

September 2003

ECN-C--03-073

# **MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING IN NEDERLAND**

**Periode 2001 - 2002**

F.A.M. Rijkers  
R. Harmsen  
A.W.N. van Dril

## Verantwoording

Deze rapportage is onderdeel van het raamproject 'Effecten van marktontwikkelingen en beleidsinstrumenten op de toekomst van warmtekrachtkoppeling' in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, onder FAS nr. 68636, ECN-projectnummer 7.7392. Wij willen het CBS bedanken voor hun intensieve samenwerking en de WKK-exploitanten voor de waardevolle bijdrage die zij geleverd hebben aan de interviewronde ten behoeve van deze monitoringstudie.

## Abstract

This report describes the financial position of existing Combined Heat and Power (CHP) units in the Netherlands. The report is the result of a monitoring of CHP in the Netherlands over the period 2001 and 2002. This monitoring is a continuation of a previous monitoring published in 2002 and covering the period 1999 up to June 2001 (Rijkers, 2002). The data presented in this report is retrieved from public sources, literature, the agency 'Statistics Netherlands' and by interviewing market players (CHP operators).

After the introduction in Chapter 1, an analysis of Dutch prices and tariffs for gas, electricity and heat is given in Chapter 2 for the years 2001 and 2002. This analysis shows that the gas prices during the first months of 2002 have been decreased in the Netherlands, which also results in a lower remuneration of the heat produced by CHP. In the end of 2002 an increase of gas prices is to be expected. The electricity prices are based on forward prices and compared to 2001 the off-peak prices have increased, whereas the average peak prices show a decrease. Chapter 3 summarises the production capacity of CHP in the Netherlands in 2001 and the corresponding CO<sub>2</sub>-emission reductions that have been reached. The role and position of CHP in the Dutch electricity market as a whole and in the European market is discussed in Chapter 4. Some news bulletins of the last years are also included in this chapter. Chapter 5 gives an overview of the current policy instruments shortly describing the new instrument (MEP) that will be introduced by 2004. After these chapters the report starts focussing on the cost effectiveness of CHP in the Netherlands. In Chapter 6 the cost-effectiveness of seven standard CHP units is calculated and discussed. In Chapter 7 a similar calculation is executed based on figures of the agency 'Statistics Netherlands'. Chapter 8 discusses the results of the interviews, which also includes the operation of the units and how energy contracts are designed. The report ends with a preview to 2010 in Chapter 9, estimating the total capacity of CHP in the Netherlands by 2010.

# INHOUD

SAMENVATTING EN CONCLUSIES	5
1. INLEIDING	9
2. MARKTCONDITIES	11
2.1 Huidige gasprijzen en tarieven	11
2.1.1 Gastarieven gebonden afnemers	11
2.1.2 Gasprijzen en tarieven vrije afnemers	13
2.1.3 Regeling voor overgang van gebonden naar vrije afnemer	15
2.1.4 Heffingen op aardgas	15
2.1.5 Overzicht hoogte gasprijzen voor verschillende afnemers	16
2.2 Elektriciteitsprijzen en tarieven	17
2.2.1 Commodityprijs van elektriciteit	18
2.2.2 Nettarieven	19
2.2.3 Heffingen op elektriciteit	20
2.2.4 Overzicht hoogte elektriciteitsprijzen voor verschillende afnemers	20
2.3 Warmteprijzen	21
2.3.1 Warmteprijs bij stoomlevering	21
2.3.2 Warmteprijs bij warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie	21
2.3.3 Overzicht warmtewaardering	22
3. VERMOGEN, PRODUCTIE EN BESPARING WKK	23
3.1 Introductie	23
3.2 Opgesteld WKK-vermogen	23
3.3 WKK-vermogen naar type	24
3.3.1 Grootschalige industriële WKK	24
3.3.2 Kleinschalige WKK	24
3.3.3 Stadsverwarming en warmtedistributie	24
3.4 Elektriciteitsproductie WKK	24
3.5 Besparing en CO <sub>2</sub> -emissiereductie WKK	26
3.5.1 Besparing en CO <sub>2</sub> -emissiereductie door grootschalige industriële WKK	27
3.5.2 Besparing en CO <sub>2</sub> -emissiereductie door kleinschalige WKK	28
3.5.3 Besparing en CO <sub>2</sub> -emissiereductie door Stadsverwarming en warmtedistributie	28
3.5.4 Besparingserosie	28
4. ELEKTRICITEITSVOORZIENING	30
4.1 Binnenland	30
4.2 Buitenland	33
4.3 Persberichten WKK	34
5. WKK-BELEID	37
5.1 Bestaand WKK-beleid	37
5.2 Nieuwe stimulering WKK	37
6. DE KERNCASES	38
6.1 Introductie	38
6.2 Beschrijving van de kerncases	38
6.2.1 Input van het W/K-platform	38
6.2.2 Definitieve uitgangspunten	39
6.3 Representativiteit van de kerncases	40
6.4 Kostprijzen van de standaardcases	40
6.4.1 Definitie	40
6.4.2 Resultaten	41
7. RESULTATEN OP BASIS VAN CBS-GEGEVENS	45

