500.000	1.990.295	1.312.354.532	413	850	383.693.046	0,0052	17
natte wassing ammonia	90	210	14.000.000	500.000	2.586.413	1.312.354.532	276	1.043	383.693.046	0,0067	22
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	13.000.000	333.333	2.270.716	1.312.354.532	220	896	383.693.046	0,0059	20
natte wassing dual alkali	92	168	10.000.000	500.000	1.990.295	1.312.354.532	220	785	383.693.046	0,0052	17
regeneratief Wellman Lord	92	168	13.000.000	611.111	2.548.494	1.312.354.532	220	1.005	383.693.046	0,0066	22

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		2.100				656.177.266	1.378		191.846.523		
droog sorbent injectie	60	840	3.000.000	533.333	980.421	656.177.266	551	1.186	191.846.523	0,0051	17
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	6.000.000	200.000	1.094.177	656.177.266	207	934	191.846.523	0,0057	19
natte wassing ammonia	90	210	8.000.000	200.000	1.392.236	656.177.266	138	1.123	191.846.523	0,0073	24
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	7.000.000	133.333	1.176.539	656.177.266	110	928	191.846.523	0,0061	20
natte wassing dual alkali	92	168	6.000.000	200.000	1.094.177	656.177.266	110	863	191.846.523	0,0057	19
regeneratief Wellman Lord	92	168	7.000.000	244.444	1.287.650	656.177.266	110	1.016	191.846.523	0,0067	22

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 MWth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		2.100				246.066.475	517		71.942.446		
droog sorbent injectie	60	840	1.000.000	177.777	326.806	246.066.475	207	1.054	71.942.446	0,0045	15
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	2.000.000	66.667	364.726	246.066.475	78	830	71.942.446	0,0051	17
natte wassing ammonia	90	210	3.000.000	66.667	513.755	246.066.475	52	1.105	71.942.446	0,0071	24
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	3.000.000	44.444	491.532	246.066.475	41	1.034	71.942.446	0,0068	23
natte wassing dual alkali	92	168	3.000.000	66.667	513.755	246.066.475	41	1.081	71.942.446	0,0071	24
regeneratief Wellman Lord	92	168	3.500.000	81.481	603.084	246.066.475	41	1.269	71.942.446	0,0084	28

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		1.667				3.885.215.827	6.477		1.438.848.921		
droog sorbent injectie	60	667	20.000.000	6.666.667	9.647.257	3.885.215.827	2.591	2.483	1.438.848.921	0,0067	22
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	32.000.000	2.500.000	7.268.944	3.885.215.827	971	1.320	1.438.848.921	0,0051	17
natte wassing ammonia	90	167	42.000.000	2.500.000	8.759.239	3.885.215.827	648	1.503	1.438.848.921	0,0061	20
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	36.000.000	1.666.667	7.031.729	3.885.215.827	518	1.180	1.438.848.921	0,0049	16
natte wassing dual alkali	92	133	36.000.000	2.500.000	7.865.062	3.885.215.827	518	1.320	1.438.848.921	0,0055	18
regeneratief Wellman Lord	92	133	47.000.000	3.055.556	10.059.942	3.885.215.827	518	1.688	1.438.848.921	0,0070	23

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		1.667				2.590.143.885	4.318		959.232.614		
droog sorbent injectie	60	667	13.000.000	2.666.667	4.604.050	2.590.143.885	1.727	1.777	959.232.614	0,0048	16
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	22.000.000	1.000.000	4.278.649	2.590.143.885	648	1.166	959.232.614	0,0045	15
natte wassing ammonia	90	167	28.000.000	1.000.000	5.172.826	2.590.143.885	432	1.331	959.232.614	0,0054	18
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	24.000.000	666.667	4.243.375	2.590.143.885	345	1.068	959.232.614	0,0044	15
natte wassing dual alkali	92	133	24.000.000	1.000.000	4.576.708	2.590.143.885	345	1.152	959.232.614	0,0048	16
regeneratief Wellman Lord	92	133	31.000.000	1.222.222	5.842.136	2.590.143.885	345	1.471	959.232.614	0,0061	20

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		1.667				1.036.057.554	1.727		383.693.046		
droog sorbent injectie	60	667	5.000.000	466.667	1.211.814	1.036.057.554	691	1.169	383.693.046	0,0032	11
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	10.000.000	175.000	1.665.295	1.036.057.554	259	1.134	383.693.046	0,0043	14
natte wassing ammonia	90	167	14.000.000	175.000	2.261.413	1.036.057.554	173	1.455	383.693.046	0,0059	20
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	13.000.000	116.667	2.054.050	1.036.057.554	138	1.293	383.693.046	0,0054	18
natte wassing dual alkali	92	133	10.000.000	175.000	1.665.295	1.036.057.554	138	1.048	383.693.046	0,0043	14
regeneratief Wellman Lord	92	133	13.000.000	215.000	2.152.383	1.036.057.554	138	1.355	383.693.046	0,0056	19

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		1.667				518.028.777	864		191.846.523		
droog sorbent injectie	60	667	3.000.000	233.333	680.421	518.028.777	345	1.313	191.846.523	0,0035	12
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	6.000.000	87.500	981.677	518.028.777	130	1.337	191.846.523	0,0051	17
natte wassing ammonia	90	167	8.000.000	87.500	1.279.736	518.028.777	86	1.647	191.846.523	0,0067	22
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	7.000.000	58.333	1.101.539	518.028.777	69	1.387	191.846.523	0,0057	19
natte wassing dual alkali	92	133	6.000.000	87.500	981.677	518.028.777	69	1.236	191.846.523	0,0051	17
regeneratief Wellman Lord	92	133	7.000.000	107.500	1.150.706	518.028.777	69	1.448	191.846.523	0,0060	20

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		1.667				194.260.791	324		71.942.446		
droog sorbent injectie	60	667	1.000.000	93.333	242.362	194.260.791	130	1.247	71.942.446	0,0034	11
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	2.000.000	35.000	333.059	194.260.791	49	1.210	71.942.446	0,0046	15
natte wassing ammonia	90	167	3.000.000	35.000	482.088	194.260.791	32	1.654	71.942.446	0,0067	22
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	3.000.000	23.333	470.421	194.260.791	26	1.579	71.942.446	0,0065	22
natte wassing dual alkali	92	133	3.000.000	35.000	482.088	194.260.791	26	1.618	71.942.446	0,0067	22
regeneratief Wellman Lord	92	133	3.500.000	43.000	564.603	194.260.791	26	1.895	71.942.446	0,0078	26

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		334				3.532.014.388	1.180		1.438.848.921		
droog sorbent injectie	60	134	20.000.000	6.666.667	9.647.257	3.532.014.388	472	13.630	1.438.848.921	0,0067	22
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	32.000.000	2.500.000	7.268.944	3.532.014.388	177	7.249	1.438.848.921	0,0051	17
natte wassing ammonia	90	33	42.000.000	2.500.000	8.759.239	3.532.014.388	118	8.250	1.438.848.921	0,0061	20
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	36.000.000	1.666.667	7.031.729	3.532.014.388	94	6.479	1.438.848.921	0,0049	16
natte wassing dual alkali	92	27	36.000.000	2.500.000	7.865.062	3.532.014.388	94	7.247	1.438.848.921	0,0055	18
regeneratief Wellman Lord	92	27	47.000.000	3.055.556	10.059.942	3.532.014.388	94	9.269	1.438.848.921	0,0070	23

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		334				2.354.676.259	786		959.232.614		
droog sorbent injectie	60	134	13.000.000	2.666.667	4.604.050	2.354.676.259	315	9.757	959.232.614	0,0048	16
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	22.000.000	1.000.000	4.278.649	2.354.676.259	118	6.400	959.232.614	0,0045	15
natte wassing ammonia	90	33	28.000.000	1.000.000	5.172.826	2.354.676.259	79	7.308	959.232.614	0,0054	18
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	24.000.000	666.667	4.243.375	2.354.676.259	63	5.865	959.232.614	0,0044	15
natte wassing dual alkali	92	27	24.000.000	1.000.000	4.576.708	2.354.676.259	63	6.325	959.232.614	0,0048	16
regeneratief Wellman Lord	92	27	31.000.000	1.222.222	5.842.136	2.354.676.259	63	8.074	959.232.614	0,0061	20

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		334				941.870.504	315		383.693.046		
droog sorbent injectie	60	134	5.000.000	466.667	1.211.814	941.870.504	126	6.420	383.693.046	0,0032	11
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	10.000.000	175.000	1.665.295	941.870.504	47	6.228	383.693.046	0,0043	14
natte wassing ammonia	90	33	14.000.000	175.000	2.261.413	941.870.504	31	7.987	383.693.046	0,0059	20
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	13.000.000	116.667	2.054.050	941.870.504	25	7.097	383.693.046	0,0054	18
natte wassing dual alkali	92	27	10.000.000	175.000	1.665.295	941.870.504	25	5.754	383.693.046	0,0043	14
regeneratief Wellman Lord	92	27	13.000.000	215.000	2.152.383	941.870.504	25	7.437	383.693.046	0,0056	19

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		334				470.935.252	157		191.846.523		
droog sorbent injectie	60	134	3.000.000	233.333	680.421	470.935.252	63	7.210	191.846.523	0,0035	12
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	6.000.000	87.500	981.677	470.935.252	24	7.342	191.846.523	0,0051	17
natte wassing ammonia	90	33	8.000.000	87.500	1.279.736	470.935.252	16	9.040	191.846.523	0,0067	22
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	7.000.000	58.333	1.101.539	470.935.252	13	7.612	191.846.523	0,0057	19
natte wassing dual alkali	92	27	6.000.000	87.500	981.677	470.935.252	13	6.784	191.846.523	0,0051	17
regeneratief Wellman Lord	92	27	7.000.000	107.500	1.150.706	470.935.252	13	7.952	191.846.523	0,0060	20

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 6000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	Verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	investerings kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 6000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 6000u/jaar	kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 6000u/jaar	% kost tov. elektriciteits-productiekost
geen		334				176.600.719	59		71.942.446		
droog sorbent injectie	60	134	1.000.000	93.333	242.362	176.600.719	24	6.848	71.942.446	0,0034	11
half nat (of droog sproeitors)	85	50	2.000.000	35.000	333.059	176.600.719	9	6.643	71.942.446	0,0046	15
natte wassing ammonia	90	33	3.000.000	35.000	482.088	176.600.719	6	9.081	71.942.446	0,0067	22
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	3.000.000	23.333	470.421	176.600.719	5	8.669	71.942.446	0,0065	22
natte wassing dual alkali	92	27	3.000.000	35.000	482.088	176.600.719	5	8.884	71.942.446	0,0067	22
regeneratief Wellman Lord	92	27	3.500.000	43.000	564.603	176.600.719	5	10.404	71.942.446	0,0078	26

