



Energy research Centre of the Netherlands

Monitoring Nederlandse elektriciteitscentrales 2000-2004

**A.J. Seebregts
C.H. Volkers**

ECN-C--05-090

November 2005

Verantwoording

De werkzaamheden die hebben geresulteerd in deze publicatie, zijn uitgevoerd als onderdeel van het project 'Marktmodellen & Monitoring', ECN projectnummer 77563. De primaire gegevens die ten grondslag liggen van deze rapportage, zijn verzameld en bewerkt door Cees Volkers (2000-2002) en Ad Seebregts (2003-2004). Review is uitgevoerd door Wietze Lise.

Voor het beschikbaar stellen van de gedetailleerde milieujaarverslagen 2004 en voor het beantwoorden van vragen daaromtrent worden de volgende bedrijven harte bedankt: Electrabel Nederland, E.ON Benelux, EPZ, Essent Energie en Nuon.

De verantwoordelijkheid voor de juistheid van het gebruikte primaire cijfermateriaal ligt bij de genoemde elektriciteitsproducenten of bij het CBS. De verantwoordelijkheid voor de bewerking van die gegevens, voor de afgeleide kengetallen en de daarop gebaseerde conclusies ligt in het geheel bij ECN. Contactpersoon voor dit rapport is A.J. Seebregts, telefoon 0224-564090, e-mail: seebregts@ecn.nl.

Abstract

The Annual Environmental Reports of the large electricity producers contain detailed information on the electricity and heat production of the Dutch power plants. ECN has collected and analysed this information for the years 2000 up to and including 2004. The analyses show developments and trends with respect to the total centralised electricity production, the fuel generation mix, energy conversion efficiencies, and emission factors (for CO₂, SO₂ and NO_x). ECN utilises the resulting parameters in models for future energy scenarios, e.g. the recent Reference Projections Energy and Emissions (2005-2020).

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	11
1.1 Achtergrond	11
1.2 Historie: milieujaarverslagen	11
1.3 Gebruik: invoergegevens voor rekenmodellen en studies	12
1.4 Wat is er te vinden in deze rapportage?	13
2. Productie en brandstofinzet	14
2.1 Productie	14
2.2 Brandstofinzet	14
3. Rendementen	18
3.1 Vooraf	18
3.2 Kolencentrales	19
3.3 Gascentrales	20
3.4 Correlaties tussen rendementen en brandstofprijzen	22
3.5 Belangrijkste bevindingen	24
4. Emissies	27
4.1 CO ₂	27
4.2 NO _x	29
4.3 SO ₂	31
4.4 Fijn stof	32
5. Beperkingen van de analyse	33
Referenties	34
Bijlage A Lijst van centrale productie eenheden	36
Bijlage B Lijst van afkortingen	38

Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Elektrische rendementen verschillende typen gascentrales</i>	6
Tabel S.2	<i>SO₂-emissiefactoren, 2000-2004</i>	8
Tabel S.3	<i>NO_x-emissiefactoren, 2000-2004</i>	9
Tabel 2.1	<i>Productie elektriciteitscentrales 1998-2004</i>	14
Tabel 2.2	<i>Zwavelghaltes kolen</i>	16
Tabel 2.3	<i>Ingezette biomassa meestook stromen in 2004</i>	17
Tabel 3.1	<i>Ontwikkeling rendementen elektriciteitscentrales</i>	18
Tabel 3.2	<i>Kolengestookte productie-eenheden</i>	19
Tabel 3.3	<i>Typen gasgestookte productie-eenheden</i>	21
Tabel 3.4	<i>Correlaties tussen brandstofprijzen, brandstofinzet en omzettingsrendementen</i>	24
Tabel 3.5	<i>Ontwikkeling netto elektrisch rendement gascentrales</i>	25
Tabel 4.1	<i>Gemiddelde CO₂-emissiefactoren in kolencentrales en gascentrales</i>	28
Tabel 4.2	<i>Prestatie-eis NO_x-emissiehandel</i>	29
Tabel 4.3	<i>Gemiddelde NO_x-emissiefactoren</i>	29
Tabel 4.4	<i>Vloeibare biomassa: emissiefactoren SO₂, NO_x en fijn stof</i>	31
Tabel 4.5	<i>Gemiddelde SO₂-emissiefactoren</i>	31

Lijst van figuren

Figuur S.1	<i>Ontwikkeling elektrisch rendement van kolen- en gascentrales, gemiddelden en bandbreedte</i>	6
Figuur S.2	<i>Ontwikkeling gemiddelde emissiefactor CO₂</i>	8
Figuur 2.1	<i>Brandstofinzet elektriciteitscentrales, 1998-2004</i>	15
Figuur 2.2	<i>Elektriciteitsproductie van bij- en meestook in elektriciteitscentrales</i>	16
Figuur 3.1	<i>Ontwikkeling rendementen centrale productiepark, 1998-2004</i>	19
Figuur 3.2	<i>Netto elektrisch rendement kolencentrales, 2000-2004, jaargemiddelden en extremen per jaar</i>	20
Figuur 3.3	<i>Ontwikkeling netto elektrisch rendement gascentrales, gemiddeld en per type per jaar (exclusief Rijnmond Energie)</i>	21
Figuur 3.4	<i>Ontwikkeling netto elektrisch rendement gascentrales, gemiddeld en extremen per jaar</i>	22
Figuur 3.5	<i>Ontwikkeling prijzen kolen en aardgas</i>	23
Figuur 3.6	<i>Ontwikkeling netto elektrisch rendement, centrale opwekking, gemiddeld totaal vs. gas en kolengestookt</i>	25
Figuur 4.1	<i>Gemiddelde CO₂-emissiefactor, kolen- en gascentrales</i>	28
Figuur 4.2	<i>CO₂-emissiefactoren, kolencentrales, gemiddeld en extremen</i>	29
Figuur 4.3	<i>NO_x-emissies, kolencentrales, gemiddelde en bandbreedte</i>	30
Figuur 4.4	<i>NO_x-emissies, gascentrales, gemiddelde en bandbreedte</i>	30
Figuur 4.5	<i>SO₂-emissies, kolencentrales, gemiddelde en bandbreedte</i>	32

Samenvatting

Milieujaarverslagen

Op basis van milieujaarverslagen is het mogelijk om vrij betrouwbare gegevens te verkrijgen of te herleiden voor de Nederlandse elektriciteitscentrales. Hiermee kunnen onder andere de volgende parameters worden bepaald:

- netto rendementen van de ‘centrale’ elektriciteitsproductie
- brandstofinzet
- gemiddelde emissiefactoren (CO₂, NO_x en SO₂).

Deze parameters zijn altijd voor een bepaalde centrale te bepalen. Een centrale bestaat vaak uit verschillende productie-eenheden, soms van hetzelfde type maar meestal van een verschillend type. Voor een aantal centrales zijn de afzonderlijke gegevens ook direct beschikbaar of te herleiden uit andere gegevens.

Een aantal gegevens is, gesommeerd en geaggregeerd, tevens goed vergelijkbaar met gegevens voor het centrale productiepark die bijvoorbeeld direct via CBS zijn te verkrijgen. De CBS-gegevens zijn daarbij door ECN tevens gebruikt als controle middel voor het sommeren en aggregeren van de individuele gegevens.

ECN Beleidsstudies gebruikt de informatie om modellen voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt zo goed mogelijk te voorzien van zo nauwkeurig mogelijke invoergegevens, en om na te gaan hoe goed de modellen de (historische) werkelijkheid kunnen beschrijven. Voorbeelden hiervan zijn de modellen POWERS en COMPETES. De mate waarmee dergelijke modellen het verleden kunnen reproduceren, geeft inzicht in de mate van nauwkeurigheid waarmee projecties voor de toekomst gemaakt kunnen worden, zoals in de ‘Referentieramingen energie en emissies 2005-2020’ van ECN en MNP.

Op basis van de milieuverlagen over de jaren 2000 tot en met 2004 zijn de volgende ontwikkelingen waar te nemen.

Elektriciteitsproducenten steeds transparanter met milieu-informatie

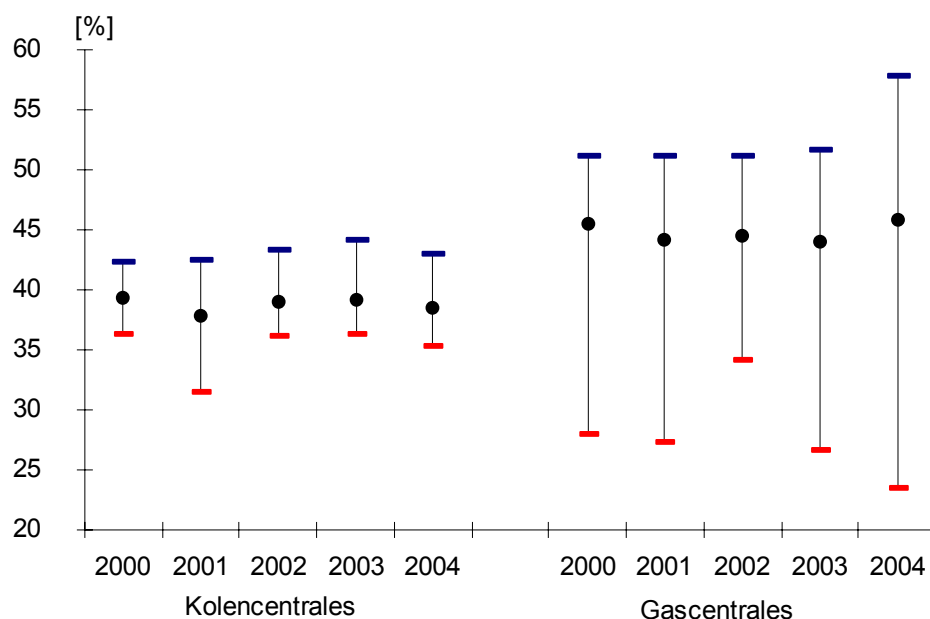
Het lijkt er op dat producenten steeds transparanter worden in het leveren van informatie over de prestaties en de milieu-aspecten van de elektriciteitscentrales. Dit blijkt uit de wijze waarop over het jaar 2004 in publieksverslagen is gerapporteerd en uit de meer gedetailleerde informatie in de overheidsmilieujaarverslagen die op verzoek en zonder uitzondering ter beschikking zijn gesteld. Alle grote producenten (Electrabel, Essent, EPZ, Nuon en E.ON Benelux) hebben de overheidsverslagen 2004 aan ECN ter beschikking gesteld. De transparantie wordt wellicht mede gevoed doordat de Wet milieubeheer en de Wet openbaarheid van bestuur zijn gewijzigd, ter uitvoering van het Verdrag van Aarhus van 15 juni 1998. Wijzigingen betreffen onder andere de openbaarheid van milieu-informatie. In het vorige verslagjaar waren alleen Essent, EPZ en Nuon Power (Buggenum) bereid gedetailleerde milieu-informatie te delen met de burger.

Rendementen

Elektrisch rendement kolencentrales gemiddeld lager

In de periode 2000-2004 ligt het netto elektrisch rendement van de kolencentrales gemiddeld rond de 39%. Dat is lager dan waarvan in het verleden werd uitgegaan (40%), zeker gezien de ontwerprijndementen van de kolencentrales. De waargenomen bandbreedte in de rendementen van individuele centrales, ligt in die jaren tussen de 35 en 44%, waarbij een eenmalige neer-

waartse uitschieter in 2001 van 32% buiten beschouwing is gelaten. De best presterende kolen-eenheid in termen van netto elektrisch rendement is de Amer-9, met ca. 43% in 2004. De tweede beste eenheid is de Hemweg-8 met ca. 41%. Niet geheel verrassend, want de beide eenheden zijn in 1994 in bedrijf genomen en daarmee de twee nieuwste poederkoolcentrales.



Figuur S.1 *Ontwikkeling elektrisch rendement van kolen- en gascentrales, gemiddelden en bandbreedte*

Elektrisch rendement gascentrales weer in de lift

Het rendement van gascentrales ligt gemiddeld tussen de 44 en 46%, waarbij na een tijdelijke daling in de jaren 2001-2003, in 2004 weer sprake is van een stijging. Dit kan worden verklaard vooral door het in bedrijf nemen van de Rijnmond Energie centrale en uit de verbetering van het rendement van de Eemscentrale in 2004. Uitgesplitst naar de verschillende typen gascentrales zijn de bandbreedtes als in onderstaande tabel:

Tabel S.1 *Elektrische rendementen verschillende typen gascentrales*

	Jaargemiddelden 2000-2004 [%]	Individueel, bandbreedte [%]
STEG	51-53	40-53
STEG, WKK	41-42,5	32-58
Combi	43	36-44
Conventionele ketel	38-39	35-42
Gasturbine	Te weinig data	23-35

Gemiddeld rendement centrale productiepark na magere jaren weer in de lift

In de jaren 2001-2003 zijn de rendementen van het centrale productiepark, zowel het elektrisch rendement als het 'totale' energieconversie rendement ca. 1%-punt lager geweest dan in de jaren daarvoor. In 2004 lijkt het totale gemiddelde rendement zich enigszins te herstellen van deze 'mindere' jaren. Dit volgt zowel uit CBS-cijfers over 2004 als uit de analyses van ECN. Belangrijkste redenen lijken het in 2004 in bedrijf komen van de efficiënte Rijnmond Energie centrale van Intergeren (ca. 800 MW_e), extra warmteproductie, en het gestegen rendement van de Eemscentrale, een grote centrale met veel productie.