7.1	Introductie	45
7.2	Beschrijving van CBS-gegevens	45
	7.2.1 Fysieke gegevens	45
	7.2.2 Financiële gegevens	49
7.3	Vergelijking van de CBS-gegevens met de kerncases	50
7.4	Kostprijzen op basis van CBS-cijfers	51
7.5	Conclusie CBS-cijfers	54
7.6	Reflectie kostprijsberekeningen kerncases	54
8.	RESULTATEN INTERVIEWS EN ENQUETES	56
8.1	Introductie	56
8.2	Bevindingen uit de interviews en enquêtes	57
	8.2.1 Uit gebruik nemen WKK	57
	8.2.2 Terugregelen	57
	8.2.3 Bedienings- en onderhoudskosten	59
	8.2.4 Financiering	62
	8.2.5 Contractvormen	63
	8.2.6 Warmtewaardering	68
	8.2.7 Beheervormen	69
	8.2.8 Back-up kosten bij uitval	69
	8.2.9 Toekomstvisie exploitanten	70
	8.2.10 Evaluatie karakteristieken ECN kerncases	70
8.3	Vergelijking van de technische prestaties van de enquêtes en de kerncases	72
8.4	Kostprijzen van op basis van enquêtécijfers	73
8.5	Conclusies interviews	76
8.6	Reflectie kostprijsberekeningen kerncases	77
9.	TOEKOMST WKK: VERWACHTE ONTWIKKELING VAN HET OPGESTELD VERMOGEN	79
9.1	Introductie	79
9.2	Referentieraming 2001-2010	79
	9.2.1 Resultaten	79
	9.2.2 Vergelijking met voorgaande studie	80
	9.2.3 Onzekerheden	81
9.3	Strategisch akkoord	81
	REFERENTIES	83
	BIJLAGE A TARIEVEN VOOR METER- EN AANSLUITDIENSTEN VAN ENBU B.V.	84
	BIJLAGE B INTERVIEW EN ENQUETE	85

## SAMENVATTING EN CONCLUSIES

Deze studie is een vervolg op de studie 'Marktmonitoringstudie warmtekrachtkoppeling in Nederland, periode 1999 - juni 2001' (Rijkers, 2002). Waar mogelijk beperkt deze rapportage zich tot de relevante wijzigingen die zich hebben voorgedaan sinds die periode. Het rapport dient zodoende te worden gelezen als een vervolg op de voorgaande rapportage.

### *Marktcondities*

Ten opzichte van 2001 zijn de gasprijzen in de eerste helft van 2002 significant gedaald wat veroorzaakt wordt door een daling in de olieprijs. Deze lagere gasprijs zorgt tevens voor een verlaging van de warmteprijs in het eerste halfjaar van 2002. Eind 2002 is weer een stijging in de gasprijzen te verwachten. Voor de tuinders die nog gebonden zijn op de gasmarkt is een stapsgewijze prijsstijging in de periode 2002 - 2004 afgesproken tussen Gasunie en de energie-distributiebedrijven.

De elektriciteitsprijzen die in deze studie worden gebruikt worden ontleend aan forward prijzen. In 2002 zijn deze forward prijzen in de daluren iets gestegen t.o.v. 2001, terwijl de gemiddelde piekprijzen zijn gedaald.

### *Opgesteld vermogen WKK*

De afwijkingen in WKK-cijfers tussen Novem, CBS, ECN en COGEN zijn in deze rapportage opgehelderd. Het totaal opgesteld vermogen is in 2001 iets gedaald. Energiebedrijven geven aan dat zij in 2001 en 2002 fors gesaneerd hebben in hun kleine gasmotorenpark. Dit verlies wordt gecompenseerd door een nieuw project van Delta dat in 2002 is gestart.

Het aantal draaiuren van veel WKK-installaties is sterk afgenomen in 2001 t.o.v. 2000. Hierdoor daalt de elektriciteitsproductie door WKK wat met name tot uiting komt in een verminderde netlevering. Als gevolg van minder draaiuren (en dus lagere efficiency) en een afname in totaal opgesteld vermogen is de totale energiebesparing door WKK in 2001 t.o.v. 2000 afgenomen met 8 PJ naar 122 PJ. Dit komt overeen met een totale CO<sub>2</sub>-emissiereductie door WKK van 11,2 Mton.