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		2100				6.561.772.662	13.780		1.918.465.228		
droog sorbent injectie	60	840	20.000.000	10.400.000	13.380.590	6.561.772.662	5.512	1.618	1.918.465.228	0,0070	23
half nat (of droog sproeitorsen)	85	315	32.000.000	3.900.000	8.668.944	6.561.772.662	2.067	740	1.918.465.228	0,0045	15
natte wassing ammonia	90	210	42.000.000	3.900.000	10.159.239	6.561.772.662	1.378	819	1.918.465.228	0,0053	18
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	36.000.000	2.600.000	7.965.062	6.561.772.662	1.102	628	1.918.465.228	0,0042	14
natte wassing dual alkali	92	168	36.000.000	3.900.000	9.265.062	6.561.772.662	1.102	731	1.918.465.228	0,0048	16
regeneratief Wellman Lord	92	168	47.000.000	4.766.667	11.771.053	6.561.772.662	1.102	929	1.918.465.228	0,0061	20

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		2100				4.374.515.108	9.186		1.278.976.819		
droog sorbent injectie	60	840	13.000.000	5.200.000	7.137.383	4.374.515.108	3.675	1.295	1.278.976.819	0,0056	19
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	22.000.000	1.950.000	5.228.649	4.374.515.108	1.378	670	1.278.976.819	0,0041	14
natte wassing ammonia	90	210	28.000.000	1.950.000	6.122.826	4.374.515.108	919	741	1.278.976.819	0,0048	16
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	24.000.000	1.300.000	4.876.708	4.374.515.108	735	577	1.278.976.819	0,0038	13
natte wassing dual alkali	92	168	24.000.000	1.950.000	5.526.708	4.374.515.108	735	654	1.278.976.819	0,0043	14
regeneratief Wellman Lord	92	168	31.000.000	2.383.333	7.003.247	4.374.515.108	735	829	1.278.976.819	0,0055	18

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		2100				1.749.806.043	3.675		511.590.727		
droog sorbent injectie	60	840	5.000.000	1.733.333	2.478.480	1.749.806.043	1.470	1.124	511.590.727	0,0048	16
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	10.000.000	650.000	2.140.295	1.749.806.043	551	685	511.590.727	0,0042	14
natte wassing ammonia	90	210	14.000.000	650.000	2.736.413	1.749.806.043	367	827	511.590.727	0,0053	18
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	13.000.000	433.333	2.370.716	1.749.806.043	294	701	511.590.727	0,0046	15
natte wassing dual alkali	92	168	10.000.000	650.000	2.140.295	1.749.806.043	294	633	511.590.727	0,0042	14
regeneratief Wellman Lord	92	168	13.000.000	794.444	2.731.828	1.749.806.043	294	808	511.590.727	0,0053	18

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		2100				874.903.022	1.837		255.795.364		
droog sorbent injectie	60	840	3.000.000	693.333	1.140.421	874.903.022	735	1.035	255.795.364	0,0045	15
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	6.000.000	260.000	1.154.177	874.903.022	276	739	255.795.364	0,0045	15
natte wassing ammonia	90	210	8.000.000	260.000	1.452.236	874.903.022	184	878	255.795.364	0,0057	19
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	7.000.000	173.333	1.216.539	874.903.022	147	720	255.795.364	0,0048	16
natte wassing dual alkali	92	168	6.000.000	260.000	1.154.177	874.903.022	147	683	255.795.364	0,0045	15
regeneratief Wellman Lord	92	168	7.000.000	317.777	1.360.984	874.903.022	147	805	255.795.364	0,0053	18

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 MWth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		2100				328.088.633	689		95.923.261		
droog sorbent injectie	60	840	1.000.000	231.110	380.140	328.088.633	276	920	95.923.261	0,0040	13
half nat (of droog sproeitoren)	85	315	2.000.000	86.667	384.726	328.088.633	103	657	95.923.261	0,0040	13
natte wassing ammonia	90	210	3.000.000	86.667	533.756	328.088.633	69	861	95.923.261	0,0056	19
natte wassing kalk/kalksteen	92	168	3.000.000	57.777	504.866	328.088.633	55	796	95.923.261	0,0053	18
natte wassing dual alkali	92	168	3.000.000	86.667	533.756	328.088.633	55	842	95.923.261	0,0056	19
regeneratief Wellman Lord	92	168	3.500.000	105.925	627.529	328.088.633	55	990	95.923.261	0,0065	22

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1667				5.180.287.770	8.636		1.918.465.228		
droog sorbent injectie	60	667	20.000.000	8.666.667	11.647.257	5.180.287.770	3.454	2.248	1.918.465.228	0,0061	20
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	32.000.000	3.250.000	8.018.944	5.180.287.770	1.295	1.092	1.918.465.228	0,0042	14
natte wassing ammonia	90	167	42.000.000	3.250.000	9.509.239	5.180.287.770	864	1.224	1.918.465.228	0,0050	17
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	36.000.000	2.166.667	7.531.729	5.180.287.770	691	948	1.918.465.228	0,0039	13
natte wassing dual alkali	92	133	36.000.000	3.250.000	8.615.062	5.180.287.770	691	1.084	1.918.465.228	0,0045	15
regeneratief Wellman Lord	92	133	47.000.000	3.972.223	10.976.609	5.180.287.770	691	1.382	1.918.465.228	0,0057	19

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1667				3.453.525.180	5.757		1.278.976.819		
droog sorbent injectie	60	667	13.000.000	3.466.667	5.404.050	3.453.525.180	2.303	1.564	1.278.976.819	0,0042	14
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	22.000.000	1.300.000	4.578.649	3.453.525.180	864	936	1.278.976.819	0,0036	12
natte wassing ammonia	90	167	28.000.000	1.300.000	5.472.826	3.453.525.180	576	1.056	1.278.976.819	0,0043	14
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	24.000.000	866.667	4.443.375	3.453.525.180	461	839	1.278.976.819	0,0035	12
natte wassing dual alkali	92	133	24.000.000	1.300.000	4.876.708	3.453.525.180	461	921	1.278.976.819	0,0038	13
regeneratief Wellman Lord	92	133	31.000.000	1.588.889	6.208.803	3.453.525.180	461	1.172	1.278.976.819	0,0049	16

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1667				1.381.410.072	2.303		511.590.727		
droog sorbent injectie	60	667	5.000.000	606.667	1.351.815	1.381.410.072	921	978	511.590.727	0,0026	9
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	10.000.000	227.500	1.717.795	1.381.410.072	345	878	511.590.727	0,0034	11
natte wassing ammonia	90	167	14.000.000	227.500	2.313.913	1.381.410.072	230	1.116	511.590.727	0,0045	15
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	13.000.000	151.667	2.089.050	1.381.410.072	184	986	511.590.727	0,0041	14
natte wassing dual alkali	92	133	10.000.000	227.500	1.717.795	1.381.410.072	184	811	511.590.727	0,0034	11
regeneratief Wellman Lord	92	133	13.000.000	279.500	2.216.883	1.381.410.072	184	1.046	511.590.727	0,0043	14

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1667				690.705.036	1.151		255.795.364		
droog sorbent injectie	60	667	3.000.000	303.333	750.421	690.705.036	461	1.086	255.795.364	0,0029	10
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	6.000.000	113.750	1.007.927	690.705.036	173	1.030	255.795.364	0,0039	13
natte wassing ammonia	90	167	8.000.000	113.750	1.305.986	690.705.036	115	1.260	255.795.364	0,0051	17
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	7.000.000	75.833	1.119.039	690.705.036	92	1.056	255.795.364	0,0044	15
natte wassing dual alkali	92	133	6.000.000	113.750	1.007.927	690.705.036	92	952	255.795.364	0,0039	13
regeneratief Wellman Lord	92	133	7.000.000	139.750	1.182.956	690.705.036	92	1.117	255.795.364	0,0046	15

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		1667				259.014.388	432		95.923.261		
droog sorbent injectie	60	667	1.000.000	121.333	270.362	259.014.388	173	1.044	95.923.261	0,0028	9
half nat (of droog sproeitoren)	85	250	2.000.000	45.500	343.559	259.014.388	65	936	95.923.261	0,0036	12
natte wassing ammonia	90	167	3.000.000	45.500	492.588	259.014.388	43	1.268	95.923.261	0,0051	17
natte wassing kalk/kalksteen	92	133	3.000.000	30.333	477.421	259.014.388	35	1.202	95.923.261	0,0050	17
natte wassing dual alkali	92	133	3.000.000	45.500	492.588	259.014.388	35	1.240	95.923.261	0,0051	17
regeneratief Wellman Lord	92	133	3.500.000	55.900	577.503	259.014.388	35	1.454	95.923.261	0,0060	20

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		334				4.709.352.518	1.573		1.918.465.228		
droog sorbent injectie	60	134	20.000.000	8.666.667	11.647.257	4.709.352.518	629	12.341	1.918.465.228	0,0061	20
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	32.000.000	3.250.000	8.018.944	4.709.352.518	236	5.998	1.918.465.228	0,0042	14
natte wassing ammonia	90	33	42.000.000	3.250.000	9.509.239	4.709.352.518	157	6.717	1.918.465.228	0,0050	17
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	36.000.000	2.166.667	7.531.729	4.709.352.518	126	5.205	1.918.465.228	0,0039	13
natte wassing dual alkali	92	27	36.000.000	3.250.000	8.615.062	4.709.352.518	126	5.953	1.918.465.228	0,0045	15
regeneratief Wellman Lord	92	27	47.000.000	3.972.223	10.976.609	4.709.352.518	126	7.585	1.918.465.228	0,0057	19

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		334				3.139.568.345	1.049		1.278.976.819		
droog sorbent injectie	60	134	13.000.000	3.466.667	5.404.050	3.139.568.345	419	8.589	1.278.976.819	0,0042	14
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	22.000.000	1.300.000	4.578.649	3.139.568.345	157	5.137	1.278.976.819	0,0036	12
natte wassing ammonia	90	33	28.000.000	1.300.000	5.472.826	3.139.568.345	105	5.799	1.278.976.819	0,0043	14
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	24.000.000	866.667	4.443.375	3.139.568.345	84	4.606	1.278.976.819	0,0035	12
natte wassing dual alkali	92	27	24.000.000	1.300.000	4.876.708	3.139.568.345	84	5.055	1.278.976.819	0,0038	13
regeneratief Wellman Lord	92	27	31.000.000	1.588.889	6.208.803	3.139.568.345	84	6.436	1.278.976.819	0,0049	16

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		334				1.255.827.338	419		511.590.727		
droog sorbent injectie	60	134	5.000.000	606.667	1.351.815	1.255.827.338	168	5.371	511.590.727	0,0026	9
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	10.000.000	227.500	1.717.795	1.255.827.338	63	4.818	511.590.727	0,0034	11
natte wassing ammonia	90	33	14.000.000	227.500	2.313.913	1.255.827.338	42	6.130	511.590.727	0,0045	15
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	13.000.000	151.667	2.089.050	1.255.827.338	34	5.414	511.590.727	0,0041	14
natte wassing dual alkali	92	27	10.000.000	227.500	1.717.795	1.255.827.338	34	4.452	511.590.727	0,0034	11
regeneratief Wellman Lord	92	27	13.000.000	279.500	2.216.883	1.255.827.338	34	5.745	511.590.727	0,0043	14