Meer warmteproductie gaat ten koste van elektrisch rendement

Warmteproductie beïnvloedt het netto elektrisch rendement. Naarmate er meer warmte wordt geproduceerd, zal het elektrisch rendement afnemen. Op basis van CBS-cijfers voor het totale centrale productiepark, 1998-2004, is die relatie ook meer kwantitatief uit te drukken: De correlatie tussen het elektrisch en thermisch rendement voor de jaren 1998-2004 heeft een waarde van -0,60.

Liberalisering en flexibel bedrijf niet gunstig voor rendementen en emissies

De mate waarin op deellast wordt geproduceerd en het aantal starts en stops beïnvloeden het rendement en daarmee ook de emissies. Met name NO_x-emissies worden vaak negatief beïnvloed door een frequent start en stop bedrijf. Dat komt dus relatief vaak voor bij eenheden die met name voor pieklast worden ingezet. Een lage bezettingsgraad van een eenheid is een redelijke indicator voor gebruik als pieklast-eenheid. Het vaker in deellast draaien en een hoger aantal starts en stops is een gevolg van de liberalisering van de elektriciteitsmarkt, waarbij de inzet van de productie-eenheden niet meer centraal wordt geregeld (door LEO, Landelijke Economische Optimalisatie, systeem gebruikt door de Sep voorafgaande aan de liberalisering). Voor een aantal productie-eenheden is dit duidelijk waar te nemen. Sommigen producenten geven het in hun verklaring van de milieucijfers ook expliciet aan als verklaring voor een verminderd rendement (bijv. Electrabel ten aanzien van de Eemscentrale, in het Milieujaarsverslag 2001). De cijfers tot en met het jaar 2002, gepresenteerd in een eerdere studie van ECN, RIVM/MNP en SenterNovem, ondersteunen deze conclusie ook. De koelwaterproblematiek in de zomer van 2003 heeft in dat jaar ook gezorgd voor relatief slechtere rendementen.

Correlaties tussen brandstofprijzen, brandstofinzet en ontwikkeling rendementen

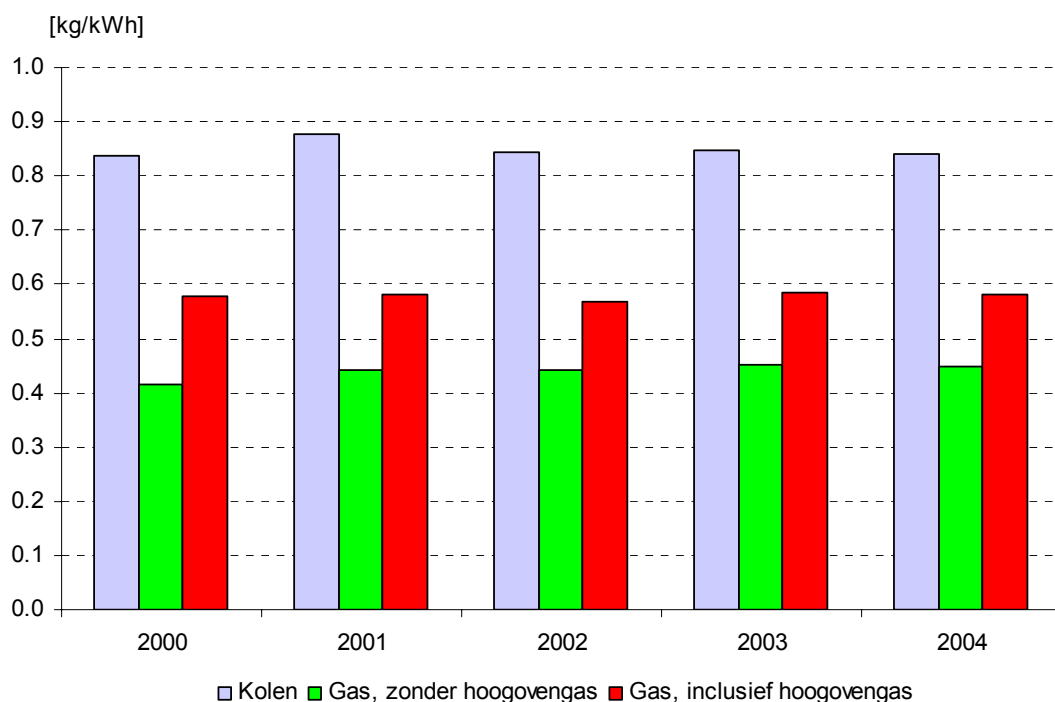
Er zijn sterke correlaties tussen de ontwikkeling van de brandstofprijzen, de brandstofinzet en de ontwikkeling van de rendementen. In feite kan worden gesteld dat de liberalisering van de elektriciteitsmarkt doet wat verwacht mocht worden. De inzet per producent vindt plaats op basis van zo laag mogelijke kosten. Het effect daarvan kan wel zijn dat dit - zeker bij hoge aardgasprijzen - consequenties heeft voor de brandstofkeuze en daarmee voor het rendement van de totale elektriciteitsopwekking, en dus ook op CO₂-emissies. Indien de kosten van CO₂ meer geïnternaliseerd worden, bijvoorbeeld via een effectief CO₂-emissiehandelssysteem met voldoende lage CO₂-plafonds, dan zou dit leiden tot meer inzet van centrales met een hoog rendement en relatief lage CO₂-emissies.

Emissies en emissiefactoren

Een aantal producenten rapporteert consequent de gemiddelde emissiefactoren per geleverde kWh. Een goed voorbeeld is Electrabel Nederland. Het publieksverslag 2005 rapporteert voor de gehele periode 1999-2004 deze emissiefactoren per centrale, terwijl de overheidsverslagen zelfs de ontwikkeling vanaf 1995 in beeld brengen. Essent en EPZ rapporteren deze factoren grafisch voor de periode 2000-2004.

CO₂

De gemiddelde CO₂-emissiefactoren blijven, in termen van kg/kWh, relatief constant in de beschouwde periode 2000-2004. Dit is ondanks bijvoorbeeld de in 2004 sterk toegenomen meestook van biomassa in kolencentrales en de inzet van bio-olie in een aantal gascentrales. De CO₂-emissies van biomassa hoeven namelijk niet te worden meegeteld.



Figuur S.2 *Ontwikkeling gemiddelde emissiefactor CO₂*

SO₂

De SO₂-emissies van de kolencentrales vertonen een gestage en dalende trend, en liggen de laatste twee jaren iets boven 40 g/GJ. Bij gascentrales komt nauwelijks SO₂ vrij, hoewel sommige eenheden olieproducten bijstoken (bijv. stookolie of bio-olie) die SO₂-emissies veroorzaken. Een toename van de meestook van bio-olie in gascentrales kan daarom de SO₂-emissies weer verhogen.

Tabel S.2 *SO₂-emissiefactoren, 2000-2004*

[g/GJ]	2000	2001	2002	2003	2004
Kolencentrales	64	61	52	41	41
Gascentrales	1	3	3	4	2

NO_x

Sinds 1 juni 2005 is de NO_x-emissiehandel van start gegaan. De bedrijven die gaan deelnemen aan de NO_x-emissiehandel moeten voldoen aan een nieuwe norm: de Performance Standard Rate (PSR). De PSR is een relatieve norm die aangeeft hoeveel NO_x per eenheid energie mag worden uitgestoten. De norm wordt per jaar scherper gesteld zodat de overheid haar doelstelling van 55 kton NO_x-emissie in 2010 kan realiseren. De NO_x-emissiewaarden zitten nu meestal fors boven de PSR waarde van 40 g/GJ die voor 2010 als prestatienorm gaat gelden. Met name voor de kolencentrales zijn de waarden een stuk hoger: het gemiddelde voor 2004 lag op 95 g/GJ, met een maximum van meer dan 150 g/GJ. De Maasvlakte eenheden (E.ON) en de kolen gestookte eenheid Borssele (de eenheid BS12 van EPZ) krijgen de komende jaren een DeNOx-installatie, dus de NO_x-emissiewaarden zullen in de nabije toekomst fors lager worden. Ook de Hemweg-8 van Nuon krijgt mogelijk zo'n installatie te krijgen.

Tabel S.3 *NO_x-emissiefactoren, 2000-2004*

[g/GJ]	2000	2001	2002	2003	2004
Kolencentrales	104	110	102	103	95
Gascentrales	38	43	46	47	46

Emissies van biomassa

Biomassa meestook is gunstig voor het verdringen van fossiele brandstof en CO₂-reductie. Voor een aantal andere emissies kan de inzet van biomassa ongunstig uitpakken. Een voorbeeld is de Willem-Alexander Centrale (Buggenum) voor welke deze verwachting expliciet wordt uitgesproken. Tevens wordt melding gemaakt van een “afname maximumvermogen van 253 naar 215 MW_e bij ‘bedrijfsmatige inzet’ van biomassa” (Nuon, in het Milieujaarverslag 2004 van de Willem-Alexander Centrale). E.ON rapporteert dat het meestoken in de Maasvlakte centrale de emissie van SO₂ (en zoutzuur en zware metalen) doet toenemen.

Leidt liberalisering tot minder schoon?

De cijfers voor de centrale elektriciteitsproductie voor het jaar 2004 lijken aan te geven dat er een soort kentering is ingezet ten aanzien van het gemiddelde rendement van de centrale elektriciteitsopwekking. Met ingang van het jaar 2000 leken de gemiddelde rendementen tot en met 2003 een negatieve trend in te zetten. De kentering in 2004 wordt grotendeels verklaard door de hogere inzet van efficiënt en nieuw gasgestookt vermogen (met name de Rijnmond Energie centrale van Intergeren).

Deze ontwikkeling was voor CE in de recente notitie ‘Vrije stroom, vieze stroom, weg stroom? Effecten liberalisering elektriciteitsmarkt’ aanleiding te concluderen dat de liberalisering van de elektriciteitsmarkt heeft geleid tot minder ‘schone’ elektriciteit. Het ‘schoon’ heeft zich in die notitie beperkt tot CO₂-emissies. CE trekt deze conclusie zowel voor de jaren tot en met 2002 als voor de verwachting naar de toekomst toe. Daarbij is gebruik gemaakt van de ECN/MNP/SenterNovem studie ‘Realised energy saving 1995-2002: According to the Protocol Monitoring Energy Saving’.

Het jaar 2003 laat ongeveer dezelfde rendementen als in 2002 en 2001 zien, ondanks dat in het jaar 2003 de koelwaterproblematiek een negatieve impact op het rendement van sommige productie-eenheden heeft gehad. In die zin lijkt de verwachting van CE voor de toekomst wat voorbarig.

Naar verwachting zal er nog dit najaar een actualisatie van de genoemde ECN/MNP/SenterNovem studie worden uitgebracht waarbij tevens de cijfers over 2003 en 2004 worden verwerkt. Daarmee kunnen conclusies over de totale elektriciteitsproductie, dus inclusief de decentrale WKK, worden getrokken. In het algemeen kan worden gesteld dat op basis van een relatief beperkt aantal jaren, geen al te harde conclusies kunnen worden getrokken of duidelijke trends kunnen worden waargenomen. In ieder geval wordt ten aanzien van de SO₂- en NO_x-emissies de centrale elektriciteitsproductie relatief gezien nog steeds schoner.

Bandbreedten en variëteit

Naast de gemiddelde ontwikkeling in de beschouwde jaren 2000-2004, geven de gedetailleerde cijfers op het niveau van een productie-eenheid tevens inzicht in de bandbreedtes voor de afgeleide parameters en kengetallen.

Uit de gegevens is tevens de variëteit in de inzet van secundaire brandstoffen te herleiden, o.a. de verschillende biomassa meestook stoffen maar ook andere brandstoffen zoals fosforovengas.

De variëteit in brandstoffen komt tevens tot uitdrukking in de verschillende stookwaarden. Een voorbeeld betreft de verschillende kolenmixen die worden gebruikt, zowel ten aanzien van de stookwaarde als het zwavelgehalte.

Zowel op centrale/eenheid niveau en verspreid over de jaren, als geaggregeerd tot type eenheid niveau zijn bandbreedten en gemiddelde waarden uit de cijferreeksen 2000-2004 te bepalen. Zo kunnen gascentrales worden verdeeld in gasturbines, conventionele ketels, combi's of STEG's, waarvoor verschillende rendementen gelden (zie Tabel S.1).

Er is een behoorlijke bandbreedte in de prestaties van de productie-eenheden, die niet alleen wordt veroorzaakt door een verschil in ontwerp of een verschil in brandstof. Er zijn tevens verschillen waar te nemen in de prestaties van jaar tot jaar voor een en dezelfde productie-eenheid.

1. Inleiding

1.1 Achtergrond

De inzet van elektriciteitscentrales is afhankelijk van de situatie op de elektriciteitsmarkt, dat wil zeggen de brandstofprijzen en de elektriciteitsprijzen. Bij lage elektriciteitsprijzen in het buitenland en hoge gasprijzen worden bijvoorbeeld minder gascentrales ingezet. Op deze wijze zijn de emissies van de elektriciteitscentrales afhankelijk van de elektriciteitsmarkt.

Vanwege flexibiliteit in de elektriciteitsproductie worden centrales bovendien sinds de liberalisering van de elektriciteitsmarkt vaker in deellast bedreven waardoor, door een lager rendement, de emissies per kWh kunnen toenemen. Dit is bijvoorbeeld in (Boonekamp et al., 2004) reeds aangetoond op basis van cijfers tot en met het jaar 2002.