### *Stimuleringsbeleid WKK*

In 2002 is de brandstoffenbelasting (BSB) voor elektriciteitsopwekking afgeschaft en ter compensatie is de REB op elektriciteit verhoogd. Ook heeft het kabinet in september 2002 besloten dat de Vamil en de afdrachtkorting (artikel 36t van de elektriciteitswet) in 2004 plaats gaan maken voor de nieuwe stimuleringsregeling MEP (Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie).

### *Kostprijzen elektriciteitsproductie WKK*

Op basis van een zevental kerncases, reeds gedefinieerd in de voorgaande monitoringstudie, is het exploitatieresultaat van WKK in het eerste half jaar van 2002 nader bekeken. Deze kerncases representeren een doorsnede van het gemiddelde WKK-park in Nederland. Tabel S.1 geeft de technische beschrijving van deze kerncases. De gemiddelde exploitatieresultaten staan vermeld in Tabel S.2. Het exploitatieresultaat is gedefinieerd als de waardering voor de elektriciteit (de marktwaarde) minus de kostprijs voor het produceren van deze elektriciteit. Tabel S.2 laat geen uitsplitsing zien over daluren en piekuren.

Vanwege een lagere gasprijs in het eerste half jaar van 2002 is de kostprijs (exclusief aflossing op het totaalvermogen) van elektriciteitsproductie door WKK in €/kWh gedaald t.o.v. 2001. Desondanks zullen veel WKK-installaties een negatief exploitatieresultaat hebben in 2002 (electriciteitswaardering minus de kostprijs) vanwege de lage elektriciteitsprijzen in Nederland. Tabel S.2 laat zien dat drie kerncases een negatief exploitatieresultaat bereiken. Met name de

prijzen in de daluren in 2002 zijn in vergelijking met 1999 en 2000 erg laag. Door deze lage elektriciteitsprijzen is het voor WKK moeilijk om gemiddeld een positief exploitatieresultaat te behalen. Wanneer rekening wordt gehouden met de afdrachtskorting van 0,57 ct/kWh zullen enkele installaties wel een positief exploitatieresultaat kunnen halen.

Tijdens de piekuren (7 tot 23 uur) zijn de elektriciteitsprijzen veel hoger, gedurende deze uren is het voor een groot aantal WKK-installatie wel mogelijk kostendekkend te draaien. In deze situatie is te verwachten dat de exploitant zijn WKK in de daluren terugregelt of uitzet en in de piekuren nog wel laat draaien. In de afweging om een WKK alleen tijdens de piekuren te laten draaien moet rekening worden gehouden met eventuele toenemende kosten per kWh. Door de lagere bedrijfstijd nemen de gaskosten toe en dienen een aantal vaste kosten (zoals rentelasten) over een kleiner aantal kWh te worden terugverdiend.

Tabel S.1 *Technische beschrijving van de zeven kerncases*

Kerncase	Type	Beheervorm	Vollasturen	Vermogen	WK-verhouding	Senter-rendement	Eigen afname van stroom	B&O-kosten	Investering (excl. subsidie)
				[MW <sub>e</sub> ]					
2a	GT/AK	JV	7500	7,5	1,6	58,4	25	0,93	1260
3b	GT/AK	Eigen beheer	7500	8,3	3,9	64,7	75	0,79	1350
6	GT/AK	JV	7500	37	1,5	68,0	25	0,36	792
10	STEG/BS	JV	7500	29	0,8	62,9	25	0,74	950
14	STEG	JV	7500	47	0,6	59,5	25	0,84	830
17b	STEG	JV	7500	250	0,7	62,9	25	0,44	495
20	GM Tuinder	Energiebedrijf	3500	0,35	1,5	70,0	0	0,85	815

Tabel S.2 *Exploitatieresultaat voor de zeven kerncases in het eerste halfjaar 2002 [ct/kWh]\**

	Case 2a	Case 3b	Case 6	Case 10	Case 14	Case 17b	Case 20
Kostprijs	3,67	2,57	2,36	3,07	3,28	2,77	3,58
Elektriciteitswaardering	3,08	3,24	3,08	3,08	3,08	3,08	3,28
Exploitatieresultaat excl. aflossing totaal vermogen	-0,59	0,67	0,72	0,01	-0,20	0,31	-0,30