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar(Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		334				627.913.669	210		255.795.364		
droog sorbent injectie	60	134	3.000.000	303.333	750.421	627.913.669	84	5.964	255.795.364	0,0029	10
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	6.000.000	113.750	1.007.927	627.913.669	31	5.654	255.795.364	0,0039	13
natte wassing ammonia	90	33	8.000.000	113.750	1.305.986	627.913.669	21	6.919	255.795.364	0,0051	17
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	7.000.000	75.833	1.119.039	627.913.669	17	5.800	255.795.364	0,0044	15
natte wassing dual alkali	92	27	6.000.000	113.750	1.007.927	627.913.669	17	5.224	255.795.364	0,0039	13
regeneratief Wellman Lord	92	27	7.000.000	139.750	1.182.956	627.913.669	17	6.131	255.795.364	0,0046	15

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 8000 bedrijfsuren per jaar											
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investeringskost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebieten bij 8000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale SO ₂ geëmitteerd bij 8000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 8000u/jaar	kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	kost in euro/kWh _e geleverd bij 8000u/jaar	% kost tov. elektriciteitsproductiekost
geen		334				235.467.626	79		95.923.261		
droog sorbent injectie	60	134	1.000.000	121.333	270.362	235.467.626	31	5.730	95.923.261	0,0028	9
half nat (of droog sproeitoren)	85	50	2.000.000	45.500	343.559	235.467.626	12	5.139	95.923.261	0,0036	12
natte wassing ammonia	90	33	3.000.000	45.500	492.588	235.467.626	8	6.959	95.923.261	0,0051	17
natte wassing kalk/kalksteen	92	27	3.000.000	30.333	477.421	235.467.626	6	6.598	95.923.261	0,0050	17
natte wassing dual alkali	92	27	3.000.000	45.500	492.588	235.467.626	6	6.808	95.923.261	0,0051	17
regeneratief Wellman Lord	92	27	3.500.000	55.900	577.503	235.467.626	6	7.982	95.923.261	0,0060	20

Gegevenstabellen met SO₂ emissieconcentraties bij toepassing van laag zwavelige brandstof, investerings-, operationele en totale kosten van de verschillende milieumaatregelen en de kosteneffectiviteit, hier enkel berekent voor 2000 u/jaar (extrapolerbaar naar 6000 en 8000 bedrijfsuren per jaar)

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		1.050				1.640.443.165	1.722	
droog sorbent injectie	60	420	20.000.000	2.666.667	5.647.256	1.640.443.165	689	5.464
half nat (of droog sproeitors)	85	158	32.000.000	1.000.000	5.768.944	1.640.443.165	258	3.940
natte wassing ammonia	90	105	42.000.000	1.000.000	7.259.239	1.640.443.165	172	4.683
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	36.000.000	666.667	6.031.728	1.640.443.165	138	3.806
natte wassing dual alkali	92	84	36.000.000	1.000.000	6.365.062	1.640.443.165	138	4.017
regeneratief Wellman Lord	92	84	47.000.000	1.222.222	8.226.608	1.640.443.165	138	5.191

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		1.050				1.093.628.777	1.148	
droog sorbent injectie	60	420	13.000.000	1.333.333	3.270.717	1.093.628.777	459	4.747
half nat (of droog sproeitoren)	85	158	22.000.000	500.000	3.778.649	1.093.628.777	172	3.871
natte wassing ammonia	90	105	28.000.000	500.000	4.672.826	1.093.628.777	115	4.521
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	24.000.000	333.333	3.910.041	1.093.628.777	92	3.701
natte wassing dual alkali	92	84	24.000.000	500.000	4.076.708	1.093.628.777	92	3.859
regeneratief Wellman Lord	92	84	31.000.000	611.111	5.231.025	1.093.628.777	92	4.952

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		1.050				437.451.511	459	
droog sorbent injectie	60	420	5.000.000	444.444	1.189.592	437.451.511	184	4.316
half nat (of droog sproeitors)	85	158	10.000.000	166.667	1.656.962	437.451.511	69	4.244
natte wassing ammonia	90	105	14.000.000	166.667	2.253.080	437.451.511	46	5.450
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	13.000.000	111.111	2.048.494	437.451.511	37	4.848
natte wassing dual alkali	92	84	10.000.000	166.667	1.656.962	437.451.511	37	3.921
regeneratief Wellman Lord	92	84	13.000.000	203.704	2.141.087	437.451.511	37	5.067

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		1.050				218.725.755	230	
droog sorbent injectie	60	420	3.000.000	177.778	624.866	218.725.755	92	4.535
half nat (of droog sproeitors)	85	158	6.000.000	66.667	960.844	218.725.755	34	4.922
natte wassing ammonia	90	105	8.000.000	66.667	1.258.903	218.725.755	23	6.091
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	7.000.000	44.444	1.087.651	218.725.755	18	5.148
natte wassing dual alkali	92	84	6.000.000	66.667	960.844	218.725.755	18	4.548
regeneratief Wellman Lord	92	84	7.000.000	81.481	1.124.688	218.725.755	18	5.323

Bijlage 3

boilers op vaste brandstoffen met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		1.050				82.022.158	86	
droog sorbent injectie	60	420	1.000.000	59.259	208.288	82.022.158	34	4.031
half nat (of droog sproeitoren)	85	158	2.000.000	22.222	320.281	82.022.158	13	4.375
natte wassing ammonia	90	105	3.000.000	22.222	469.311	82.022.158	9	6.055
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	3.000.000	14.815	461.903	82.022.158	7	5.830
natte wassing dual alkali	92	84	3.000.000	22.222	469.311	82.022.158	7	5.923
regeneratief Wellman Lord	92	84	3.500.000	27.160	548.764	82.022.158	7	6.926

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		834				1.295.071.942	1.080	
droog sorbent injectie	60	334	20.000.000	2.222.222	5.202.812	1.295.071.942	432	8.028
half nat (of droog sproeitors)	85	125	32.000.000	833.333	5.602.277	1.295.071.942	162	6.102
natte wassing ammonia	90	83	42.000.000	833.333	7.092.572	1.295.071.942	108	7.296
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	36.000.000	555.556	5.920.617	1.295.071.942	86	5.958
natte wassing dual alkali	92	67	36.000.000	833.333	6.198.395	1.295.071.942	86	6.238
regeneratief Wellman Lord	92	67	47.000.000	1.018.519	8.022.905	1.295.071.942	86	8.074

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		834				863.381.295	720	
droog sorbent injectie	60	334	13.000.000	888.889	2.826.272	863.381.295	288	6.542
half nat (of droog sproeitors)	85	125	22.000.000	333.333	3.611.982	863.381.295	108	5.901
natte wassing ammonia	90	83	28.000.000	333.333	4.506.159	863.381.295	72	6.953
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	24.000.000	222.222	3.798.930	863.381.295	58	5.735
natte wassing dual alkali	92	67	24.000.000	333.333	3.910.041	863.381.295	58	5.902
regeneratief Wellman Lord	92	67	31.000.000	407.407	5.027.321	863.381.295	58	7.589

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		834				345.352.518	288	
droog sorbent injectie	60	334	5.000.000	155.556	900.703	345.352.518	115	5.212
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	10.000.000	58.333	1.548.628	345.352.518	43	6.326
natte wassing ammonia	90	83	14.000.000	58.333	2.144.746	345.352.518	29	8.274
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	13.000.000	38.889	1.976.272	345.352.518	23	7.458
natte wassing dual alkali	92	67	10.000.000	58.333	1.548.628	345.352.518	23	5.844
regeneratief Wellman Lord	92	67	13.000.000	71.667	2.009.050	345.352.518	23	7.582

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 MWth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		834				172.676.259	144	
droog sorbent injectie	60	334	3.000.000	77.778	524.866	172.676.259	58	6.074
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	6.000.000	29.167	923.344	172.676.259	22	7.543
natte wassing ammonia	90	83	8.000.000	29.167	1.221.403	172.676.259	14	9.424
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	7.000.000	19.444	1.062.651	172.676.259	12	8.021
natte wassing dual alkali	92	67	6.000.000	29.167	923.344	172.676.259	12	6.969
regeneratief Wellman Lord	92	67	7.000.000	35.833	1.079.040	172.676.259	12	8.144

Bijlage 3

boilers op zware stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		834				64.753.597	54	
droog sorbent injectie	60	334	1.000.000	31.111	180.140	64.753.597	22	5.559
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	2.000.000	11.667	309.726	64.753.597	8	6.747
natte wassing ammonia	90	83	3.000.000	11.667	458.755	64.753.597	5	9.439
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	3.000.000	7.778	454.866	64.753.597	4	9.155
natte wassing dual alkali	92	67	3.000.000	11.667	458.755	64.753.597	4	9.233
regeneratief Wellman Lord	92	67	3.500.000	14.333	535.937	64.753.597	4	10.787

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 600 MWth, representatief voor capaciteit >600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		167				1.177.338.129	197	
droog sorbent injectie	60	67	20.000.000	2.222.222	5.202.812	1.177.338.129	79	44.103
half nat (of droog sproeitoren)	85	25	32.000.000	833.333	5.602.277	1.177.338.129	29	33.522
natte wassing ammonia	90	17	42.000.000	833.333	7.092.572	1.177.338.129	20	40.081
natte wassing kalk/kalksteen	92	13	36.000.000	555.556	5.920.617	1.177.338.129	16	32.731
natte wassing dual alkali	92	13	36.000.000	833.333	6.198.395	1.177.338.129	16	34.267
regeneratief Wellman Lord	92	13	47.000.000	1.018.519	8.022.905	1.177.338.129	16	44.353

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 400 MWth, representatief voor capaciteit 300-600 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebit en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		167				784.892.086	131	
droog sorbent injectie	60	67	13.000.000	888.889	2.826.272	784.892.086	52	35.937
half nat (of droog sproeitoren)	85	25	22.000.000	333.333	3.611.982	784.892.086	20	32.419
natte wassing ammonia	90	17	28.000.000	333.333	4.506.159	784.892.086	13	38.198
natte wassing kalk/kalksteen	92	13	24.000.000	222.222	3.798.930	784.892.086	10	31.503
natte wassing dual alkali	92	13	24.000.000	333.333	3.910.041	784.892.086	10	32.424
regeneratief Wellman Lord	92	13	31.000.000	407.407	5.027.321	784.892.086	10	41.689

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 160 MWth, representatief voor capaciteit 100-300 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		167				313.956.835	52	
droog sorbent injectie	60	67	5.000.000	155.556	900.703	313.956.835	21	28.631
half nat (of droog sproeitoren)	85	25	10.000.000	58.333	1.548.628	313.956.835	8	34.749
natte wassing ammonia	90	17	14.000.000	58.333	2.144.746	313.956.835	5	45.451
natte wassing kalk/kalksteen	92	13	13.000.000	38.889	1.976.272	313.956.835	4	40.971
natte wassing dual alkali	92	13	10.000.000	58.333	1.548.628	313.956.835	4	32.105
regeneratief Wellman Lord	92	13	13.000.000	71.667	2.009.050	313.956.835	4	41.650