Om beter zicht te krijgen op deze ontwikkelingen is ECN in 2003 gestart met het verzamelen van een aantal fysieke gegevens zoals elektriciteitsproductie, brandstofinzet en emissies. De belangrijkste bronnen zijn daarbij Milieujaarverslagen (MJV) van de elektriciteitsproductiebedrijven en cijfers van het CBS (CBS, 2005a). ECN was daarbij met name geïnteresseerd in gegevens over de individuele productie-eenheden ten behoeve van de modellen POWERS en COMPETES, die beide de Nederlandse elektriciteitsmarkt beschrijven (zie ook Paragraaf 1.3). Gegevens over het totale productiepark zijn beschikbaar via de CBS-statistieken. (CBS, 2005a)

1.2 Historie: milieujaarverslagen

Recent zijn de MJV's 2004 van de elektriciteitsproductiebedrijven beschikbaar gekomen, zowel via de publieksmilieujaarverslagen als via de meer gedetailleerde overheidsmilieujaarverslagen. Het publieksverslag is gebaseerd op het overheidsverslag. Op een voor het publiek begrijpelijke wijze wordt verslag gedaan over de milieuprestaties van het bedrijf. Voor het jaar 2004 zijn door de grote elektriciteitsproducenten dergelijke verslagen uitgebracht (Electrabel, 2005; E.ON, 2005; EPZ, 2005; Essent, 2005; Nuon, 2005).

Het overheidsverslag geeft een representatief beeld van de milieusituatie binnen het bedrijf ('de inrichting') in het afgelopen jaar alsmede een vooruitblik op het volgende verslagjaar. Het wordt gemaakt ten behoeve van het bevoegde bestuursorgaan. Door de overheid kan het milieujaarverslag onder andere worden gebruikt om te controleren of het bedrijf aan de milieuvergunning voldoet. Daarom is vrij nauwkeurig vastgelegd welke gegevens in het overheidsverslag moeten staan.

Met dergelijke informatie over de jaren 2000-2004 heeft ECN inmiddels een overzicht beschikbaar voor de elektriciteits- en warmteproductie, de brandstofinzet en emissies als CO₂, NO_x en SO₂. Dit betreft de individuele centrales en de verschillende productie-eenheden van een centrale voor de periode 2000-2004. In Bijlage A staat het overzicht gegeven van de productie-eenheden waarvan informatie beschikbaar is.

Het lijkt er op dat producenten steeds transparanter worden in het leveren van informatie, zo blijkt uit de wijze waarop over het jaar 2004 publiekelijk is gerapporteerd en uit de meer gedetailleerde informatie die op verzoek ter beschikking is gesteld. Alle grote producenten (Electrabel, Essent, EPZ, Nuon en E.ON Benelux) hebben de overheidsverslagen 2004 aan ECN beschikbaar gesteld. Een andere reden voor grotere transparantie kan zijn dat de Wet milieubeheer en de Wet openbaarheid van bestuur zijn gewijzigd, ter uitvoering van het Verdrag van Aarhus

van 15 juni 1998. Wijzigingen betreffen o.a. de openbaarheid van milieu-informatie (InfoMil, 2005).

Op basis van deze gegevens kunnen grootheden worden bepaald als de netto rendementen van centrales en emissiefactoren. Die emissiefactoren kunnen zowel op basis van brandstofgebruik of op basis van (netto) productie worden uitgedrukt, dus resp. als kg/GJ of g/GJ, of als g/kWh of mg/kWh.

De genoemde vijf producenten beschikken gezamenlijk over ruim 14.000 MW_e productievermogen, en leveren ca. 70 TWh elektriciteit (cijfers 2004). Dit vermogen en de bijbehorende productie wordt toegerekend aan de zgn. 'centrale' productie. Daarnaast bestaat er decentrale productie als WKK en duurzame opwekking.

1.3 Gebruik: invoergegevens voor rekenmodellen en studies

ECN Beleidsstudies gebruikt de informatie tevens om modellen voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt zo goed mogelijk te voorzien van zo nauwkeurig mogelijke invoergegevens, en om na te gaan hoe goed de modellen de (historische) werkelijkheid kunnen beschrijven. De mate waarmee dergelijke modellen het verleden kunnen reproduceren, geeft inzicht in de mate van nauwkeurigheid waarmee projecties voor de toekomst gemaakt kunnen worden.

De belangrijkste modellen voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt betreffen POWERS (Rijkers et al., 2001; Seebregts et al., 2004; ECN/MNP, 2005) en COMPETES (Hobbs & Rijkers, 2004; Lise & Hobbs, 2005). Het POWERS-model is een belangrijk onderdeel van het modellen systeem voor de Nederlandse energiehuishouding, het zogenoemde NEV-Rekensysteem (Volkers, 2005). Dat modellen systeem wordt ingezet in de belangrijkste scenariostudies en ramingen voor de Nederlandse overheid. Een recent voorbeeld betreffen de 'Referentieramingen energie en emissies 2005-2020' (ECN/MNP, 2005).

POWERS-model voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt

Met het POWERS-model kan de Nederlandse elektriciteitsmarkt worden gesimuleerd. Het model berekent elektriciteitsprijzen voor de groothandelsmarkt en bepaalt de inzet van de afzonderlijke productie-eenheden, voor zowel historie als in toekomstige jaren (1998-2040). Voor de (middel) lange termijn kunnen dan meerdere scenario's worden gemaakt, ten aanzien van de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag, brandstofprijzen en investeringen in nieuwe productiecapaciteit.

Een beschrijving van de werking en eerste resultaten van dat model zijn te vinden in (Rijkers et al., 2001). In het kader van o.a. de 'Referentieramingen energie en emissies 2005-2020' (ECN/MNP, 2005¹) is het POWERS-model op een aantal wezenlijke punten verbeterd en uitgebreid. De afzonderlijke eenheden zoals weergegeven in Bijlage A zijn in het model expliciet opgenomen.

De inzet van decentrale WKK en kleinschalige opwekking (zoals duurzaam) worden op een meer geaggregeerde wijze verwerkt. Wel worden daarbij de details van het decentrale WKK-vermogen en de bijbehorende productie op een nauwgezette en consistente wijze verrekend. Op deze wijze wordt er voor gezorgd dat bijvoorbeeld de gehanteerde of berekende elektriciteitsprijzen en de fysieke productie (zowel warmte/stoom als elektriciteit) consistent met elkaar zijn. Deze consistentie wordt bereikt door het POWERS-model en het gedetailleerde ('decentrale') WKK-model aan elkaar te koppelen (zie bijvoorbeeld Daniëls en Van Dril, 2005).

¹ Zie daarin met name Paragraaf 5.2 ('Electriciteitsmarkt' en Paragraaf 7.1 ('Electriciteitsproductie')).

De POWERS-simulaties zijn in het verleden gevalideerd op basis van een vergelijking van berekende elektriciteitsprijzen en gerealiseerde APX-prijzen, maar niet met de inzet van centrales (vollanduren en brandstofinzet). Op individueel niveau kan deze inzet uit de MJV-informatie worden herleid. Voor het totaal aan de 'centrale' installaties is deze inzet tevens uit de CBS-statistieken te halen (CBS, 2005a).

Referentieramingen energie en emissies 2005-2020

In het kader van de Referentieramingen 2005-2020 (ECN/MNP, 2005) is voor het eerst het POWERS-model en de modelinvoer uitgebreid gevalideerd zodanig dat ook de berekende inzet van de centrales een zo goed mogelijke afspiegeling is van de werkelijke inzet van de centrales in de voorbije jaren. Het hanteren van zo goed mogelijke rendementen is daarbij cruciaal. Ten tijde van het uitvoeren van de ramingen waren cijfers tot en met 2003 beschikbaar. Voor het bestaande productiepark zijn de rendementen daaruit afgeleid en gebruikt in de ramingen. Het onderhavige rapport is gebaseerd op cijfermateriaal inclusief het jaar 2004.

1.4 Wat is er te vinden in deze rapportage?

Hoofdstuk 2 presenteert de primaire gegevens elektriciteitsproductie en de brandstofinzet. In Hoofdstuk 3 worden de rendementen weergegeven. Die rendementen zijn te herleiden uit de productie en de brandstofinzet. Hoofdstuk 4 gaat in op een aantal belangrijke emissies, te weten CO₂, NO_x en SO₂.

Hoewel de elektriciteitsproducenten steeds transparanter worden in de milieu-informatie, is zoveel mogelijk geprobeerd niet te zeer in te zoomen op individuele productie-eenheden of individuele centrales. Het doel van deze rapportage is met name om een aantal overkoepelende trends te identificeren, alsmede om aan te geven hoe ECN historische en statistische gegevens benut om de rekenmodellen zo goed mogelijk te doen aansluiten bij de praktijk en realiteit.

Detail informatie ten aanzien van bijvoorbeeld rendementen van centrales is wel zoveel mogelijk door ECN benut in het kader van de eerder genoemde Referentieramingen en de daarbij gebruikte rekenmodellen.

Voor detail informatie over een bepaalde productie-eenheid of een centrale, wordt verwezen naar de betreffende producent en/of het milieujarverslag van de centrale.

2. Productie en brandstofinzet

Dit hoofdstuk is een samenvatting van met name de totale productie en brandstofinzet gebaseerd op CBS-gegevens (CBS, 2005a). In specifieke en ‘opmerkelijke’ gevallen is ingezoomd op individuele centrales en meer details zoals uit de milieuverlagen is gebleken.

2.1 Productie

De totale productie van het centrale elektriciteitsproductiepark staat weergegeven in Tabel 2.1 (CBS, 2005a). De productie is in 2004 bijna 4 TWh gestegen. Een belangrijk deel daarvan is toe te schrijven aan de Rijnmond Energie centrale, die in 2004 in bedrijf is genomen en ca. 3 TWh elektriciteit heeft geproduceerd.

Opvallend is ook de forse toename in de warmteproductie, ca. 7 PJ. Een belangrijke bijdrage in deze stijging komt voor rekening van de Maasvlakte centrale. In 2004 is de WKK-eenheid ‘Utility Centre Maasvlakte Location’ (UCML, 80 MW_e) in bedrijf gekomen, waarbij tevens warmte van de twee kolengestookte eenheden wordt benut.

Tabel 2.1 *Productie elektriciteitscentrales 1998-2004*

Jaar	Totaal [PJ]	Elektriciteit		Warmte [PJ _{th}]
		[PJ _e]	[TWh]	
1998	250	224	62,3	26
1999	222	198	55,1	24
2000	236	204	56,5	33
2001	257	225	62,4	32
2002	263	230	64,0	33
2003	274	239	66,5	35
2004	296	254	70,4	42

Bron: (CBS, 2005a).

2.2 Brandstofinzet

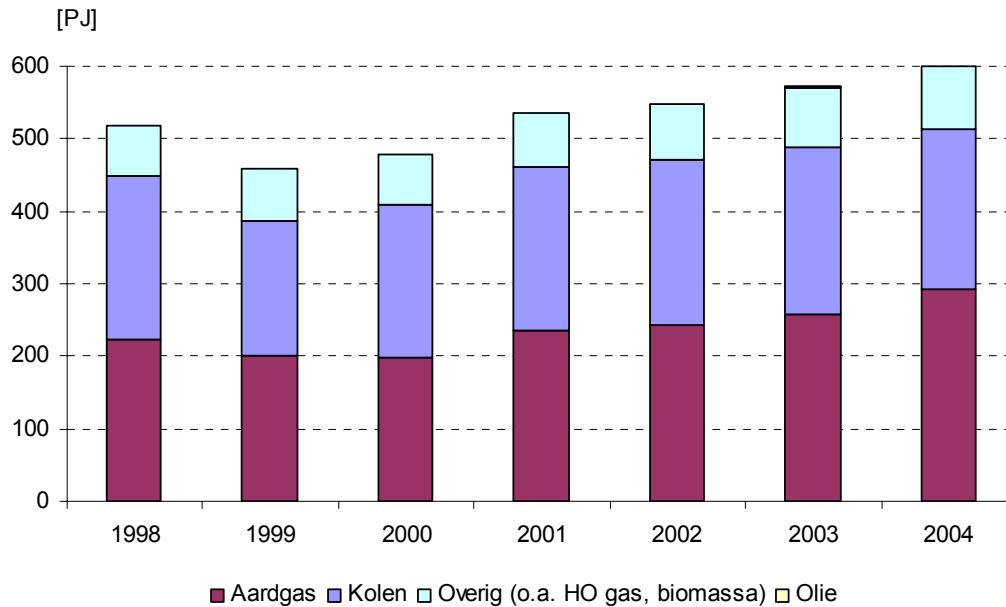
In de centrales wordt een verscheidenheid aan brandstoffen gestookt. Voor het totaal van de elektriciteitsproductie en daaronder de centrale productiemiddelen, zijn inzet cijfers via CBS-Statline (CBS, 2005a) beschikbaar. Deze cijfers zijn uitgesplitst naar:

- steenkool
- aardgas (inclusief hoog calorisch aardgas, zoals door Essent en EPZ in een aantal centrales gebruikt)
- stookolie
- overige brandstof.

In de spreadsheet waarin ECN de gegevens heeft verzameld en bewerkt, is dezelfde indeling als CBS gebruikt, dit om o.a. een vergelijking te vergemakkelijken.

De totale brandstofinzet staat weergegeven in Figuur 2.1 (CBS, 2005a). Op basis van de gedetailleerde cijfers per centrale zijn er qua brandstofinzet geen opvallende ontwikkelingen, hoewel er via de milieujarverslagen wel beter zicht is te krijgen op welke overige brandstoffen zoal verstoekt worden:

- hoogovengas (HO-gas, Velsen en IJmond)
- fosforoven gas (kolencentrale Borssele)
- biomassa stromen
- andere secundaire brandstoffen (kolencentrales).



Figuur 2.1 *Brandstofinzet elektriciteitscentrales, 1998-2004*

Aardgas

De inzet van aardgas neemt de laatste jaren gestaag toe en is in 2004 50% hoger dan in 2000 (van 200 naar 300 PJ).

Kolen

De koleninzet beweegt zich in de jaren tussen de 210 en 230 PJ.