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 80 MWth, representatief voor capaciteit 50-100 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		167				156.978.417	26	
droog sorbent injectie	60	67	3.000.000	77.778	524.866	156.978.417	10	33.369
half nat (of droog sproeitoren)	85	25	6.000.000	29.167	923.344	156.978.417	4	41.437
natte wassing ammonia	90	17	8.000.000	29.167	1.221.403	156.978.417	3	51.768
natte wassing kalk/kalksteen	92	13	7.000.000	19.444	1.062.651	156.978.417	2	44.060
natte wassing dual alkali	92	13	6.000.000	29.167	923.344	156.978.417	2	38.284
regeneratief Wellman Lord	92	13	7.000.000	35.833	1.079.040	156.978.417	2	44.740

Bijlage 3

boilers op lichte stookolie met een capaciteit van 30 MWth, representatief voor capaciteit < 50 Mwth met ± 2000 bedrijfsuren per jaar								
maatregel	verwijdering %	SO ₂ emissies (mg/Nm ³)	Investerings-kost (euro)	operationele kost (euro/jaar)	totale kost (euro/jaar)	rookgasdebiet en bij 2000u/jaar (Nm ³ /jaar droog)	totale ton SO ₂ geëmitteerd per jaar bij 2000u/jaar	kost in euro/ton SO ₂ verwijderd bij 2000u/jaar
geen		167				58.866.906	10	
droog sorbent injectie	60	67	1.000.000	31.111	180.140	58.866.906	4	30.540
half nat (of droog sproeitoren)	85	25	2.000.000	11.667	309.726	58.866.906	1	37.066
natte wassing ammonia	90	17	3.000.000	11.667	458.755	58.866.906	1	51.850
natte wassing kalk/kalksteen	92	13	3.000.000	7.778	454.866	58.866.906	1	50.293
natte wassing dual alkali	92	13	3.000.000	11.667	458.755	58.866.906	1	50.723
regeneratief Wellman Lord	92	13	3.500.000	14.333	535.937	58.866.906	1	59.257

Gegevenstabellen met SO₂ emissieconcentraties bij gebruik van brandstoffen, 0,5 % S voor vaste en vloeibare brandstoffen (zware stookolie) en 0,1 % S voor lichte stookolie, investerings-, operationele en totale kosten van de verschillende milieumaatregelen, de kosteneffectiviteit en de specifieke kost in euro per kWh_e geleverd

Indien men overschakeld op een laag S-brandstof kunnen nog steeds secundaire maatregelen worden getroffen om de SO₂ en/of NO_x emissies te beperken. Onderstaande tabellen geven een overzicht van de haalbare SO₂ emissievrachten en de kosten die deze extra maatregelen met zich meebrengen. De NO_x reducerende maatregelen werden reeds uitgebreid beschreven.

Tabel 1: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof met 0,5 % S = 600

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.050	1.722	6.890						
droog sorbent injectie	60	420	689	2.756	5.647.256	13.380.590	5.464	3.237	0,0118	0,0070
half nat (of droog sproeitoren)	85	158	258	1.033	5.768.944	8.668.944	3.940	1.480	0,0120	0,0045
natte wassing ammonia	90	105	172	689	7.259.239	10.159.239	4.683	1.638	0,0151	0,0053
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	138	551	6.031.728	7.965.062	3.806	1.257	0,0126	0,0042
natte wassing dual alkali	92	84	138	551	6.365.062	9.265.062	4.017	1.462	0,0133	0,0048
regeneratief Wellman Lord	92	84	138	551	8.226.608	11.771.053	5.191	1.857	0,0172	0,0061

¹ werkingsuren op vollast

Tabel 2: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof met 0,5 % S =300 - < 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ²		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.050	1.148	4.593						
droog sorbent injectie	60	420	459	1.837	3.270.717	7.137.383	4.747	2.590	0,0102	0,0056
half nat (of droog sproeitoren)	85	158	172	689	3.778.649	5.228.649	3.871	1.339	0,0118	0,0041
natte wassing ammonia	90	105	115	459	4.672.826	6.122.826	4.521	1.481	0,0146	0,0048
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	92	367	3.910.041	4.876.708	3.701	1.154	0,0122	0,0038
natte wassing dual alkali	92	84	92	367	4.076.708	5.526.708	3.859	1.308	0,0127	0,0043
regeneratief Wellman Lord	92	84	92	367	5.231.025	7.003.247	4.952	1.657	0,0164	0,0055

² werkingsuren op vollast

Tabel 3: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof met 0,5 % S = 100 - < 300 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ³		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.050	459	1.837						
droog sorbent injectie	60	420	184	735	1.189.592	2.478.480	4.316	2.248	0,0093	0,0048
half nat (of droog sproeitoren)	85	158	69	276	1.656.962	2.140.295	4.244	1.370	0,0130	0,0042
natte wassing ammonia	90	105	46	184	2.253.080	2.736.413	5.450	1.655	0,0176	0,0053
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	37	147	2.048.494	2.370.716	4.848	1.403	0,0160	0,0046
natte wassing dual alkali	92	84	37	147	1.656.962	2.140.295	3.921	1.266	0,0130	0,0042
regeneratief Wellman Lord	92	84	37	147	2.141.087	2.731.828	5.067	1.616	0,0167	0,0053

³ werkingsuren op vollast

Tabel 4: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof met 0,5 % S =50 - <100 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ⁴		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.050	230	919						
droog sorbent injectie	60	420	92	367	624.866	1.140.421	4.535	2.069	0,0098	0,0045
half nat (of droog sproeitors)	85	158	34	138	960.844	1.154.177	4.922	1.478	0,0150	0,1145
natte wassing ammonia	90	105	23	92	1.258.903	1.452.236	6.091	1.756	0,0197	0,0057
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	18	73	1.087.651	1.216.539	5.148	1.439	0,0170	0,0048
natte wassing dual alkali	92	84	18	73	960.844	1.154.177	4.548	1.366	0,0150	0,0045
regeneratief Wellman Lord	92	84	18	73	1.124.688	1.360.984	5.323	1.610	0,0176	0,0053

⁴ werkingsuren op vollast

Tabel 5: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof met 0,5 % S <50 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ⁵		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.050	86	344						
droog sorbent injectie	60	420	34	138	208.288	380.140	4.031	1.839	0,0087	0,0040
half nat (of droog sproeitoren)	85	158	13	52	320.281	384.726	4.375	1.314	0,0134	0,0040
natte wassing ammonia	90	105	9	34	469.311	533.756	6.055	1.722	0,0196	0,0056
natte wassing kalk/kalksteen	92	84	7	28	461.903	504.866	5.830	1.593	0,0193	0,0053
natte wassing dual alkali	92	84	7	28	469.311	533.756	5.923	1.684	0,0196	0,0056
regeneratief Wellman Lord	92	84	7	28	548.764	627.529	6.926	1.980	0,0229	0,0065

⁵ werkingsuren op vollast

Tabel 6: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie met 0,5 % S = 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ⁶		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		834	1.080	4.320						
droog sorbent injectie	60	334	432	1.728	5.202.812	11.647.257	8.028	4.493	0,0108	0,0061
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	162	648	5.602.277	8.018.944	6.102	2.184	0,0117	0,0042
natte wassing ammonia	90	83	108	432	7.092.572	9.509.239	7.296	2.446	0,0148	0,0050
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	86	346	5.920.617	7.531.729	5.958	1.895	0,0123	0,0039
natte wassing dual alkali	92	67	86	346	6.198.395	8.615.062	6.238	2.167	0,0129	0,0045
regeneratief Wellman Lord	92	67	86	346	8.022.905	10.976.609	8.074	2.762	0,0167	0,0057

⁶ werkingsuren op vollast

Tabel 7: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie met 0,5 % S =300 - < 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ⁷		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		834	720	2.880						
droog sorbent injectie	60	334	288	1.152	2.826.272	5.404.050	6.542	3.127	0,0088	0,0042
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	108	432	3.611.982	4.578.649	5.901	1.870	0,0113	0,0036
natte wassing ammonia	90	83	72	288	4.506.159	5.472.826	6.953	2.111	0,0141	0,0043
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	58	230	3.798.930	4.443.375	5.735	1.677	0,0119	0,0035
natte wassing dual alkali	92	67	58	230	3.910.041	4.876.708	5.902	1.840	0,0122	0,0038
regeneratief Wellman Lord	92	67	58	230	5.027.321	6.208.803	7.589	2.343	0,0157	0,0049

⁷ werkingsuren op vollast

Tabel 8: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie met 0,5 % S = 100 - < 300 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ⁸		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		834	288	1.152						
droog sorbent injectie	60	334	115	461	900.703	1.351.815	5.212	1.956	0,0070	0,0026
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	43	173	1.548.628	1.717.795	6.326	1.754	0,0121	0,0034
natte wassing ammonia	90	83	29	115	2.144.746	2.313.913	8.274	2.232	0,0168	0,0045
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	23	92	1.976.272	2.089.050	7.458	1.971	0,0155	0,0041
natte wassing dual alkali	92	67	23	92	1.548.628	1.717.795	5.844	1.621	0,0121	0,0034
regeneratief Wellman Lord	92	67	23	92	2.009.050	2.216.883	7.582	2.092	0,0157	0,0043

⁸ werkingsuren op vollast

Tabel 9: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie met 0,5 % S =50 - <100 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ⁹		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		834	144	576						
droog sorbent injectie	60	334	58	230	524.866	750.421	6.074	2.171	0,0082	0,0029
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	22	86	923.344	1.007.927	7.543	2.059	0,0144	0,0039
natte wassing ammonia	90	83	14	58	1.221.403	1.305.986	9.424	2.519	0,0191	0,0051
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	12	46	1.062.651	1.119.039	8.021	2.112	0,0166	0,0044
natte wassing dual alkali	92	67	12	46	923.344	1.007.927	6.969	1.902	0,0144	0,0039
regeneratief Wellman Lord	92	67	12	46	1.079.040	1.182.956	8.144	2.232	0,0169	0,0046

⁹ werkingsuren op vollast

Tabel 10: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie met 0,5 % S <50 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹⁰		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		834	54	216						
droog sorbent injectie	60	334	22	86	180.140	270.362	5.559	2.086	0,0075	0,0028
half nat (of droog sproeitoren)	85	125	8	32	309.726	343.559	6.747	1.871	0,0129	0,0036
natte wassing ammonia	90	83	5	22	458.755	492.588	9.439	2.534	0,0191	0,0051
natte wassing kalk/kalksteen	92	67	4	17	454.866	477.421	9.155	2.402	0,0190	0,0050
natte wassing dual alkali	92	67	4	17	458.755	492.588	9.233	2.479	0,0191	0,0051
regeneratief Wellman Lord	92	67	4	17	535.937	577.503	10.787	2.906	0,0233	0,0060

¹⁰ werkingsuren op vollast

Gegevenstabellen met NO_x/SO₂ emissieconcentraties, investerings-, operationele en totale kosten van de verschillende gecombineerde NO_x/SO₂ reductiemaatregelen, de kosteneffectiviteit en de specifieke kost in euro per kWh_e geleverd

Invloed van de secundaire gecombineerde technieken op NO_x emissies:

Tabel 11: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof = 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹¹		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.300	2.133	8.530						
Aktief kool	60	500	853	3.412	11.330.123	13.142.123	8.855	2.568	0,030	0,007
Alkali injectie	45	715	1.173	4.692	2.541.265	6.165.265	2.648	1.606	0,010	0,003
deSONOx-WA-SNOx	95	65	107	427	8.560.504	11.459.704	4.225	1.414	0,020	0,006

¹¹ werkingsuren op vollast

Tabel 12: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof > 300 MW_{th} - = 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.100	1.203	4.812						
Aktief kool	60	440	481	1.925	7.553.415	8.761.415	10.465	3.035	0,030	0,007
Alkali injectie	45	605	662	2.647	1.694.177	4.110.177	3.130	1.898	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	55	60	241	5.707.003	7.639.803	4.994	1.671	0,020	0,006

Tabel 13: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof ³ 100 – < 300 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.100	481	1.925						
Aktief kool	60	440	192	770	3.021.366	3.504.566	10.465	3.035	0,030	0,007
Alkali injectie	45	605	265	1059	677.671	1.644.071	3.130	1.898	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	55	24	96	2.538.801	4.085.041	5.554	2.234	0,030	0,008

Tabel 14: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof ³ 50 - < 100

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		800	175	700						
Aktief kool	60	320	70	280	2.861.446	2.861.688	27.255	6.814	0,045	0,010
Alkali injectie	45	440	96	385	357.831	358.314	4.544	1.138	0,006	0,001
deSONOx-WSA-SNOx	95	40	9	35	2.027.153	2.028.216	12.195	3.050	0,030	0,008

Tabel 15: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof <50 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		800	66	263						
Aktief kool	60	320	26	105	2.861.396	2.861.487	72.678	18.170	0,120	0,030
Alkali injectie	45	440	36	144	357.731	357.912	12.115	3.030	0,015	0,004
deSONOx-WSA-SNOx	95	40	3	13	2.026.933	2.027.332	32.516	8.131	0,085	0,020

Tabel 16: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vloeibare brandstof = 600MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		700	907	3.626						
Aktief kool	60	280	363	1.450	11.330.123	13.142.123	20.830	6.040	0,030	0,007
Alkali injectie	45	385	499	1.994	2.541.265	6.165.265	6.229	3.778	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	35	45	181	8.560.504	11.459.704	9.940	3.327	0,020	0,006

Tabel 17: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vloeibare brandstof ³ 300 – < 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		700	604	2.417						
Aktief kool	60	280	242	967	7.553.415	8.761.415	20.830	6.040	0,030	0,007
Alkali injectie	45	385	332	1.330	1.694.177	4.110.177	6.229	3.778	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	35	30	121	5.707.003	7.639.803	9.940	3.327	0,020	0,006

Tabel 18: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vloeibare brandstof ³ 100 – < 300 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		700	242	967						
Aktief kool	60	280	97	387	3.021.366	3.504.566	20.830	6.040	0,030	0,007
Alkali injectie	45	385	133	532	677.671	1.644.071	6.229	3.778	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	35	12	48	2.538.801	4.085.041	11.055	4.447	0,030	0,008

Tabel 19: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vloeibare brandstof ³ 50 - < 100 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		500	86	345						
Aktief kool	60	200	35	138	2.861.446	2.861.688	55.237	13.810	0,045	0,010
Alkali injectie	45	275	47	190	357.831	358.314	9.210	2.306	0,006	0,001
deSONOx-WSA-SNOx	95	25	4	17	2.027.153	2.028.216	24.715	6.182	0,030	0,008

Tabel 20: Geschatte NO_x-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vloeibare brandstof < 50 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton NO _x verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		500	32	130						
Aktief kool	60	200	13	52	2.861.396	2.861.487	147.297	36.825	0,120	0,030
Alkali injectie	45	275	18	71	357.731	357.912	24.553	6.141	0,015	0,004
deSONOx-WSA-SNOx	95	25	2	6	2.026.933	2.027.332	65.899	16.478	0,085	0,020

Invloed van de secundaire gecombineerde technieken op SO₂ emissies:

Tabel 21: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof = 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		2100	3.445	13.780						
Aktief kool	60	105	172	689	11.330.123	13.142.123	3.462	1.004	0,030	0,007
Alkali injectie	45	210	344	1.378	2.541.265	6.165.265	820	497	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	315	517	2.067	8.560.504	11.459.704	2.923	978	0,020	0,006

Tabel 22: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof = 300 - < 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		2100	2.297	9.186						
Aktief kool	60	105	115	459	7.553.415	8.761.415	3.462	1.004	0,030	0,007
Alkali injectie	45	210	230	919	1.694.177	4.110.177	820	497	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	315	344	1.378	5.707.003	7.639.803	2.923	978	0,020	0,006

Tabel 23: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof = 100 - < 300 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		2100	919	3.675						
Aktief kool	60	105	46	138	3.021.366	3.504.566	3.462	1.339	0,030	0,007
Alkali injectie	45	210	92	276	677.671	1.644.071	820	663	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	315	138	413	2.538.801	4.085.041	3.251	1.744	0,030	0,008

Tabel 24: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof =50 - <100 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		2100	459	1.837						
Aktief kool	60	105	23	92	2.861.446	2.861.688	6.558	1.640	0,045	0,010
Alkali injectie	45	210	46	184	357.831	358.314	866	217	0,006	0,001
deSONOx-WSA-SNOx	95	315	69	276	2.027.153	2.028.216	5.192	1.299	0,030	0,008

Tabel 25: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op vaste brandstof <50 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 6% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		2100	172	689						
Aktief kool	60	105	9	34	2.861.396	2.861.487	17.487	4.372	0,120	0,030
Alkali injectie	45	210	17	69	357.731	357.912	2.308	577	0,015	0,004
deSONOx-WSA-SNOx	95	315	26	103	2.026.933	2.027.332	13.844	3.462	0,085	0,020

Tabel 26: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie = 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹²		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.667	2.159	8.636	11.330.123	13.142.123				
Aktief kool	60	83	108	432	2.541.265	6.165.265	5.524	1.602	0,030	0,007
Alkali injectie	45	167	216	864	8.560.504	11.459.704	1.308	793	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	250	324	1.295	1.296.000	5.209.920	4.665	1.561	0,020	0,006

Tabel 27: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie = 300 - < 600 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹³		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.667	1.439	5.757						
Aktief kool	60	83	72	288	7.553.415	8.761.415	5.524	1602	0,030	0,007
Alkali injectie	45	167	144	576	1.694.177	4.110.177	1.308	793	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	250	216	864	5.707.003	7.639.803	4.665	1.561	0,020	0,006

¹² werkingsuren op vollast¹³ werkingsuren op vollast

Tabel 28: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie = 100 - < 300 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹⁴		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.667	576	2.303						
Aktief kool	60	83	29	115	3.021.366	3.504.566	5.524	1.602	0,030	0,007
Alkali injectie	45	167	58	230	677.671	1.644.071	1.308	793	0,010	0,003
deSONOx-WSA-SNOx	95	250	86	345	2.538.801	4.085.041	5.188	2.087	0,030	0,008

Tabel 29: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie =50 - <100 MW_{th}

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3% O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹⁵		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.667	288	1.151						
Aktief kool	60	83	14	58	2.861.446	2.861.688	10.464	2.616	0,045	0,010
Alkali injectie	45	167	29	115	357.831	358.314	1.381	346	0,006	0,001
deSONOx-WSA-SNOx	95	250	43	173	2.027.153	2.028.216	8.285	2.072	0,030	0,008

¹⁴ werkingsuren op vollast¹⁵ werkingsuren op vollast

Tabel 30: Geschatte SO₂-reductiekosten van aanpassingen aan bestaande stookinstallaties op zware stookolie <50

Milieuvriendelijke techniek	Emissie-reductie %	Emissie-conc. (mg/Nm ³ bij 3 O ₂)	Geschatte emissie (ton/jaar) van de stookinstallatie ¹⁶		Totale jaarlijkse kost (euro/jaar)		Kost in euro/ton SO ₂ verwijderd		Kost in euro/kWh _e	
			2000 uur/j	8000 uur/j	2000* uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j	2000 uur/j	8000 uur/j
geen		1.667	108	432						
Aktief kool	60	83	5	22	2.861.396	2.861.487	27.903	6.976	0,120	0,030
Alkali injectie	45	167	11	43	357.731	357.912	3.682	921	0,015	0,004
deSONOx-WSA-SNOx	95	250	16	65	2.026.933	2.027.332	22.091	5.524	0,085	0,020

¹⁶ werkingsuren op vollast

BIJLAGE 4: NIEUWE VERBRANDINGSTECHNOLOGIEËN IN ONTWIKKELING

1. Wervelbedverbranding

Wervelbedverbranding is een technologie die de brandstof verbrandt in een bed van vaste deeltjes in suspensie gehouden (i.e. gefluïdiseerd) door een opwaartse luchtstroming. De deeltjes in het bed kunnen zich vrij bewegen zoals in een fluïdum. Het procédé is beter bekend onder de Engelse benaming “Fluidized Bed Combustion” (FBC).

Het eigenlijke wervelbed wordt ondersteund door een fluïdisatierooster waardoor de verbrandingslucht wordt geblazen. Het bed bestaat hoofdzakelijk uit inert materiaal i.e. verbrandingsassen of zand bij de allereerste opstart, gemengd met een sorbent (kalksteen of dolomiet) voor de reductie van SO₂.

De vers ingebrachte brandstof (steenkool, zware fuel) wordt gehomogeniseerd in het bed en de ontvlaming gebeurt spontaan door de hoge temperatuur (+/- 850 °C). De totale fractie van de te verbranden brandstof wordt laag gehouden (enkele % afhankelijk van de reactiviteit ; bvb. voor een kolengestookt wervelbed is minder dan 1% van het bed materiaal brandbare materie).

Naargelang de gehanteerde doorstroomsnelheid van de verbrandingslucht doorheen het bed worden hoofdzakelijk twee regimes onderscheiden :

- **Bubbling bed** : de gasdoorstroomsnelheid is laag en het gas warrelt als bellen door het bed. Er is in dit geval een duidelijk bedoppervlak waarneembaar waarvan de expansiehoogte vergroot met toenemende doorstroomsnelheid.
- **Circulerend bed** : de gasdoorstroomsnelheid is zo groot dat de uitgeoefende liftkracht het bed volledig meesleurt en over de gehele reactor expandeert. Er is in dit geval geen duidelijk bedoppervlak meer waarneembaar en het is noodzakelijk om de vaste deeltjes te recupereren met cyclonen om een volledig verlies van het wervelbed te vermijden.