Op basis van de beschikbaar gestelde gedetailleerde MJV's blijkt er in 2004 redelijk wat variatie te zijn geweest in de kwaliteit van de kolen. Dit uit zich in de stookwaarden en het zwavelgehalte.

Stookwaarde

De stookwaarden die in 2004 worden gerapporteerd liggen tussen de 24,1 en 25,4 MJ/kg. De waarde van 25,3 kg/GJ wordt door CBS als default waarde gehanteerd bij het converteren van ton prijzen ketelkolen naar €/GJ prijzen.

Zwavelgehalte

E.ON, Electrabel en Essent rapporteren dat het zwavelgehalte van de kolen in 2004 relatief hoog was. Essent rapporteert voor de jaren 2000-2004 ten aanzien van de Amercentrale de volgende zwavelgehaltenes (in kolen%):

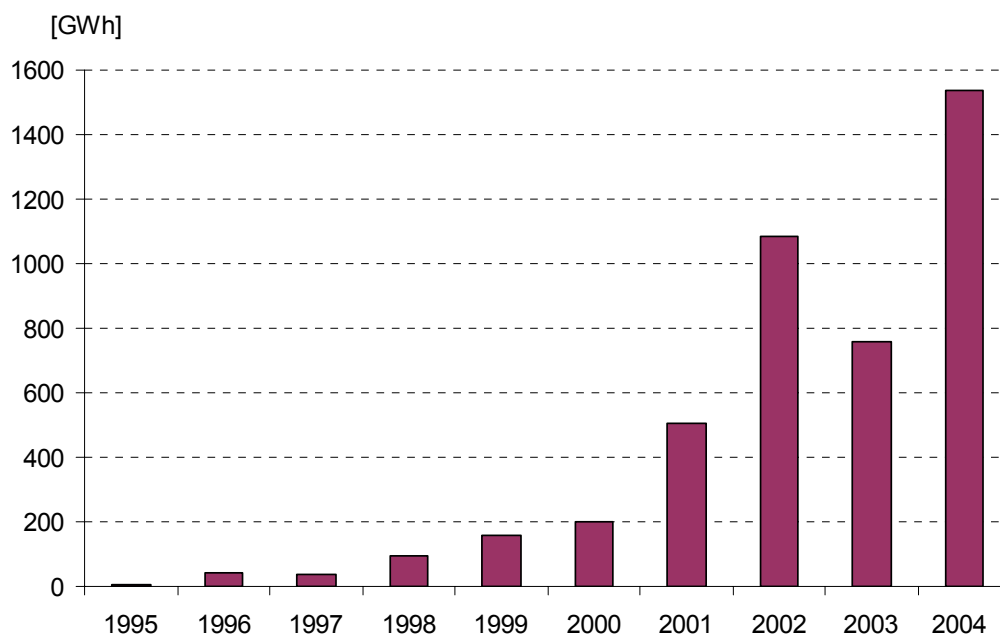
Tabel 2.2 *Zwavelhaltes kolen*

[%]	2001	2002	2003	2004
Amer-8	0,83	0,79	0,59	0,62
Amer-9	0,84	0,77	0,58	0,64

Nuon rapporteert in 2004 juist een lagere waarde voor het zwavelgehalte. EPZ meldt alleen dat de SO₂ uitstoot per geproduceerde kWh lager was dan in 2003, maar dat kan aan een rendementsverbetering liggen (2003: 38%; 2004: 38,5%). De emissiefactor (g/GJ) blijkt bij nadere analyse in 2004 ook lager te zijn geweest (zie ook Paragraaf 4.3), terwijl het rendement van de rookgasontzwavelingsinstallatie (ROI) ongeveer hetzelfde was als in 2003.

Meestook biomassa

De bij- en meestook van biomassa is na de dip in 2003 weer fors gestegen. Dit blijkt ook uit de totaal cijfers van het CBS (CBS, 2005a), zie Figuur 2.2. In 2004 bedroeg de productie uit meestook van biomassa ruim 1,5 TWh.



Figuur 2.2 *Elektriciteitsproductie van bij- en meestook in elektriciteitscentrales*

Op basis van de gedetailleerde cijfers uit de MJV's is na te gaan in welke mate bepaalde producenten en centrales inzetten op biomassa. Tevens is er inzicht welke biomassa stromen worden ingezet en welke stookwaarden de betreffende stromen hebben. Ter indicatie staan in Tabel 2.3 de meegestookte biomassa stromen in 2004.

Tabel 2.3 *Ingezette biomassa meestook stromen in 2004*

Centrale	Biomassa	Hoeveelheid	Stookwaarde(n) [GJ/ton]
Harculo (gas)	Bio-olie	12.283 ton	36,51
Gelderland	Hout	10.174 ton	15
	Olijfresidu	3741 ton	
Maasvlakte	Dierlijk vet, diermeel, diervoeder, pluimveemest, SRF		8 tot 37
Borssele	Biomassa vast: afgekeurde mais, cacaodoppen, houtzaagsel	9,9% (massa basis)	16,45
Clauscentrale (gas)	Vloeibare biomassa		ca. 37
Amer	Biomassa vast:		ca. 17
Willem-Alexander Centrale (Buggenum)	'Biomassa': gemalen hout/houtstof, RWZI-slib, Papier-slib, mix houtstof+koffie, mix RWZI+kippenmest	5.255 ton of 65.691 GJ	gem. 12,5

Olie

Olieproducten worden in beperkte hoeveelheden ingezet, met name als secundaire brandstof in een aantal gascentrales.

Overige brandstoffen

Van de overige brandstoffen zijn met name de hoogovengassen van belang. Die worden in de Velsen en IJmond centrales van Nuon verstoekt.

3. Rendementen

3.1 Vooraf

In dit hoofdstuk wordt de ontwikkeling geschetst van de rendementen van de elektriciteitscentrales over de jaren 2000-2004. Deze rendementen zijn:

- Netto elektrisch rendement, gebaseerd op de netto elektriciteitsproductie en de totale brandstofinzet per productie-eenheid.
- Netto thermisch rendement, gebaseerd op de netto warmteproductie en de totale brandstofinzet per productie-eenheid.

De rendementen zijn op deze wijze bepaald om direct te worden benut in o.a. het POWERS-model voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt en de centrale elektriciteitsproductie (Rijkers et al., 2001; Seebregts et al., 2004). De gemiddelde rendementen uit de periode 2000-2003 zijn gebruikt voor o.a. de recente Referentieramingen Energie en emissies 2005-2020 (Van Dril en Elzenga, 2005).

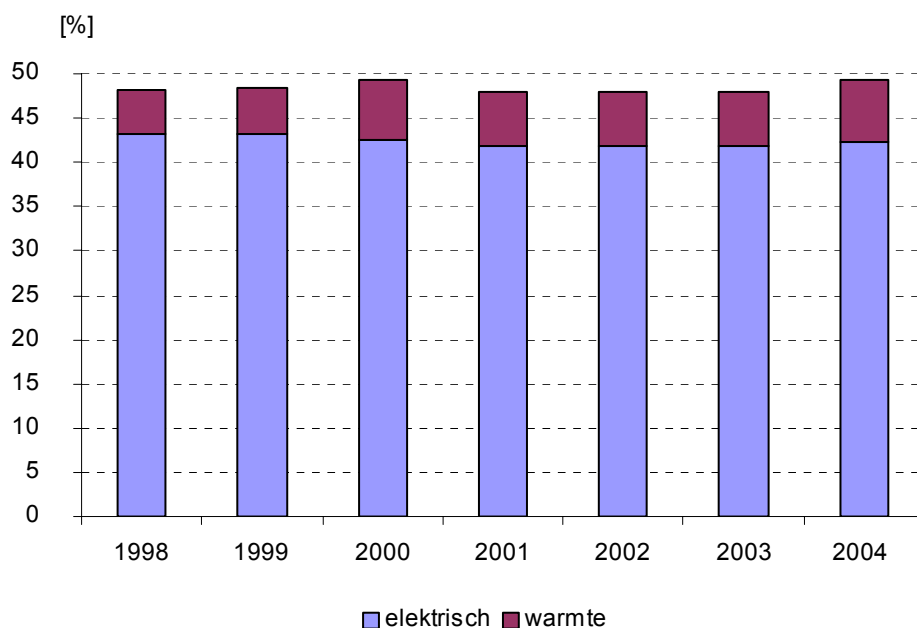
Er zijn andere manieren om rendementen uit te drukken of te berekenen, bijvoorbeeld als de referentierendementen in (SenterNovem, 2004) of (CBS, 2005b). Die rendementen zijn op exergie basis berekend. Die methodiek gaat uit van de exergetische waarde, waarbij de aan de elektriciteitsproductie toegeschreven brandstofinzet wordt bepaald door een kwaliteitsfactor aan de geleverde warmte toe te kennen (0,2 voor lage temperatuurwarmte en 0,4 voor hoge temperatuurwarmte). In principe is het mogelijk om een dergelijk ‘exergetisch’ rendement ook voor alle beschouwde centrales en productie-eenheden te bepalen.

Voor de globale ontwikkeling van de rendementen van het centrale elektriciteitsproductiepark geeft Figuur 3.1 een weergave, alsmede Tabel 3.1. De brandstofinzet en productiecijfers uit (CBS, 2005a) zijn daarbij gebruikt.

Tabel 3.1 *Ontwikkeling rendementen elektriciteitscentrales*

Jaar	Elektrisch [%]	Warmte [%]	Exergetisch 0,2 [%]	Exergetisch 0,4 [%]
1998	43,2	5,0	44,2	45,2
1999	43,2	5,2	44,2	45,3
2000	42,4	6,8	43,8	45,2
2001	41,9	6,0	43,1	44,3
2002	42,0	5,9	43,2	44,3
2003	41,9	6,0	43,1	44,3
2004	42,2	7,0	43,6	45,0

In de jaren 2001-2003 zijn de rendementen, zowel elektrisch als ‘totaal’ een stuk lager geweest dan in de jaren daarvoor. Indien de warmte met een kwaliteitsfactor van 0,2 of 0,4 wordt gewaardeerd, dan volgt dat ook daaruit (zie ook (SenterNovem, 2004a) en (CBS, 2005b)). In 2004 lijkt het totale rendement zich enigszins te herstellen van de mindere jaren 2001-2003. De rendementen liggen nog steeds lager dan in de jaren 1998 en 1999.



Figuur 3.1 *Ontwikkeling rendementen centrale productiepark, 1998-2004*

Qua verschillen in rendementen tussen typen centrales is onderscheid gemaakt naar brandstof, met name het verschil tussen kolen (Paragraaf 3.2) en gasgestookte eenheden (Paragraaf 3.3). Voor de gascentrales is een verder onderscheid gemaakt in verschillende typen. Rendementen, en daarmee vaak ook emissies, hangen sterk af van het type installatie.

3.2 Kolencentrales

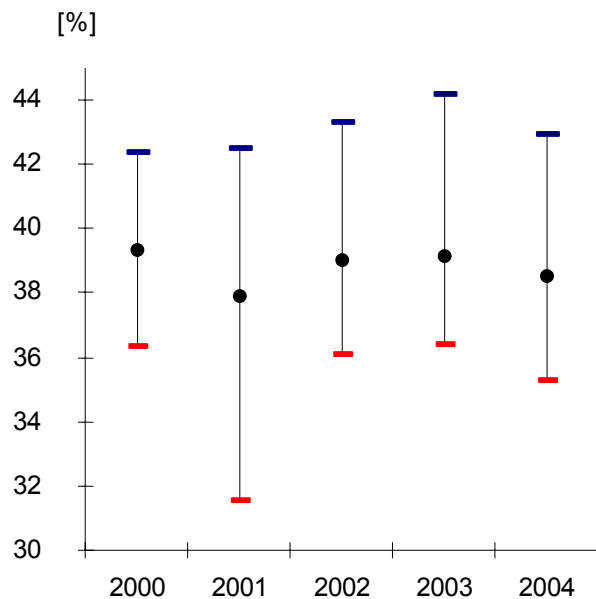
Het betreft in totaal bijna 4200 MW_e kolenvermogen, in totaal acht eenheden op zes verschillende locaties, zie Tabel 3.2 of voor meer details zie ook Bijlage A voor de vermogensgrootte en jaar dat de eenheid voor het eerst in bedrijf is genomen.

Tabel 3.2 *Kolengestookte productie-eenheden*

Naam	Locatie kolengestookte eenheid	Producent
Gelderland-13	Nijmegen	Electrabel
Hemweg-8	Amsterdam	Nuon
Maasvlakte-1 en -2	Rotterdam	E.ON
Amer-8 en -91	Geertruidenberg	Essent
Borssele-12	Borssele	EPZ
Willem-Alexandercentrale	Buggenum	Nuon, KV STEG

Het gemiddeld netto elektrische rendement en de extremen per jaar zijn weergegeven in Figuur 3.2. Het gemiddeld netto elektrisch rendement in de beschouwde periode bedraagt bijna 39% en is redelijk constant, met het jaar 2001 als negatieve uitschieter.

De bandbreedte in die jaren is grofweg tussen de 36 en 44%, indien de uitbijter in 2001 achterwege wordt gelaten. Uit de figuur blijkt dat er per jaar eenheden zijn die flink van het (productie-gewogen) jaargemiddelde afwijken. Zo was er in 2001 één kolencentrale die het jaargemiddelde met ruim 1% omlaag bracht.