Naargelang de verbranding in de wervelbedreactor al dan niet onder druk gebeurt, spreekt men respectievelijk van wervelbedverbranding onder druk (PFBC of Pressurized Fluidized Bed Combustion) en wervelbedverbranding op atmosferische druk (AFBC of Atmospheric Fluidized Bed Combustion).

De wezenlijke verschillen tussen installaties met wervelbedverbranding ten opzichte van “normale” verbranding zijn :

- SO₂-emissie wordt direct aan de bron bestreden door rechtstreekse toevoeging van sorbent (kalksteen of dolomiet).
Het specifiek verbruik van sorbent is echter gevoelig hoger in vergelijking met gelijkaardige ontzwavelingsrendementen behaald met rookgaszuiveringsinstallaties van het natte type kalksteen/gips (zie technische fiches).
- Aanzienlijk lagere piektemperaturen voor het maximaliseren van de SO₂-absorptie, alsook voor het vermijden van agglomeratie van het bed door verweking/smelting van de vaste deeltjes.
- Lagere NO_x waarden aan de uitgang van de ketel dankzij de lagere piektemperaturen (verwaarloosbare thermische NO_x) en mogelijkheid tot getrapte verbrandingslucht
- De mogelijkheid tot het gebruik van “laagwaardige” brandstof (hoog asgehalte, hoog vochtgehalte, hoog zwavelgehalte), alsook van bepaalde residuen. Wervelbedverbranding heeft dus een grote flexibiliteit naar soort brandstof.
- Een nadeel is de belangrijke uitstoot van N₂O : het mechanisme voor de vorming van N₂O is niet helemaal duidelijk, maar is vooral te wijten aan de lagere werkingstemperatuur in het bed.

1.1 Wervelbedverbranding op atmosferische druk

1.1.1 Principes

Nieuwe AFBC stookinstallaties gebruiken hoofdzakelijk het circulerend bed wegens de langere contacttijd tussen de vaste deeltjes en de gasfase in vergelijking met het bubbling bed. Dit regime verhoogt het rendement voor SO₂-absorptie, verbetert de uitbrand en verhoogt het thermisch vermogen per eenheid horizontale bedoppervlakte (W/m²) waardoor kleinere wervelbedreactoren kunnen ingezet worden voor hetzelfde vermogen.

Een deel van de verbrandingslucht is fluïdisatielucht (onderaan ingeblazen), een ander deel wordt op een hoger niveau ingeblazen, wat resulteert in trapsgewijze verbrandingsluchttoevoer. Dit heeft een gunstig effect op de NO_x emissies.

De verbrandingsefficiëntie van een conventionele stookinstallatie is > 99%, dus is er weinig marge voor verbetering. Een AFBC is quasi-identiek aan een klassieke stookinstallatie wat betreft de bepaling van het energetisch rendement :

- Indien de stookinstallatie de brandstofenergie omzet tot stoom, wordt het netto-rendement, onder andere, bepaald door de evolutie van de stoomparameters (van subkritisch naar superkritisch).
- Het elektriciteitsverbruik door de hulpdiensten, met name het meerverbruik van de luchtblazers voor de fluïdisatie van het wervelbed, is hoger dan dat van een klassieke stookinstallatie met inbegrip van een rookgaszuiveringsinstallatie.
- De verliezen via de onverbranden in de assen zijn hoger dan deze van een klassieke stookinstallatie.

1.2 Wervelbedverbranding onder druk

1.2.1 Principes

PFBC wordt uitgevoerd met zowel het bubbling bed als het circulerend bed concept naargelang de constructeur. Het onder druk zetten van de wervelbedreactor laat toe om het reactorvolume verder te verkleinen. Hieruit volgt dat PFBC minder ruimte inneemt dan AFBC en zeker minder dan een conventionele stookinstallatie (bvb. voor een 250 MW_{th} centrale is PFBC tot 5 keer minder hoog dan poederkoolcentrale ^(ref. A14)).

Het voornaamste voordeel van PFBC ligt evenwel in het feit dat een hoger netto rendement kan worden verkregen via een gecombineerde cyclus (STEG). Terzelfdertijd worden grotendeels de karakteristieken van AFBC behouden (breed brandstofgamma, SO₂-absorptie in het wervelbed, beperkte NO_x vorming).

Een PFBC bestaat uit :

- De brandstofvoorbereiding en het doseersysteem
- Het PFBC drukvat met bubbling of circulerend bed
- De cyclonen (binnenin het PFBC-drukvat)
- Een hoge temperatuur stoffilter
- De STEG

Een PFBC is, in tegenstelling met een AFBC, voor de bepaling van het energetisch rendement, niet onmiddellijk vergelijkbaar met een klassieke stookinstallatie, doch eerder met IGCC omwille van de gecombineerde cyclus : het netto-rendement wordt bepaald door de temperatuur/druk aan de ingang van de gasturbine en, indien aangewend voor stoomproductie, door de evolutie van de stoomparameters.

1.3 Commerciële beschikbaarheid

Beide types AFBC zijn op dit ogenblik bewezen technologie. De capaciteiten variëren van laag tot hoog (tot 660 MW_{th}). Zelfs nog hogere capaciteiten kunnen verwacht worden in de nabije toekomst.

PFBC is op dit ogenblik nog geen bewezen technologie ; de industriële realisaties zijn zeldzaam.

PFBC wordt steeds betrouwbaarder en meer efficiënt. Dit wordt de “tweede generatie PFBC” genoemd. Een belangrijke efficiëntie verhogende maatregel is de integratie van een vergasser in de cyclus. De vergasser produceert een gasvormige brandstof, die bijkomende energie levert aan de gasturbine.

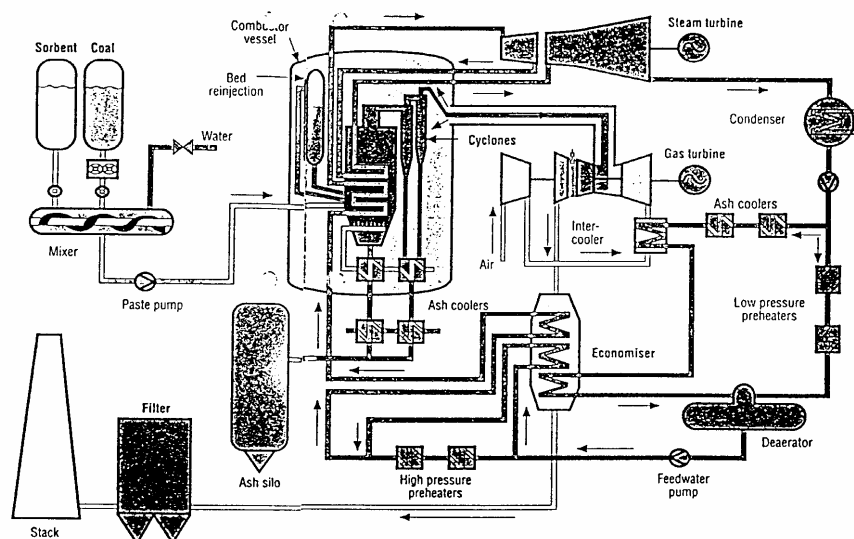
1.4 Procesvaring

AFBC heeft tot nu toe een lagere beschikbaarheid en betrouwbaarheid als een klassieke stookinstallatie, ook al is dit een bewezen technologie.

PFBC heeft, mede door het nog niet volgroeid zijn van de technologie, de laagste beschikbaarheid en betrouwbaarheid. Bovendien maakt deze technologie gebruik van een gasturbine op basis van een gas met wisselende samenstelling, wat voor (operationele) problemen zorgt.

De nodige tijd voor het onderhoud wordt geschat op +/- 6 weken per jaar voor AFBC, en +/- 8 weken per jaar voor PFBC.

PFBC zou, volgens ref. 43, afgeremd worden in de ontwikkeling omdat de “moderne” poederkoolverbranding steeds hogere rendementen haalt, en de vliegas en het gips kunnen worden hergebruikt. Voor de assen van PFBC wordt onvoldoende nuttige toepassing gevonden



Figuur 1: PFBC

2. Vergassing

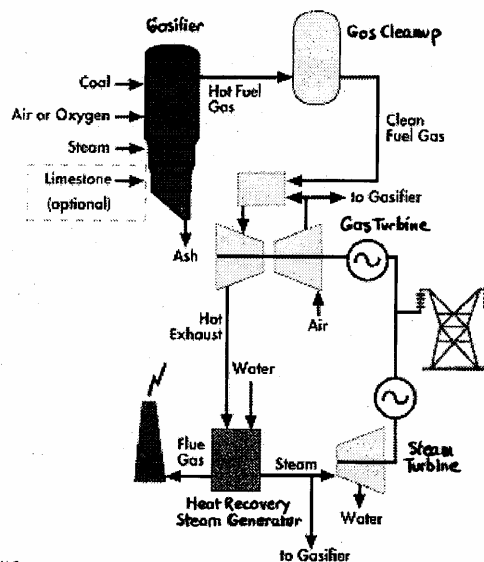
Vergassing is een techniek die erin bestaat om steenkool, olie, biomassa, ... om te zetten in een gas dat dan kan verbrand worden in een gasmotor, gasturbine, gasgestookte ketel, ... voor de productie van elektriciteit en/of warmte.

In deze paragraaf wordt aandacht besteed aan de technologie die de vergassing combineert met een gecombineerde cyclus (gasturbine + stoomturbine), nl. IGCC ("Integrated Gasification Combined Cycle").

2.1 IGCC

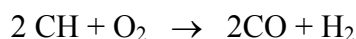
2.1.1 Principes

De steenkoolvergassingstechnologie geïntegreerd in een gecombineerde cyclus kan schematisch worden voorgesteld als volgt :



Figuur 2: Schema geïntegreerde gasification combined cycle (Belconsulting, 2000)

De vergassing van steenkool verloopt volgens een gedeeltelijke verbranding waarbij de brandstof in overmaat aanwezig is ten opzichte van het oxidans (lucht of zuurstof). De thermische reacties in de vergasser zijn relatief complex maar kunnen met de volgende reactie worden samengevat :



De voornaamste gascomponenten die worden gevormd zijn koolstofmonoxide (65%) en waterstof (30%).

Momenteel onderscheidt men drie dominerende vergassertypes : vast bed, wervelbed en stofwolkproces. Buiten de eigenlijke uitbatingsvoorwaarden (temperatuur, druk) verschillen deze vergassertypes hoofdzakelijk in de wijze waarop de reagentia worden

binnengebracht, de wijze waarop de brandstof en het verbrandingsgas met elkaar in contact komen en de wijze waarop de assen worden geëvacueerd.

Het netto energetisch rendement gaat zijn opmars voorzetten; deze is voor een groot deel gekoppeld aan de verhoging van de gastemperatuur aan de uitgang van de gasturbine.

Op dit ogenblik zijn er commerciële ontwerpen met (elektrische) efficiëntie tot 45%; de technologie zal blijvend verbeteren en het is de verwachting dat de efficiëntie zal stijgen tot boven 50%.