Figuur 3.2 *Netto elektrisch rendement kolencentrales, 2000-2004, jaargemiddelden en extremen per jaar*

Op basis van de in Figuur 3.2 geschetste ontwikkeling zijn er - visueel - geen trends waarneembaar in de afgelopen vijf jaren. De best presterende koleneenheid in termen van elektrisch rendement is de Amer-91, met ca. 43%. De tweede beste eenheid is de Hemweg-8 met ca. 41%. Beiden eenheden zijn in 1994 in bedrijf genomen en daarmee de twee nieuwste poederkoolcentrales. De gemiddelde emissiefactoren voor CO₂, zie Figuur 4.1 in Paragraaf 4.1, vertonen nagenoeg hetzelfde verloop als de gemiddelde rendementen.

Opgemerkt zij dat een aantal eenheden ook warmte leveren. Dit betreft de Gelderland-13, de beide Amer eenheden en met ingang van 2004 ook de Maasvlakte eenheden. Voor het totale rendement (gesommeerd het netto elektrisch plus thermisch rendement, of evt. op exergiebasis ala (SenterNovem, 2004a), zie ook Paragraaf 3.1) kan het relatieve beeld wat verschuiven.

3.3 Gascentrales

De totale omvang van de gascentrales is ca. 9000 MW_e vermogen. Dit is exclusief de 790 MW_e Rijnmond Energie centrale die in 2004 in bedrijf is genomen, maar waarvan nog geen directe gegevens bekend zijn. Die gegevens zijn deels geschat op basis van CBS-gegevens (CBS, 2005a).

Het betreft eenheden die met name op aardgas worden gestookt, waarbij er enkele eenheden grotendeels of geheel worden gestookt op hoogovengas (Velsen en IJmond) of op hoogcalorisch aardgas (bijv. de Clauscentrale).

In 2004 zijn er 'centraal' twee nieuwe gasgestookte eenheden in bedrijf genomen. Het Utility Centre Maasvlakte Location (UCML, E.ON Benelux, 80 MW_e) en de Rijnmond Energie ('Intergen', 790 MW_e) centrale. Van die laatste eenheid zijn geen gedetailleerde gegevens bekend.²

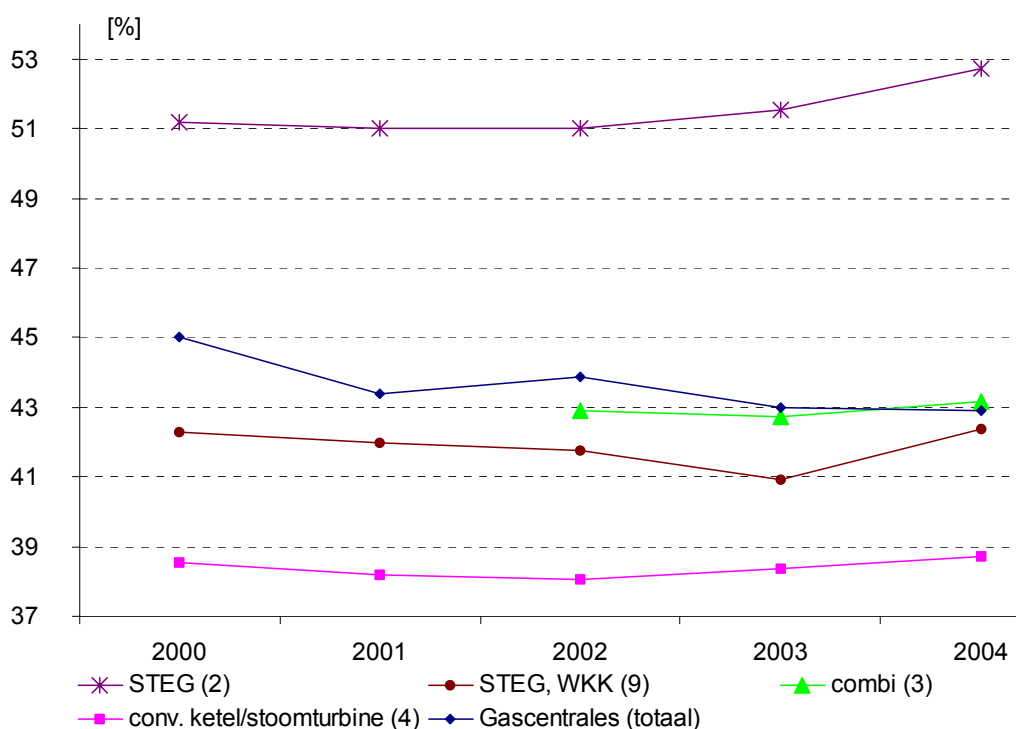
De UCML-installatie wisselt warmte uit met de twee kolen-eenheden op de Maasvlakte, waardoor het totale rendement van de Maasvlakte kolencentrales is toegenomen.

² Via CBS-cijfers is wel al een productie van 3,1 TWh te herleiden.

Tabel 3.3 *Typen gasgestookte productie-eenheden*

Type gascentrale	Naam productie-eenheid/locatie
Conventionele ketel/Stoomturbine	Maasbracht-A en -B (Clauscentrale) Velsen-24 en -25
Combi (gasturbine voorgeschakeld)	Bergum-10 en -20 Harculo-60 Eems-20 Hemweg-7
STEG zonder warmte	Eems-30 t/m -70 Dongecentrale
STEG met warmte	Almere Diemen Lage Weide-6/Merwedekanaal Galileistraat Roca Moerdijk-1 WKC Swentibold UCML (Maasvlakte) Rijnmond Energie
Gasturbines	Velsen-GT1; Flevo-30 (124 MW _e) m.i.v. 2004

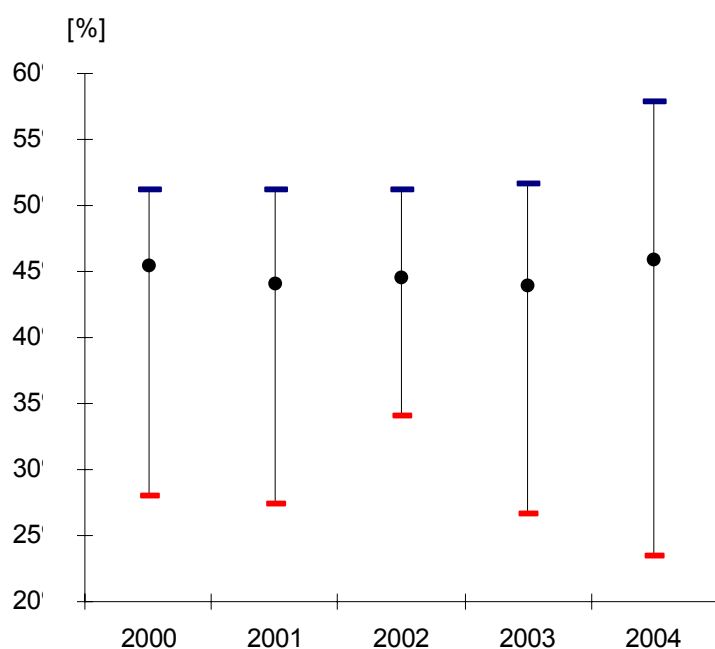
In Figuur 3.3 staan voor verschillende type gasgestookte eenheden de rendementsontwikkeling weergegeven (exclusief Rijnmond Energie centrale). Het gemiddelde van het totaal aan gascentrales ligt tussen de 43 en 45% (gewogen voor productie).



Figuur 3.3 *Ontwikkeling netto elektrisch rendement gascentrales, gemiddeld en per type per jaar (exclusief Rijnmond Energie)*

Hoewel het rendement voor elk type in 2004 hoger ligt dan in 2003, is het gemiddelde rendement voor de totale productie door gascentrales in 2003 en 2004 nagenoeg praktisch gelijk gebleven (43%). Reden is dat het aandeel van productie met eenheden met een relatief laag ren-

dement is toegenomen. Centrales met het hoogste rendement, bijv. de Eemscentrale met een productie van ruim 11 TWh, produceren niet wezenlijk meer in 2004 dan in 2003, terwijl de totale productie door gas wel fors toeneemt. De productie van de Rijnmond Energie centrale is geschat uit CBS-cijfers (CBS, 2005a) en de beschikbare gegevens uit de individuele MJV's van de andere centrales. Indien verder nog de CO₂-emissies bekend zouden zijn, kan daaruit een rendement worden afgeleid.³ In Figuur 3.4 staan naast het gemiddelde rendement ook de extremen per jaar op basis van individuele productie-eenheden of centrales, en inclusief een schatting voor de Rijnmond Energie centrale. Het hoogste rendement betreft de STEG's zonder warmteproductie; het laagste rendement betreft gasturbines.



Figuur 3.4 *Ontwikkeling netto elektrisch rendement gascentrales, gemiddeld en extremen per jaar*

Noot: Inclusief schatting voor Rijnmond Energie.

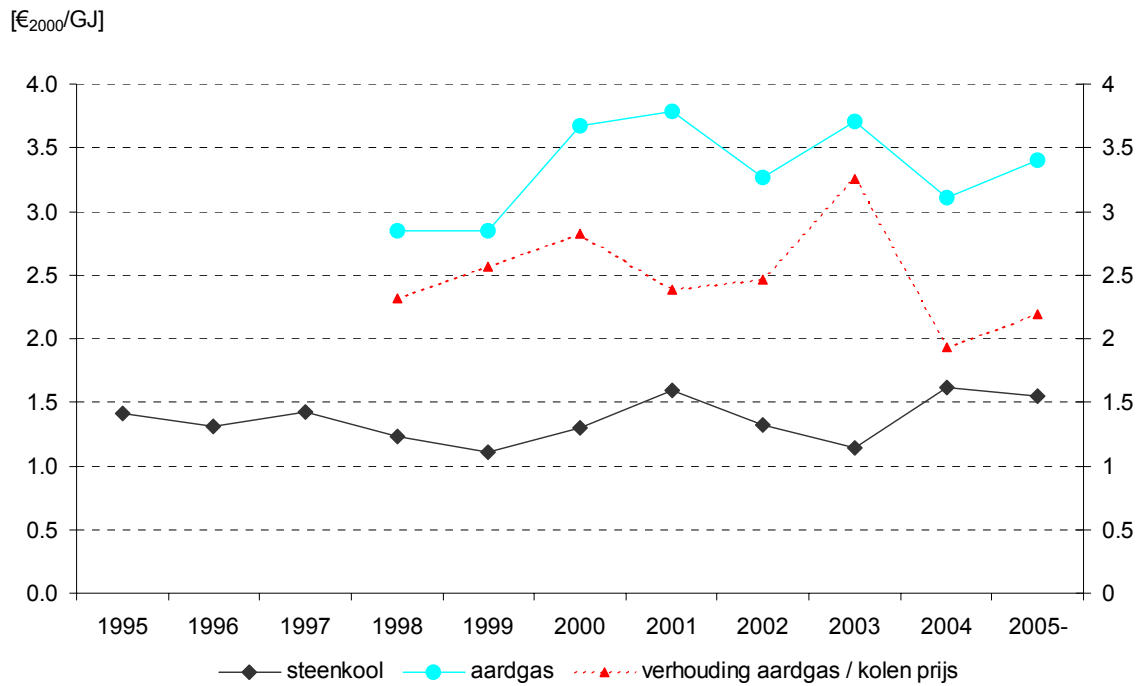
3.4 Correlaties tussen rendementen en brandstofprijzen

De ontwikkeling van de rendementen kan worden afgezet tegen de ontwikkeling van de brandstofprijzen. De verhouding tussen de aardgas- en kolenprijs is een belangrijke drijfveer voor de brandstofinzet. Naarmate aardgasprijzen relatief hoger liggen, zullen de kolencentrales meer worden ingezet. Kolencentrales hebben gemiddeld een veel lager rendement dan de gascentrales, dus bij een hogere aardgasprijs zal het gemiddelde parkrendement lager zijn. Bovendien zullen in die situatie gascentrales vaker als pieklast eenheid bedreven worden, en dus meer starts en stops kennen. Dat heeft ook een negatief effect op het rendement.

Om deze mechanismen te toetsen, zijn correlaties bepaald voor de jaren 1998-2004, dus sinds de liberalisering van de elektriciteitsmarkt.

³ Stel dat CO₂-emissie 1,1 Mton is, dan levert dat voor het elektrisch rendement ca. 58% op. Of andersom: bij een rendement van 58%, is de CO₂-emissie ca. 1,1 Mton. Bij een productie van ruim 3 TWh en een dergelijk rendement, zou het gemiddeld rendement van gascentrales in 2004 hoger liggen dan zonder de productie van de Rijnmond Energie centrale (naar schatting ca. 1%). In deze schattingen is niet de levering van warmte verrekend.

De ontwikkeling van de brandstofprijzen staat weergegeven in Figuur 3.5. Hieruit blijkt dat de aardgasprijzen in 2000 en 2003 relatief hoog waren ten opzichte van de kolenprijzen. In 2004 was de aardgasprijs relatief laag.



Figuur 3.5 Ontwikkeling prijzen kolen en aardgas

In Tabel 3.4 zijn correlaties tussen een aantal factoren weergegeven. De waarden stemmen overeen met wat vooraf verwacht kon worden. De belangrijkste gevolgtrekkingen hieruit zijn:

- Een (relatief) hoge aardgasprijs leidt tot een lager gemiddeld rendement van de gascentrales (correlaties 3 en 10), en heeft door het grote aandeel van het gasgestookte vermogen in het Nederlandse productiepark daarmee tevens een lager rendement van het totale park tot gevolg.
- Een (relatief) hoge kolenprijs leidt tevens tot een lager rendement van de kolencentrales (correlaties 6 en 11).