Het ruwe synthesesegas dat van de vergasser komt bevat een zeker aantal vervuilende componenten die moeten verwijderd worden vooraleer het synthesesegas in de gasturbine kan worden gebracht.

Er bestaan twee types voor de gaszuivering : gaszuivering op lage temperatuur (“Cold Gas Cleaning” $< 100\text{ }^{\circ}\text{C}$) en op hoge temperatuur (“Hot Gas Cleaning” ca. $550\text{ }^{\circ}\text{C}$).

In een ideaal systeem worden de gassen gezuiverd op reactor temperatuur zodat er een maximale warmteoverdracht is naar de gasturbine. Het is duidelijk dat bij cold gas cleaning er meer warmteverlies is dan bij hot gas cleaning. Hot gas cleaning bevindt zich echter nog in de onderzoeksfase. Drie belangrijke categorieën pollutanten moeten verwijderd worden :

- De zwavelcomponenten
- Het stof
- Oxides van alkali metalen. Bij condensatie in de gasturbine, kleven ze vast en veroorzaken corrosie op de turbine bladen.

De verwijdering van de alkali oxides stelt problemen. Bij de reactor uitlaattemperaturen zijn de metaaloxides in gesublimeerde toestand en zijn er geen betrouwbare verwijderingstechnieken. Een daling van de temperatuur tot $< 580\text{ }^{\circ}\text{C}$, waarbij de alkali oxides

2.1.2 Commerciële beschikbaarheid

De IGCC technologie is nog volop in ontwikkeling. De ervaring die wordt opgedaan in nieuwe eenheden zal doorslaggevend zijn voor de koers die IGCC zal varen. De onzekerheden met betrekking tot de beschikbaarheid en de uitbatings- en onderhoudskosten zullen verminderen van zodra een betekenisvol aantal bedrijfsuren zal gedraaid zijn. De verdere ontwikkelingen spitsen zich toe op 4 domeinen :

- Geavanceerde vergassers : de vergasser draagt voor een kwart bij tot de kost van elektriciteit geproduceerd in een IGCC.
- Ontzwaveling op hoge temperatuur : er lopen studies die de optimale ontzwavelingstemperatuur bepalen tegen een zo laag mogelijke kost. Het studiewerk richt zich op de bepaling van een sorbent met lage kost en stabiele werking, dat gedoseerd wordt in een reactor op basis van een wervelbed – of bewegend bed configuratie.
- Ontstopping op hoge temperatuur : de filter elementen (bvb. materiaal) en het systeem ontwerp worden aangepast naargelang de karakteristieken van het stof beter gekend zijn.

- Geavanceerde (gas)turbines

2.1.3 Proceservaring

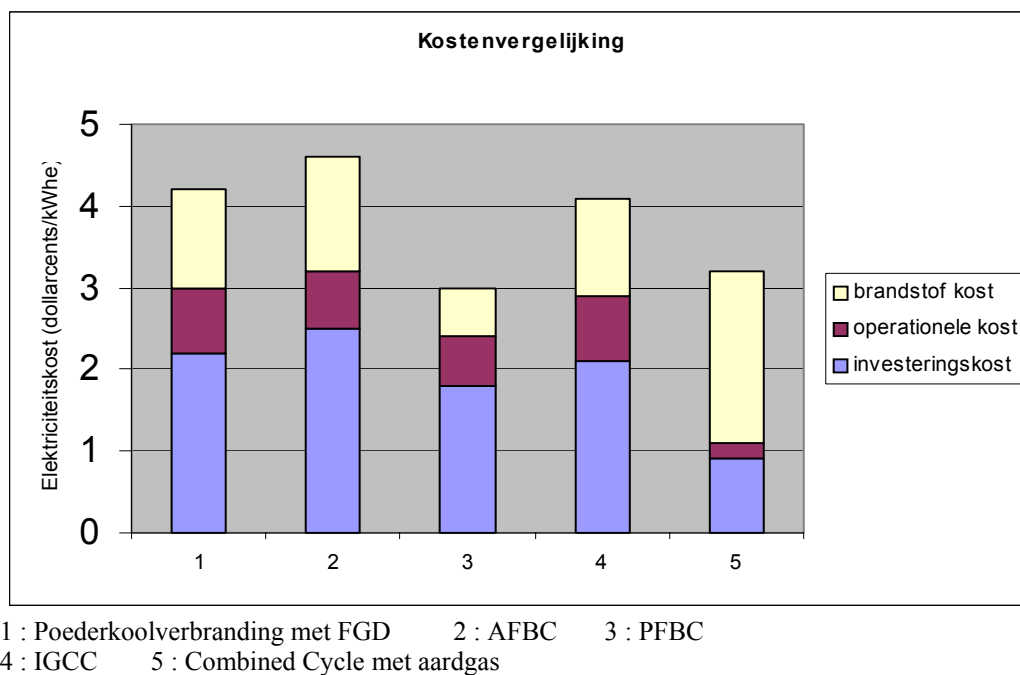
Gezien de technologie nog relatief nieuw is, is het moeilijk een duidelijk beeld te hebben van deze technologie wat uitbating en onderhoud betreft.

De technologie is relatief ingewikkeld en het valt te verwachten dat er meer onderhoud zal nodig zijn dan bvb. voor een klassieke stookinstallatie.

2.1.4 Kostprijs

In de volgende paragraaf is een vergelijking tussen een conventionele poederstook, wervelbedverbranding en IGCC opgenomen, met niet alleen aandacht voor de (relatieve) kostprijs maar ook voor operationele factoren.

Op die manier wordt een volledige vergelijking bekomen van deze drie “concurrerende” technieken, zonder één onderdeel (bvb. kostprijs, milieuprestaties, ...) apart te benadrukken.



*Figuur 3: Kostenvergelijking klassieke stookinstallatie -
IGCC - wervelbedverbranding*

3. Vergelijking van een klassieke stookinstallatie met IGCC en wervelbedtechnologie

Deze paragraaf vergelijkt een klassieke stookinstallatie met twee andere technologieën voor energieomzetting nl. IGCC en wervelbed (AFBC en PFBC). Deze vergelijking wordt toegepast voor steenkool, maar kan in principe gebeuren voor om 't even welke brandstof die ook voor IGCC en wervelbed in aanmerking komt (bvb. petroleumresiduen). Deze twee technologieën zijn momenteel, voor steenkoolverbranding, niet in gebruik in Vlaanderen.

Deze vergelijking is nuttig in het kader van deze studie omdat het technologieën betreft met directe invloed op de emissie van de pollutanten NO_x, SO₂, stof, Deze technologieën kunnen eigenlijk niet zomaar in de rij gezet worden met de andere emissiereducerende maatregelen, omdat ze een overall impact hebben op de volledige installatie.

De vergelijking bekijkt niet alleen de milieuprestaties van deze technologieën, maar ook de kosten, de bedrijfszekerheid, operationele factoren, ...

Volgende installaties worden met elkaar vergeleken :

- Poederkooltechnologie met stofafscheiding, SCR en natte wasser met kalksteen ("PK")
- Integrated Gasification Combined Cycle ("IGCC") ; vergassing van de brandstof en verbranding van het synthesegas in een gasturbine.
- Atmospheric Fluidized Bed Combustion ("AFBC") ; wervelbedverbranding onder atmosferische omstandigheden.
- Pressurized Fluidized Bed Combustion ("PFBC") ; wervelbedverbranding onder druk gekoppeld met een gasturbine.

3.1 Ecologische aspecten

De volgende tabel geeft een kwalitatieve vergelijking van de belangrijkste atmosferische emissies voor de verschillende technologieën.

Tabel 1: Vergelijking van de belangrijkste atmosferische emissies voor de verschillende technologieën

Ecologische aspecten				
Polluent	PK	IGCC	AFBC	PFBC
SO ₂	natte rookgasontzwaveling	Voorbehandeling synthesegas	sorbentinjectie in bed	sorbentinjectie in bed
NO _x	< 200 mg/Nm ³	laag	200 – 250 mg/Nm ³	200 – 250 mg/Nm ³
Stof	normaal	laag	normaal	laag
N ₂ O	gunstig	gunstig	ongunstig	ongunstig
HCl	gunstig	gunstig	ongunstig	ongunstig

SO₂

De ontzwavelingstechnieken voor de rookgassen geproduceerd door de klassieke stookinstallatie zijn in staat om een emissieconcentratie te halen van $< 400 \text{ mg/Nm}^3$.

De IGCC-technologie is zeer gunstig wat betreft SO₂-uitstoot : het synthesesegas wordt ontzwaveld voor de verbranding in een gasturbine. Zwavelreductie is nodig, gezien het S-gehalte technische problemen stelt in de gasturbine (corrosie op de schoepen).

De wervelbedverbrandingstechnologie bestrijdt de SO₂ aan de bron door sorbent injectie. Het is de geëigende technologie, maar met een beperkt rendement en met een te storten reactieproduct en te storten bodemassen (zie hoger). Bovendien ligt het specifiek verbruik van kalksteen aanzienlijk hoger dan dit voor de natte gaswassing in een klassieke stookinstallatie.

NO_x

Bij PK zorgt de SCR voor een NO_x emissie $< 200 \text{ mg/Nm}^3$.

Aangezien de verbranding van synthesesegas d.m.v. “dry low NO_x branders” nog niet volledig ontwikkeld is, wordt de vorming van NO_x in de IGCC meestal beheerst door verdunning van het synthesesegas met inerte stikstof en door verzadiging met water.

AFBC en PFBC bieden door de lage en constante werkingstemperatuur goede karakteristieken wat betreft NO_x vorming.

Stof

De toepassing van een elektrofilter en de bijkomende stofcaptatie door de natte rookgaswassing bij PK, laat toe om intrinsiek onder de norm te functioneren.

In een IGCC zorgt de ontstopping gevolgd door de verdere synthesesegas reiniging voor een praktisch volledige stofverwijdering voor de verbranding in de gasturbine. De stofuitstoot is dus laag.

Voor AFBC is de stofcaptatie gebaseerd op de bedrijfszekere en welbekende technieken als cycloon en elektrofilter. Voor PFBC dient de gasreiniging op hoge temperatuur te gebeuren, wat nog niet “fail safe” en industrieel beschikbaar is o.a. door de aanwezigheid van gesublimeerde alkali oxides.

N₂O

Zoals reeds aangegeven is de vorming van N₂O (broeikasgas) een nog niet helemaal opgehelderd verschijnsel bij wervelbedverbranding (zie technische annexen).

HCl

Door de rookgasreiniging bij de klassieke stookinstallatie en IGCC, die in de eerste plaats op de verwijdering van SO₂ gericht is, worden ook de andere zure componenten uit de rookgassen gewassen.

Ook bij de wervelbedverbranding wordt een alkalisch toeslagproduct gedoseerd, maar is de verwijderingsefficiëntie voor HCl en HF niet optimaal.