Opgemerkt zij dat een aantal factoren sterk aan elkaar is gekoppeld, en dat deze correlaties enkel het verband tussen steeds twee factoren aangeven. Een meer uitgebreide statistische analyse zou wellicht iets meer subtiele interacties en verbanden kunnen aangeven. Bovendien zijn er af en toe andere bijzondere omstandigheden. In 2003 waren er bijvoorbeeld door de hete zomer enkele weken problemen met het koelwater, waardoor veel centrales noodgedwongen tijdelijk op deellast moesten draaien, met navenante mindere omzettingsrendementen tot gevolg. Verder kan het langdurig uitbedrijf zijn van grote eenheden, als gevolg van storingen of uitgebreide geplande revisies, een rol spelen. Dat soort effecten zijn niet verder kwantitatief onderzocht.

Tabel 3.4 *Correlaties tussen brandstofprijzen, brandstofinzet en omzettingsrendementen*

	Factor 1	Factor 2	Correlatie [%]
1	Aardgasprijs	Aandeel ¹ aardgas	-14
2	Aardgasprijs	Aandeel kolen	18
3	Aardgasprijs	Rendement gascentrales ²	-61
4	Kolenprijs	Aandeel aardgas	49
5	Kolenprijs	Aandeel kolen	-37
6	Kolenprijs	Rendement kolencentrales	-84
7	Verhouding aardgas/kolenprijs	Aandeel aardgas	-44
8	Verhouding aardgas/kolenprijs	Aandeel kolen	36
9	Verhouding aardgas/kolenprijs	Elektrisch rendement park	-22
10	Verhouding aardgas/kolenprijs	Elektrisch rendement gascentrales	-57
11	Verhouding aardgas/kolenprijs	Elektrisch rendement kolencentrales	60
12	Totale elektriciteitsproductie	Aandeel aardgas	98
13	Totale elektriciteitsproductie	Aandeel kolen	71

¹ Aandeel is in termen van percentage van de totale brandstofinzet.

² Voor de correlaties met de rendementen gascentrales en kolencentrales zijn de jaren 2000-2004 gebruikt, voor de overige correlaties zijn de jaren 1998-2004 gebruikt.

In feite kan worden gesteld dat de liberalisering van de elektriciteitsmarkt doet wat verwacht mocht worden. De inzet per producent vindt plaats op basis van zo laag mogelijke kosten. Het effect daarvan kan wel zijn dat dit - zeker bij hoge aardgasprijzen - consequenties heeft voor de brandstofkeuze en daarmee voor het rendement van de totale elektriciteitsopwekking, en dus ook op CO₂-emissies. Indien de kosten van CO₂ meer geïnternaliseerd worden, bijvoorbeeld via een effectief CO₂-emissiehandelssysteem met voldoende lage CO₂-plafonds, dan zou dit leiden tot meer inzet van centrales met een hoog rendement en relatief lage CO₂-emissies.

3.5 Belangrijkste bevindingen

Deze paragraaf vat de belangrijkste bevindingen ten aanzien van de rendementen samen.

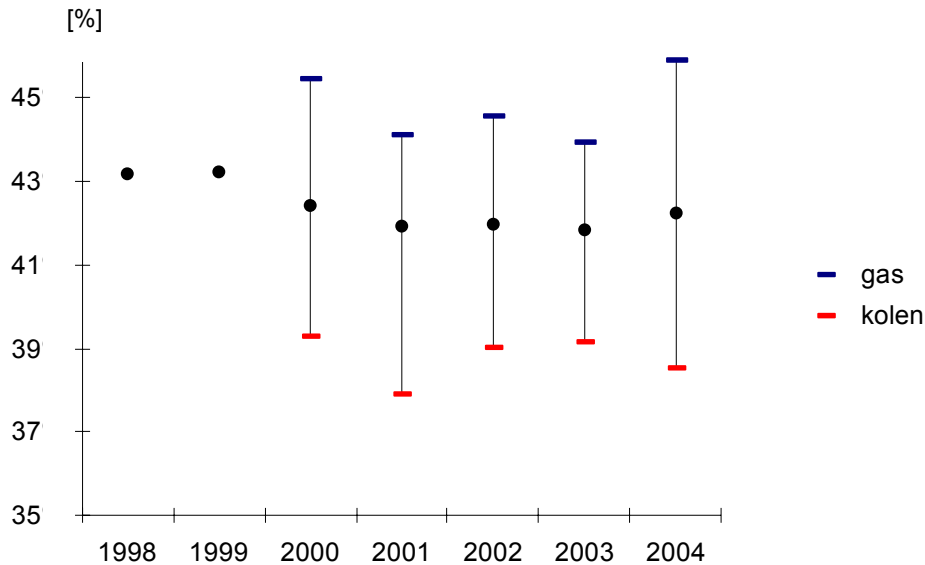
Rendementen centrales, gemiddelden 2000-2004

De ontwikkeling in de netto elektrische rendementen in de periode 2000-2004 is samengevat in Figuur 3.6, uitgesplitst naar kolen- en gascentrales. Dit is inclusief een schatting voor de nog niet volledig beschikbare gegevens van de Rijnmond Energie centrale die in 2004 in bedrijf is genomen. Op basis van de CBS-gegevens (CBS, 2005a) kan de productie van deze 790 MW_e centrale worden afgeleid (ruim 3 TWh). Gecombineerd met een aanname over de CO₂-emissies, kan hieruit een elektrisch rendement worden bepaald (55 % of meer). Daarmee wordt het gemiddelde rendement voor 2004 ca. 1 % hoger, dan zonder deze Rijnmond Energie centrale. Dit houdt echter geen rekening met de warmte-productie van de betreffende eenheid.

Kolencentrales

In de periode 2000-2004 ligt het netto elektrisch rendement van de kolencentrales gemiddeld rond de 39%. De waargenomen bandbreedte in de rendementen van individuele centrales, ligt in die jaren tussen de 35 en 44%, waarbij een eenmalige uitschieter in 2001 van 32% buiten beschouwing is gelaten.

De best presterende koleneenheid in termen van netto elektrisch rendement is de Amer-9, met ca. 43%. De tweede beste eenheid is de Hemweg-8 met ca. 41%. Niet geheel verrassend, want de beide eenheden zijn in 1994 in bedrijf genomen en daarmee de twee nieuwste poederkoolcentrales.



Figuur 3.6 *Ontwikkeling netto elektrisch rendement, centrale opwekking, gemiddeld totaal vs. gas en kolengestookt*

Noot: Inclusief schatting van Rijnmond Energie centrale, waarvoor nog geen gedetailleerde gegevens bekend zijn. Eerste orde schatting leert dat het gemiddeld rendement ca. 1% hoger ligt door het in bedrijf nemen van deze centrale.

Gascentrales

Het rendement van gascentrales ligt gemiddeld tussen de 44 en 46%, waarbij na een tijdelijke daling in de jaren 2001-2003, in 2004 weer sprake is van een stijging. Dit kan worden verklaard vooral door het in bedrijf nemen van de Rijnmond Energie centrale die in 2004 ca. 3 TWh produceerde, en uit de verbetering van het rendement van de Eemscentrale in 2004. Uitgesplitst naar de verschillende typen gascentrales zijn de bandbreedtes als in onderstaande tabel.

Tabel 3.5 *Ontwikkeling netto elektrisch rendement gascentrales*

	Jaargemiddelden 2000-2004 [%]	Individueel, bandbreedte [%]
STEG	51-53	40-53
STEG, WKK	41-42,5	32-58
Combi	43	36-44
Conventionele ketel	38-39	35-42
Gasturbine	Te weinig data	23-35

Opgemerkt dient te worden, dat het elektrisch rendement van warmte producerende eenheden, sterk kan afhangen van de hoeveelheid geproduceerde warmte. Het elektrisch rendement daalt naarmate de productie van warmte stijgt. Dit verklaart de grote bandbreedte in de categorie 'STEG, WKK'.

De ontwikkeling op basis van een totaal rendement op exergiebasis (bijv. zoals in (SenterNovem, 2004a) gedaan) biedt daarom wellicht beter inzicht in de verbetering van de rendementen of ter vergelijking voor de onderlinge prestaties.

Ontwikkeling rendementen in relatie tot liberalisering elektriciteitsmarkt

De ontwikkeling van de gemiddelde (fossiele) rendementen zijn sterk gecorreleerd met de ontwikkeling van de brandstofprijzen, dat wil zeggen met de verhouding tussen de aardgas- en kolenprijzen. De correlaties tussen enerzijds de brandstofprijzen en anderzijds de aandelen in de brandstofinzet en de rendementen zijn voor de jaren 1998-2004 in kaart gebracht.

De belangrijkste gevolgtrekkingen hieruit:

- Een (relatief) hoge aardgasprijs leidt tot een lager gemiddeld rendement van de gascentrales, en heeft door het grote aandeel van het gasgestookte vermogen in het Nederlandse productiepark daarmee tevens een lager rendement van het totale park tot gevolg.
- Een (relatief) hoge kolenprijs leidt tevens tot een lager rendement van de kolencentrales.

Een relatieve stijging van de aardgasprijzen leidt tot meer inzet van kolencentrales, waarvan het rendement een stuk lager ligt (gemiddeld ca. 39%) dan het gemiddeld rendement van de gascentrales (gemiddeld tussen de 44 en 46%). Ondanks het toegenomen gasgestookte vermogen sinds 1998 en het ‘bevroren’ kolengestookte vermogen, kan het gemiddeld (fossiele) parkrendement door relatief hoge aardgasprijzen dus in enig jaar beduidend lager zijn. Op basis van de voorlopige ontwikkelingen in het jaar 2005 (tot en met september), met sterk stijgende aardgasprijzen die niet geheel door goedkopere gascontracten zullen zijn afgedekt, kan dus al worden verwacht dat de gemiddelde rendementen in 2005 lager zullen zijn dan in 2004!

Leidt liberalisering tot minder efficiënt en minder schoon?

De cijfers voor de centrale elektriciteitsproductie voor het jaar 2004 lijken aan te geven dat er een soort kentering is ingezet ten aanzien van het gemiddelde rendement van de centrale elektriciteitsopwekking. Met ingang van het jaar 2000 leken de gemiddelde rendementen tot en met 2003 een negatieve trend in te zetten. De kentering in 2004 wordt grotendeels verklaard door de hogere inzet van efficiënt en nieuw gasgestookt vermogen (met name de Rijnmond Energie centrale van Intergen).

Deze ontwikkeling was voor CE in de notitie ‘Vrije stroom, vieze stroom, weg stroom? Effecten liberalisering elektriciteitsmarkt’ (CE, 2005) aanleiding te concluderen dat de liberalisering van de elektriciteitsmarkt heeft geleid tot minder ‘schone’ elektriciteit. Het ‘schoon’ heeft zich in die notitie beperkt tot CO₂-emissies. CE trekt deze conclusie zowel voor de jaren tot en met 2002 als voor de verwachting naar de toekomst toe. Daarbij is gebruik gemaakt van de ECN/MNP/SenterNovem studie ‘Realised energy saving 1995-2002: According to the Protocol Monitoring Energy Saving’ (Boonekamp et al., 2004).

Het jaar 2003 laat ongeveer dezelfde rendementen als in 2002 en 2001 zien, ondanks dat in het jaar 2003 de koelwaterproblematiek een negatieve impact op het rendement van sommige productie-eenheden heeft gehad. In die zin lijkt de verwachting van CE voor de toekomst wat voorbarig.

Naar verwachting zal er nog dit najaar een actualisatie van de genoemde ECN/MNP/SenterNovem studie worden uitgebracht waarbij tevens de cijfers over 2003 en 2004 worden verwerkt. Daarmee kunnen conclusies over de totale elektriciteitsproductie, dus inclusief de decentrale WKK, worden getrokken.

In het algemeen kan worden gesteld dat op basis van een relatief beperkt aantal jaren, geen al te harde conclusies kunnen worden getrokken of duidelijke trends kunnen worden waargenomen.

4. Emissies

De milieujaarverslagen rapporteren onder andere de emissies⁴ CO₂, NO_x en SO₂. In combinatie met de netto geleverde elektriciteitsproductie en de brandstofinzet, zijn vervolgens de gemiddelde emissiefactoren bepaald, per eenheid brandstof of per geproduceerde kWh.

De ECN-berekeningen voor de emissiefactoren zijn gebaseerd op primaire gegevens als brandstofinzet, emissies en productie. Een vergelijking van de resultaten van die berekeningen met de gerapporteerde getallen in de milieuverslagen, is daarmee tevens een geschikte manier ter controle van zowel de ECN-berekeningen (incl. de extra aannames daarbij, zie Hoofdstuk 5) als van de MJV-getallen.

Een aantal producenten rapporteert namelijk expliciet dergelijke emissiefactoren op g/GJ basis (meestal voor NO_x) en op g/kWh (CO₂) of mg/kWh (NO_x of SO₂) basis, hetzij in het publieksverslag hetzij in de gedetailleerde milieujaarverslagen. Zo doet Electrabel dit voor de jaren 1999-2004 (publieksverslag 2004) en in de overheid MJV's grafisch voor de jaren 1995-2004. Essent en EPZ (eenheid BS-12) rapporteren dergelijke cijfers voor de jaren 2000-2004 in de gedetailleerde verslagen. Nuon en E.ON rapporteren in de 2004 verslagen alleen cijfers over 2003 en 2004.

In dit hoofdstuk worden achtereenvolgens de berekende kengetallen voor CO₂, NO_x en SO₂ gepresenteerd.

4.1 CO₂

Opgemerkt zij dat de CO₂-emissies exclusief de CO₂-emissies van het stoken van biomassa zijn. De gemiddelde CO₂-emissiefactoren blijven relatief constant in de beschouwde periode 2000-2004, ondanks bijvoorbeeld de inmiddels in 2004 sterk toegenomen meestook van biomassa in kolencentrales en inzet van bio-olie in een aantal gascentrales. In Tabel 4.1 staan de gemiddelde waarden over deze jaren weergegeven.

Kolencentrales

De gemiddelde CO₂-emissiefactor voor kolencentrales is in 2004 niet lager geworden, ondanks een toename in de biomassa meestook. Reden is dat het gemiddelde kolenrendement in 2004 een stuk lager lag dan in 2003, zie ook Figuur 3.6. De gemiddelde emissiefactor voor de in kolencentrales geproduceerde elektriciteit ligt tussen de 840 en 880 g/kWh.

Gascentrales

Voor gasgestookte eenheden, exclusief de Velsen en IJmond centrales, die grotendeels op hoogovengas (HO-gas) worden gestookt, ligt de gemiddelde CO₂-emissiefactor tussen de 410 en 460 g/kWh. Indien de Velsen en IJmond centrales worden meegerekend komt de gemiddelde emissiefactor een stuk hoger te liggen. De reden is de zeer hoge emissiefactor van hoogovengas, met een standaard waarde van 247,4 kg/GJ (SenterNovem, 2004), in vergelijking met die van aardgas, die slechts 56,1 kg/GJ bedraagt.

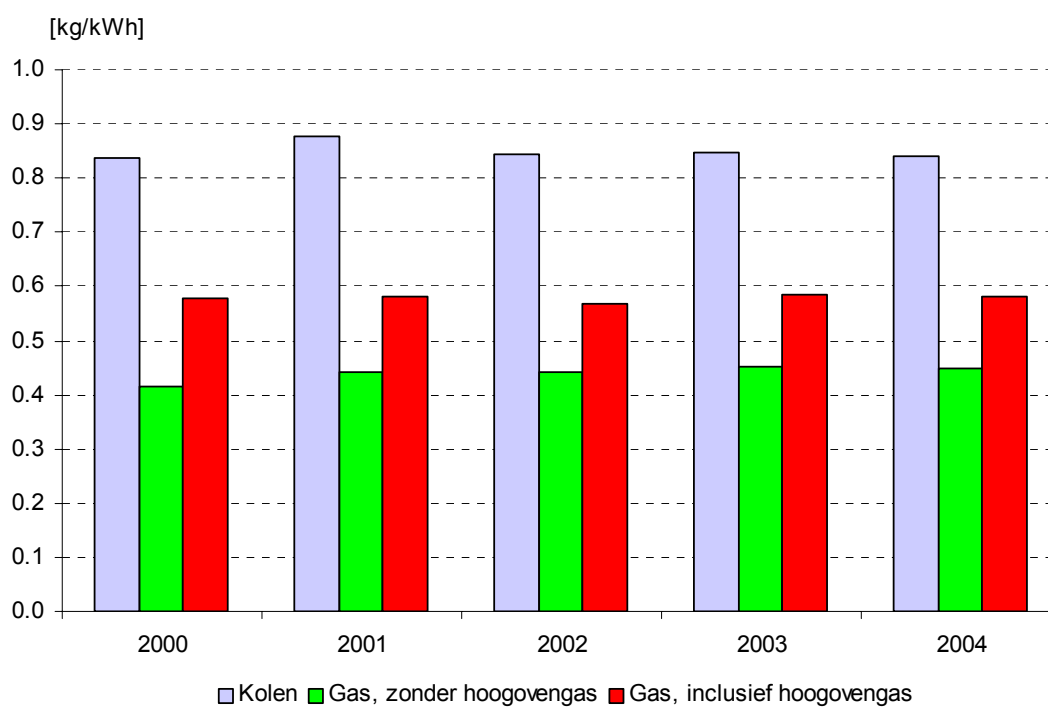
⁴ 2004: Gebaseerd op gedetailleerde MJV's m.u.v. Rijnmond Energie centrale. Productie daarvan is geschat vanuit CBS-gegevens, verondersteld rendement 58%. Daaruit CO₂ emissies bepaald.

Tabel 4.1 *Gemiddelde CO₂-emissiefactoren in kolencentrales en gascentrales*

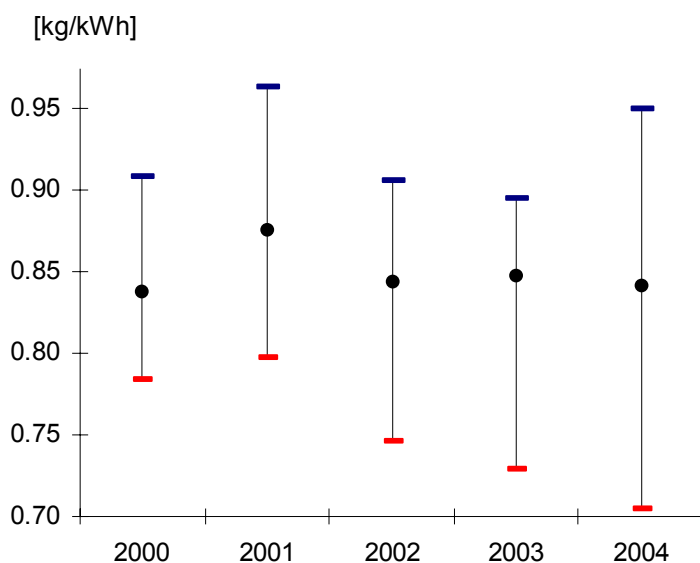
Type centrale	2000	2001	2002	2003	2004
[kg/kWh]					
Kolen	0.838	0.876	0.845	0.848	0.863
Gas, zonder HO-gas	0.415	0.440	0.442	0.455	0.450
Gas, inclusief HO-gas	0.578	0.581	0.568	0.585	0.580
[kg/GJ]					
Kolen	92	92	92	92	92
Gas, zonder HO-gas	53	54	55	55	54
Gas, inclusief HO-gas	69	68	67	69	68

Noot: Alle CO₂ emissies zijn aan elektriciteitsproductie toegerekend, dus zonder 'warmte-correctie'. In de factoren voor gascentrales is nog geen rekening gehouden met de Rijnmond Energie centrale, die in de loop van 2004 in bedrijf is genomen en ca. 3 TWh heeft geproduceerd.

De gemiddelde CO₂-emissiefactoren per netto geproduceerde kWh staan in Figuur 4.1 weergegeven. De bandbreedtes die op basis van de individuele kolengestookte eenheden kunnen worden gemaakt, zijn weergegeven in Figuur 4.2.



Figuur 4.1 *Gemiddelde CO₂-emissiefactor, kolen- en gascentrales*



Figuur 4.2 CO₂-emissiefactoren, kolencentrales, gemiddeld en extremen

4.2 NO_x

De bedrijven die gaan deelnemen aan de NO_x-emissiehandel moeten voldoen aan een nieuwe norm: de Performance Standard Rate (PSR). De elektriciteitscentrales vallen ook onder de NO_x-emissiehandel, die 1 juni 2005 van start is gegaan. De PSR is een relatieve norm die aangeeft hoeveel NO_x per eenheid energie mag worden uitgestoten. De norm wordt per jaar scherper gesteld zodat de overheid haar doelstelling van 55 kton NO_x-emissie in 2010 kan realiseren. De PSR voor de verbrandingsemissies is voor de jaren 2005 t/m 2010 vastgesteld zoals in de onderstaande tabel.

Tabel 4.2 Prestatie-eis NO_x-emissiehandel

Jaar	2005	2006	2007	2008	2009	2010
[g/GJ]	68	63	58	52	46	40

In Tabel 4.3 staan de gemiddelde prestaties van kolen- en gascentrales weergegeven. De gemiddelde waarden liggen hoger dan de PSR waarde van 40 g/GJ zoals die voor 2010 als prestatienorm in het kader van de NO_x-emissiehandel gaat gelden.

Tabel 4.3 Gemiddelde NO_x-emissiefactoren

[g/GJ]	2000	2001	2002	2003	2004
Kolen	104	110	102	103	95
Gas	38	43	46	47	46

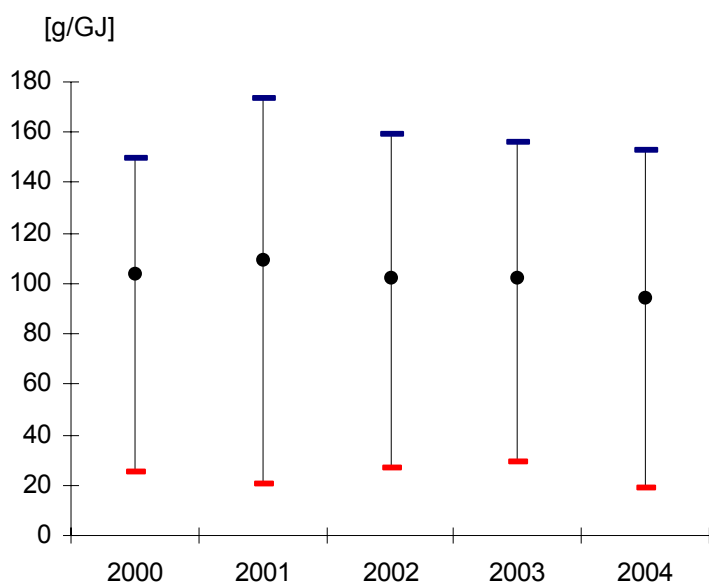
Voor individuele eenheden zijn de verschillen markanter, zoals te zien is in Figuur 4.3 en Figuur 4.4, waar behalve de gemiddelden ook de minimum en maximum waarden zijn weergegeven. In 2004 is er nog een flink aantal eenheden met een NO_x-emissie boven de PSR van 40 g/GJ (prestatie-eis 2010). De PSR voor 2005, 68 g/GJ, wordt in 2000-2004 slechts door enkele eenheden gehaald.

Van de kolencentrales zitten in 2004 alleen de Gelderland-13, de Amer-8 en de KV STEG in Buggenum onder de PSR die voor 2005 geldt. In Figuur 4.3 zijn de laagste waarden steeds te vinden voor de KV STEG Buggenum. De hoogste waarden betreffen kolencentrales die nog

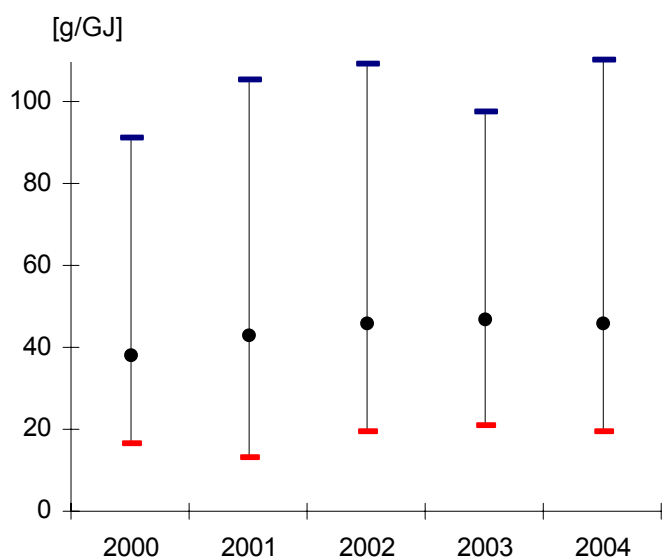
geen DeNOx installatie hebben. Zo heeft de Amer-9 - ondanks een beter rendement (zie Paragraaf 3.2) - veel hogere NO_x-emissiewaarden dan de oudere Amer-8. Die oudere eenheid is in 1996 uitgerust met een DeNOx-installatie. De Amer-9 heeft zo'n installatie (nog) niet. Het MJV 2004 meldt dat een DeNOx installatie nog niet wordt toegepast. Bovendien wordt er in de Amer-8 relatief meer aardgas verstoekt in vergelijking tot de Amer-9.

Voor de twee koleneenheden op de Maasvlakte zullen eind 2007 DeNOx installaties zijn afgebouwd. EPZ gaat de eenheid Borssele-12 van een DeNOx installatie voorzien.

De bandbreedtes per jaar voor de individuele gascentrales staan in Figuur 4.4. De laagste waarden zijn steeds van een andere eenheid. NO_x-emissies kunnen sterk afhangen van het aantal starts en stops van het jaar, en dat kan per jaar redelijk variëren. Het zijn met name typische piek eenheden die vaak de hoogste NO_x-emissiefactor hebben. Hogere NO_x-emissies kunnen ook te wijten zijn aan het gebruik van hoogcalorisch gas (voorbeeld: Moerdijk centrale).



Figuur 4.3 NO_x-emissies, kolencentrales, gemiddelde en bandbreedte



Figuur 4.4 NO_x-emissies, gascentrales, gemiddelde en bandbreedte

4.3 SO₂

SO₂ komt voornamelijk vrij bij verbranding van steenkool(producten) en olie(producten). De energiesector en dan met name de kolencentrales zorgen voor het grootste deel van de SO₂-emissies. Bij gascentrales komt nauwelijks SO₂ vrij, hoewel er wel sommige eenheden olieproducten bijstoken (bijv. stookolie of bio-olie) die SO₂-emissies veroorzaken. Een toename van de meestook van bio-olie in gascentrales kan daarom de SO₂-emissies verhogen.

Kolen

E.ON, Electrabel en Essent rapporteren dat het zwavelgehalte van de kolen in 2004 relatief hoog was. Nuon rapporteert in 2004 juist een lagere waarde. EPZ meldt alleen dat de SO₂-uitstoot per geproduceerde kWh lager was dan in 2003, maar dat kan aan een rendementsverbetering liggen.

De (gemiddelde) SO₂-uitstoot wordt bepaald door het rendement van de energieconversie, de kwaliteit van de kolen d.w.z. het zwavelgehalte, en het rendement waarmee uit de rookgassen SO₂ wordt verwijderd in de ROI. Ter illustratie: Electrabel en EPZ rapporteren rendementen van meer dan 90% (resp. 92,4 en 90,6%).