Andere milieueffecten worden samengevat in volgende tabel :

Tabel 2: Overzicht andere milieueffecten van de verschillende technologieën

Installatie	Vloeibare effluenten	Vaste reststoffen
PK	neutraal	Assen en gips zijn valoriseerbaar
IGCC	neutraal	Slakkengranulaat, zwavel en vliegassen zijn valoriseerbaar
AFBC	geen	assen zijn niet valoriseerbaar
PFBC	geen	assen zijn niet valoriseerbaar

Vloeibare effluenten

Het onderscheid tussen de technieken met invloed op de vloeibare effluenten, is de verwijdering van SO₂. Indien voor een natte verwijdering van SO₂ wordt geselecteerd (bvb. PK), wordt een effluent gevormd. Dit kan na behandeling worden geloosd. Wervelbedverbranding opteert voor een droge verwijdering van SO₂, zodat geen vloeibaar effluent wordt gevormd.

De niet-continue afvalstromen (bvb. bij onderhoudsbeurten) zijn niet in beschouwing genomen en zijn voor alle technieken ongeveer hetzelfde.

Vaste reststoffen

De vliegassen geproduceerd door de klassieke stookinstallatie vinden hoofdzakelijk hun toepassing in de cement- en bouwnijverheid en hun afzet op de Belgische markt vormt momenteel geen probleem. De bodemassen worden eerder in de wegenbouw gebruikt, maar men zoekt bijkomende toepassingsmogelijkheden met name in de betonindustrie. Het geproduceerde gips kan worden gevaloriseerd in de plaasterindustrie en hun valorisatie zal normaal gezien geen probleem vormen, de huidige vraag inachtgenomen.

De verglaasde granulaatassen van de IGCC kunnen in de wegenbouw worden toegepast. De vliegassen, die in kleine hoeveelheden worden geproduceerd, zijn eveneens valoriseerbaar alsook de elementaire zwavel bekomen bij de ontzwaveling van het synthesegas.

De assen geproduceerd in het wervelbed, zijn gemengd met calciumsulfaat/sulfiet, vrije kalk, en uitloegbare calciumzouten. Hierdoor komt de valorisatie in het gedrang. Momenteel worden deze assen gestort in afwachting van eventuele toepassingsmogelijkheden.

Het hergebruik is bovendien afhankelijk van de gehalten aan zware metalen en onverbranden in de assen (cfr. Vlarea bijlage 4.1.3). Dit kan coverwerking van bvb. slib of mest hypothekeren.

Referentie 42 vermeldt volgende gegevens voor productie en hergebruik van de diverse producten in elektriciteitscentrales

Tabel 3: Overzicht van de productie en hergebruik van de diverse producten in elektriciteitscentrales

in kt (year 1998)	Fly ash	Bottom ash	Boiler slag	FBC residues	Other
Production	43 708	6 989	2 491	1023	152
Building and construction use	18 152	2 672		445	152
Restoration	14 933	2 078	0	431	0
Disposal and temporary stock pile	10 944	2255	0	147	0

* European Union plus Czech Republic

3.2 Economische aspecten

Tabel 4: Vergelijking van de economische aspecten voor de verschillende technologieën (Belconsulting, 2000)

Economie			
Installatie	Investeringskost	Industriële rijpheid	Energetisch rend.
PK	referentienorm	Bewezen technologie	referentienorm
IGCC	hoogst	Nieuwe technologie met belangrijk potentieel	Vergelijkbaar met PK; Belangrijk potentieel
AFBC	vergelijkbaar met PK	Bewezen technologie	Laagst
PFBC	hoger	Nieuwe technologie	Vergelijkbaar met PK; Belangrijk potentieel

3.2.1 Investeringskost

De investeringskost is in bovenstaande tabel voor de klassieke stookinstallatie als de referentienorm aangenomen. De andere technologieën zijn t.o.v. deze norm vergeleken.

De operationele kosten hangen deels samen met het energetisch rendement (zie verder), dat rekening houdt met het eigen verbruik. Bovenstaande volgorde is overgenomen van ref. 12. Ref. 43 komt echter tot andere besluiten (zie technische fiches).

3.2.2 Industriële rijpheid

Omdat de industriële rijpheid bij de klassieke installatie met poederkool en AFBC het grootst is, is de betrouwbaarheid en de beschikbaarheid bij deze technologieën tot nu toe het grootst. De andere technologieën moeten zich op dit vlak nog bewijzen.

3.2.3 Energetisch rendement

Het energetisch rendement is in bovenstaande tabel voor de klassieke stookinstallatie als de referentienorm aangenomen.

Op dit ogenblik is het netto energetisch rendement voor IGCC en PFBC vergelijkbaar met PK. Door de belangrijke groeimarge van de efficiëntie van een gasturbine, zijn deze technologieën nog in volle ontwikkeling.

Het energetisch rendement voor een AFBC is het laagst. Hieruit volgt dat de relatieve CO₂-uitstoot voor dit type installaties het hoogst is.

Naast de aspecten ecologie en economie, speelt o.a. de uitbatingsoepelheid van de diverse installaties een grote rol. Elektriciteit is een niet stockeerbaar product, zodat vraag en aanbod steeds in evenwicht moeten zijn. Hieruit volgt dat steeds een mix van technologieën/installaties noodzakelijk is, om tegemoet te komen aan de variërende vraag. Hoe ingewikkelder de installatie (bvb. IGCC), hoe minder flexibel een start/stop operatie verloopt.

BIJLAGE 5: OMREKENINGSTABELLEN

1. Vermogen

Vermogen wordt meestal uitgedrukt in watt = joule/seconde

een mens is ongeveer 100 watt
 een stofzuiger: ongeveer 1000 W = 1 kW
 middenklasse auto: ongeveer 100.000 W = 100 kW
 groot vliegtuig: ongeveer 100.000.000 W = 100 MW
 elektrische centrale: ongeveer 1.000.000.000 W = 1 GW

<i>kcal.h⁻¹</i>	<i>pk</i>	<i>W</i>	<i>MJ.h⁻¹</i>
1	0,00158	1,16	0,004187
632	1	736	2,646
0,862	0,00136	1	0,0036
239	0,38	278	1

Tabel te lezen als 1 kcal.h⁻¹ = 0,00158 pk = 1,16 W enz.

Ook zonodig: - 1 hp (horse power) = 1,013 pk
 - 1 BTU. h⁻¹ = 1055,06 J.h⁻¹

2. Energie (= arbeid = hoeveelheid warmte)

<i>kcal</i>	<i>MJ</i>	<i>Wh</i>
1	4,19 x 10 ⁻³	1,16
239	1	278
862 x 10 ⁻³	3,6 x 10 ⁻³	1

Ook zonodig: - 1 therm (10⁵ BTU) = 105,5 x 10⁶ J
 - 1 thermie = 4,19 x 10⁶ J
 - 1 BTU = 1055 J
 - 1 tep = 41,86 x 10⁹ J (Franse ton-equivalent-stookwaarde)

3. Gemiddelde rendementen van installaties

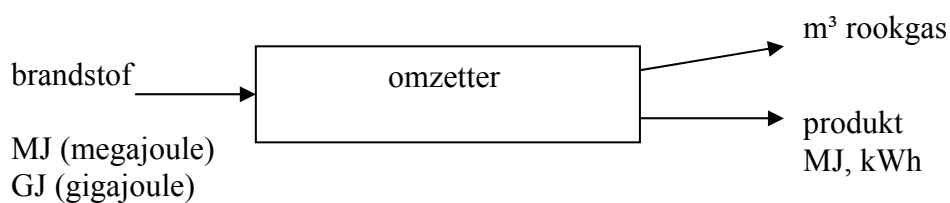
Installaties	Rendement %
Cilindrische stoomketels, fornuizen:	
- oliegestookt	83
- gasgestookt (ventilatorbrander)	86
- gasgestookt (atmosferische brander)	82
Waterpijpketel	90
- moderne waterpijpketel in centrale, kolen- of oliegestookt	92
- idem, aardgasgestookt	94
Gasturbine (zonder WKK)	15-32
(laagste waarde voor kleine vermogens)	
Stoomturbine met condensatiebedrijf	40-45
Stoomturbine met tegendrukbedrijf	70-90
Stoomturbine met aftapcondensatiebedrijf	40-70
Stationaire gasmotor (zonder WKK)	33-35
Stationaire dieselmotor (zonder WKK)	35-48
WKK (warmte-krachtkoppeling-installatie)	
- gasturbine + afgassenketel voor processtoom	70-90
- gasturbine + afgassenketel stoomturbine	35-50
- gasturbine + afgassenketel + processtoom + condensatie-stoomturbine	70-90
Eenheid in elektrische centrale bestaande uit stoomketel, stoomturbine en generator	36-42

N.B. Het rendement van een generator voor het opwekken van elektriciteit uit mechanische energie is ca. 98% (TNO, 1987)

4. Zuurstofgehalte

$$\text{emissie (mg / Nm}^3\text{) bij ref. O}_2 = \text{gemeten emissie (mg / Nm}^3\text{)} \times \frac{(21 - \text{ref. O}_2)}{(21 - \text{gemeten O}_2)}$$

5. Eenheden



$$1 \text{ kWh} = 3600 \text{ kJ} = 3,6 \text{ MJ}$$

<i>Brandstofsoort</i>	<i>Stookwaarde (H₀)</i>
Kolen	25 GJ/ton
Zware stookolie	40 GJ/ton
Gasoil	44 GJ/ton
aardgas arm	32 GJ/10 ³ Nm ³
aardgas rijk	38 GJ/10 ³ Nm ³

<i>Soort</i>	<i>normering</i>	<i>natte rook (Nm³ rookgas/ kg of m³ brandstof)</i>	<i>droge rook (Nm³ rookgas/ kg of m³ brandstof)</i>
kolen	6 % O ₂	10,155	9,509
stookolie	3 % O ₂	13,399	12,001
Aardgas (Armgas = Slochteren)			
in ketel	3 % O ₂	10,740	8,988
in GT	15 % O ₂	29,094	27,139
Aardgas (Rijkgas = Algerije, Ecofisk, Statoil, ...)			
in ketel	3 % O ₂	12,594	10,543
in GT	15 % O ₂	34,124	31,834

Voorbeeld

Bij stoichiometrische verbranding van aardgas (arm) zit 100 ppm NO₂ in droog rookgas bij 0 % O₂:

- 100 **ppm** = 100 μm³/m³
en ρ (NO₂) = 2,1 kg/m³

dus NO₂ = 210 **mg/m³ rookgas**

- 210 mg/m³ x 7,704 (m³ rookgas/ m³ aardgas bij 0%O₂) = 1618 **mg/ m³ aardgas**

ofwel

1618 mg/ m³ aardgas : 32 MJ/m³ aardgas (=stookwaarde) = 51 **mg/MJ**

- indien rendement installatie 40 %; dwz 1 GJ in dan 0,4 GJ uit of 111 kWh
(400 MJ/ 3,6 = 111 kWh)
dan

51 g/GJ : 111 kWh/GJ = 0,46 **g/kWh**

Samenvatting:

0,46 g/kWh $\longleftrightarrow$ ^{factor 100} 51 g/GJ $\longleftrightarrow$ ^{factor 2} 100 ppm $\longleftrightarrow$ ^{factor 2} 210 mg/Nm³