In de periode 2000-2004 lopen de gemiddelde SO₂-emissiefactoren sterk terug voor de kolencentrales, tot gemiddeld iets boven 40 g/GJ in 2003 en 2004. In 2000 en 2001 bedroeg die emissiefactor ruim 60 g/GJ, zie Figuur 4.5.

Olie/gas

Enkele gasgestookte eenheden stoken wat olieproducten bij of stoken hoogovengassen, en hebben daarom toch beperkte SO₂-emissies. De emissiefactoren liggen niet hoger dan 4 g/GJ.

Biomassa stromen

Voor een van de gascentrales worden aan de meestook van biomassa aparte emissies van o.a. SO₂, NO_x en fijn stof gerapporteerd. De daaruit te destilleren emissiefactoren zijn:

Tabel 4.4 *Vloeibare biomassa: emissiefactoren SO₂, NO_x en fijn stof*

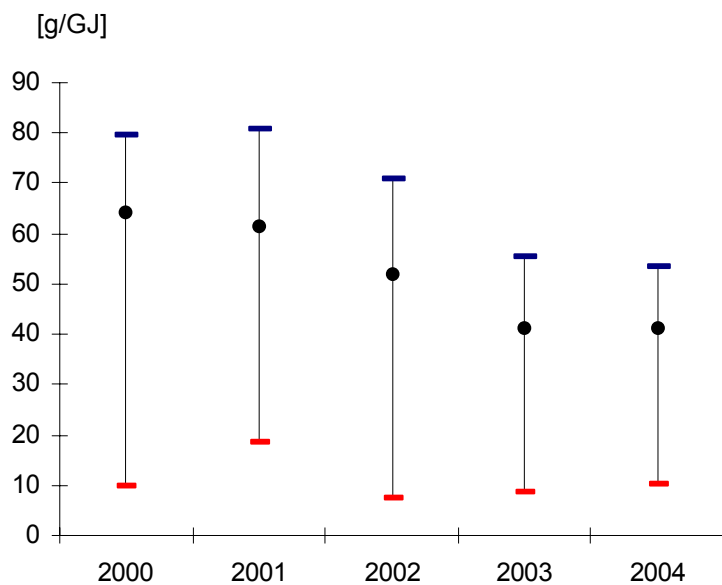
SO ₂ [g/GJ]	NO _x [g/GJ]	Fijn stof [g/GJ]
4,4	66,5	12,2
2,6	53,8	7,2

Voor de meestookstoffen in kolencentrales zijn in de MJV's de emissies niet onderscheiden naar de brandstof, dus geen aparte emissiefactoren voor biomassa stromen te destilleren.

De gemiddelde SO₂-emissiefactoren in de periode 2000-2004 staan weergegeven in Tabel 4.5.

Tabel 4.5 *Gemiddelde SO₂-emissiefactoren*

[g/GJ]	2000	2001	2002	2003	2004
Kolencentrales	64	61	52	41	41
Gascentrales (excl. Velsen en IJmond)	0	2	1	2	1
Gascentrales (totaal)	1	3	3	4	2



Figuur 4.5 *SO₂-emissies, kolencentrales, gemiddelde en bandbreedte*

4.4 Fijn stof

Recent is er veel aandacht voor de problematiek van fijn stof (PM₁₀) (MNP/RIVM, 2005). De bijdrage van de elektriciteitscentrales, met name afhankelijk van de kolengestookte centrales, is inmiddels relatief zeer beperkt, dankzij regelgeving en daarop volgende maatregelen (ECN/MNP, 2005). De bijdrage aan de concentraties fijn stof in de omgeving van een moderne kolencentrale is verwaarloosbaar geworden (Meij & te Winkel, 2005). De bijdrage van de energiesector als totaal was in 2002 1% van de totale PM₁₀-emissie (dus 1% van 46 kton, dus minder dan 0,5 kton).

5. Beperkingen van de analyse

Het verzamelen van een grote hoeveelheid primaire gegevens, de bewerking en de analyse daarvan kent een aantal beperkingen. De belangrijkste beperkingen zijn:

1. Beschikbaarheid van gedetailleerde milieujaarverslagen.
Niet voor alle genoemde jaren 2000 tot en met 2004 waren gedetailleerde milieujaarverslagen beschikbaar. Met uitzondering van de Rijnmond Energie centrale zijn voor het jaar 2004 de gedetailleerde verslagen gebruikt. De betrouwbaarheid van de cijfers over 2004 wordt daarom hoger ingeschat.
2. Bijschattingen en eigen aannames.
In een aantal gevallen zijn 'bijschattingen' of eigen aannames gebaseerd op een eerder jaar of op generieke factoren, bijvoorbeeld:
 - De verdeling van de elektriciteitsproductie, brandstofinzet en emissies over verschillende eenheden van een centrale.
 - Stookwaarden uit vorige jaren of op basis van een generieke waarde, bijv. gebaseerd op (SenterNovem, 2004b).
3. Bruto of netto productie.
Niet in alle situaties is duidelijk of de gepresenteerde productie de netto productie is. De gemiddelde emissiefactoren op kWh basis dienen op netto basis te worden bepaald.
4. Oorsprong CO₂-emissies: fossiel of duurzaam (biomassa)?
Niet in alle situaties is duidelijk of de gerapporteerde CO₂-emissies alleen van fossiele oorsprong zijn, met name in het geval van CO₂-emissies die in publieksverslagen zijn gerapporteerd. Bij relatief hoge percentages meestook van biomassa valt het vrij snel op indien de CO₂-emissies ook de biomassa gerelateerde emissies bevatten.

Opgemerkt zij dat de informatie over de laatste twee jaren (2003 en 2004) op al deze punten nagenoeg zeker is.

Referenties

- Boonekamp, P.G.M., A. Gijsen, H.H.J. Vreuls (2004): *Realised energy saving 1995 -2002: According to the Protocol Monitoring Energy Saving* ECN, RIVM/MNP, SenterNovem, ECN-C--04-085, October 2004.
- CBS (2005a): Centraal Bureau voor de Statistiek, StatLine, <http://statline.cbs.nl/>, 27 juli 2005. Productiemiddelen elektriciteit; Cijfers over 2004 zijn als voorlopig gemarkeerd.
- CBS (2005b): *Herziening duurzame energie 1990-2004*, Centraal Bureau voor de Statistiek, Publicatiedatum CBS-website 27 juni 2005.
- CE (2005): *Vrije stroom, vieze stroom, weg stroom? Effecten liberalisering elektriciteitsmarkt*. Notitie voor de Bezinningsgroep Energie, CE, Delft, publicatienummer 05.3009.31, september 2005.
- Daniëls, B.W. en A.W.N. van Dril (2005): *WKK in de referentieramingen 2005-2020 - Achtergrondgegevens bij de WKK-resultaten*, ECN-C--05-076, ECN, Petten, Juli 2005.
- ECN/MNP (2005): *Referentieramingen energie en emissies 2005-2020*. ECN-C--05-018, Petten.
- Electrabel (2005): Publieksmilieujaarsverslag 2004, www.electrabel.nl, pagina: http://www.electrabel.nl/content/corporate/aboutelectrabel/pmjv/pmjv_introductie_nl.asp
- E.ON (2005): *Milieujaarsverslag 2004*, E.ON-Benelux, Rotterdam.
- EPZ (2005): *Mens en Milieu 2004*, en *Jaarverslag 2004*, EPZ, beiden via <http://www.epz.nl/>, 15 juli 2005
- Essent (2005): *Milieukrant Elektriciteitscentrales*, Essent, divisie Energie, afdeling Communicatie, juni 2005.
- Hobbs, B.F. and F.A.M. Rijkers (2004): *Strategic Generation with Conjectured Transmission Price Responses in a Mixed Transmission System I: Formulation*, In: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004, pp 707-71
- InfoMil (2005). *Uitvoeringswet Aarhus in werking*, <http://www.infomil.nl/aarhus> 14 maart 2005.
- Lise, W., B.F. Hobbs (2005): *A Model of the European Electricity Market - What Can We Learn From a Geographical Expansion to EU20?* Paper prepared for the Workshop on Market modelling of the Central Western European Electricity Market, 15-16 September 2005, KU Leuven, te downloaden via: http://www.electricitymarkets.info/competes/docs/ete_2005-competes.pdf
- Meij, R., H. te Winkel (2005): *Stofemissies van de Nederlandse kolencentrales*, in: Het Dossier/ArenA, Nr. 5, september 2005, blz. 65-68.
- MNP/RIVM (2005): *Fijn stof nader bekeken*. Milieu- en Natuurplanbureau, en sector Milieu en Veiligheid van het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, Bilthoven.
- Nuon (2005): *Duurzaamheidsverslag 2004 - Verhelderend*, Amsterdam.
- Rijkers, F.A.M., J.J. Battjes, F.H.A. Janszen (EUR), M. Kaag, (EUR) (2001): *POWERS - Simulatie van prijsvorming en investeringsbeslissingen in een geliberaliseerde Nederlandse elektriciteitsmarkt*, ECN-C--01-033, ECN, Petten.

- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers, H.J. de Vries (2004): *Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020 - Onderbouwing van de elektriciteitsprijs in het advies technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties 2006-2007*, ECN-I--04-002, ECN, Petten, oktober 2004.
- SenterNovem (2004a): *Protocol Monitoring Duurzame Energie - Methodiek voor het registreren en registreren van de bijdrage van duurzame energiebronnen*. Derde, geactualiseerde versie. December 2004.
- SenterNovem (2004b): *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren*, 14 december 2004, H.H.J. Vreuls.
- Volkers, C.H.: *NEV-RS - Technische beschrijving*, nog te publiceren, ECN, Petten.
- Vries, H.J. de, A.E. Pfeiffer, H. Cleijne, X. van Tilburg (2005): *Inzet van biomassa in centrales voor de opwekking van elektriciteit - Berekening van de onrendabele top*. ECN/KEMA, ECN-C-05-082, Petten, september 2005.

Bijlage A Lijst van centrale productie eenheden

Producent	Naam eenheid/ centrale	Type eenheid	Hoofd brandstof	Nominaal Vermogen [MW _e]	In bedrijf	
Electrabel	Almere-1	STEG	Gas	67	1988	
	Almere-2	STEG	Gas	53	1994	
	Bergum-10	Combi	Gas	332	1975	
	Bergum-20	Combi	Gas	332	1976	
	Eems-20	Combi	Gas	695	1978	
	Eems-30	STEG	Gas	341	1996	
	Eems-40	STEG	Gas	341	1996	
	Eems-50	STEG	Gas	341	1996	
	Eems-60	STEG	Gas	341	1997	
	Eems-70	STEG	Gas	341	1997	
	Gelderland-13	Kolen	Kolen	602	1982	
	Harculo-60	Combi	Gas	350	1983	
	Flevo-30	Gasturbines	Gas	120	2004	
Nuon	Diemen-33	STEG	Gas	249	1996	
	Hemweg-7	Combi	Gas	599	1979	
	Hemweg-8	Kolen	Kolen	630	1995	
	IJmuiden1	STEG	Hoogoven gas	145	1997	
	L.Weide-6	STEG	Gas	247	1996	
	Merwede-10	STEG	Gas	96	1979	
	Merwede-11	STEG	Gas	103	1985	
	Merwede-12	STEG	Gas	217	1990	
	Purmerend-1	STEG	Gas	69	1989	
	Velsen-24	Conventioneel	Hoogoven gas	459	1975	
	Velsen-25	Conventioneel	Hoogoven gas	360	1987	
	Velsen-GT1	Gasturbine	Gas	26	1976	
	Buggenum-7 (Willem-Alexander)	KV-STEG	Kolen	250	1994	
	E.ON	Gallilei-1	Stadsverwarming	Gas	209	1989
		Maasvlakte-1	Kolen	Kolen	520	1989
Maasvlakte-2		Kolen	Kolen	520	1988	
UCML		STEG	Gas	77	2004	
Roca-1		STEG	Gas	25	1983	
Roca-2		STEG	Gas	25	1983	
Roca-3		STEG	Gas	220	1997	
Essent		Amer-8	Kolen	Kolen	645	1981
	Amer-9	Kolen	Kolen	600	1994	
	Donge-1	STEG	Gas	121	1977	
	Geleen	STEG	Gas	190	2000	
	Moerdijk-1	STEG	Gas	339	1998	
	Maasbracht-A (Claus)	Conventioneel	Gas	638	1978	
	Maasbracht-B (Claus)	Conventioneel	Gas	640	1979	
EPZ	Borssele-12	Kolen	Kolen	406	1988	
	Borssele-20	Gas	Gasturbine	18	1972	
	Borssele-30	Kern	Nucleair	449	1974	
Intergen	Rijnmond Energie	STEG	Gas	820	2004	

De middelgrote eenheden van Essent zijn in deze tabel achterwege gelaten. Informatie hierover is wel beschikbaar. De kleine eenheden van E.On op locaties Den Haag, Leiden en Delft zijn in bovenstaande tabel niet opgenomen.

Het grootste deel van deze ‘decentrale’ eenheden is wel opgenomen in het POWERS-model.

Bijlage B Lijst van afkortingen

APX	Amsterdam Power eXchange
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
HO	HoogOven
MJV	MilieuJaarVerslag
PSR	Performance Standard Rate, een relatieve prestatienorm, uitgedrukt in de maximale massa uitstoot per energie-input (in g/GJ), gebruikt als eis in kader van NO _x -emissiehandel
ROI	RookgasOntzwavelingsInstallatie
STEG	productie-eenheid met een geïntegreerde SToom- En Gasturbine
UCML	Utility Centre Maasvlakte Location
WKK	Warmte-Kracht Koppeling