\* Exclusief aflossing vreemd vermogen en exclusief de afdrachtskorting

### *Exploitatieresultaat op basis van CBS-gegevens*

Met behulp van de WKK-gegevens van het CBS is een inschatting gemaakt van de gemiddelde prestaties van WKK-installaties in Nederland in termen van vollasturen, vermogens, eigen afname van stroom. Deze gemiddelde cijfers zijn vergeleken met de aannames voor de kerncases zoals gegeven in Tabel S.1. Uit deze vergelijking blijkt dat in de praktijk de Senter-rendementen iets lager liggen (-0,2 tot -3,6%) dan aangenomen voor de kerncases en ook het gemiddeld aantal vollasturen van WKK valt in de praktijk lager uit (13 tot 43% lager). De hoeveelheid eigen afname van stroom is in joint venture beheer lager en in eigen beheer juist hoger dan aangenomen voor de kerncases. Deze verschillen zullen nader onderzocht worden en kunnen voor de volgende monitoring rapportage mogelijk leiden tot een aanpassing van de uitgangspunten.

Ondanks de verschillen in de uitgangspunten tussen de ECN kerncases en de CBS-gegevens zijn de algemene conclusies met betrekking tot het exploitatieresultaat van de verschillende WKK-installaties vergelijkbaar.

### *Interviewronde onder WKK-exploitanten*

In het kader van deze monitoring studie zijn met een aantal WKK-exploitanten gesprekken gevoerd over de specifieke situatie van individuele WKKs en de uitgangspunten die ECN voor haar monitoring hanteert. De belangrijkste bevindingen uit de interviews zijn de volgende:

- Het uit gebruik nemen van grote WKK-installaties komt nauwelijks voor. Kleine gasmotoren worden daarentegen wel veel uit gebruik genomen. De toekomst voor gasmotoren ligt bij installaties groter dan 1 MW<sub>e</sub>.
- Terugregelen van grote WKK-installaties wordt met name gedaan om de netlevering te verminderen. Bij 100% eigen afname van de elektriciteit komt terugregelen van de installatie nauwelijks voor.
- De opzet en structuur van energiecontracten verschilt enorm per exploitant. Een groot gedeelte van de contracten is herzien sinds de liberalisering in werking is getreden. De termijnen van warmtecontracten bestaan veelal uit meerdere jaren terwijl de elektriciteitscontracten zijn omgezet naar jaarcontracten. De samenwerkingscontracten ten grondslag aan de JV hebben een lange looptijd van meer dan 10 jaar.
- Sinds vorig jaar biedt Gasunie de mogelijkheid om een vaste gasprijs af te spreken voor een gedeelte van de gasafname. Hiervan wordt door circa 50% van de geïnterviewde exploitanten gebruik van gemaakt om minder afhankelijk te zijn van de fluctuaties in de olieprijs. De verkoop van elektriciteit vindt nog voornamelijk plaats via bilaterale contracten. Wanneer een energiedistributiebedrijf betrokken is bij de WKK wordt de elektriciteitsproductie meegenomen in de totale portfolio optimalisatie (dus in feite vindt de afweging plaats op basis van de APX).
- Een zeer groot aantal exploitanten heeft kosten en inkomsten aan elkaar gekoppeld via een zogenaamde sparksread. Op deze manier dekt men de risico's van fluctuerende marktprijzen af. De productieafwegingen worden dan dus niet direct afgespiegeld tegen de APX-prijzen.
- Wanneer WKK-gegevens van de interviews gebruikt worden om de kostprijzen (exploitatie-resultaten) van WKK door te rekenen blijkt dat de exploitatieresultaten minder negatief zijn dan geconcludeerd zou worden op basis van de kerncases. Dit verschil wordt vooral veroorzaakt door de lagere W/K-verhouding die wordt aangenomen in de kerncases. Uit de interviews blijkt dat deze in de praktijk hoger zijn waardoor een WKK meer profiteert van de vermeden hoge brandstofkosten voor warmteproductie. Wel wordt ook op basis van deze interviews verwacht dat exploitanten hun installaties minder laten draaien of uitzetten in de daluren. Dit is echter niet altijd mogelijk op korte termijn vanwege contractuele leveringsplichten. De exploitant zal pas kunnen terugregelen zodra deze contracten zijn afgelopen.

De interviews en enquêtes geven niet direct aanleiding de B&O en investeringskosten van de ECN kerncases aan te passen. Hierover vindt nog wel discussie plaats met het WKK-Platform. Wel geven de interviews aanleiding in de volgende monitoring rapportage een kleinere gasturbine (3-5 MW<sub>e</sub>) op te nemen als kerncase, de relevantie van de STEG met W/K verhouding 0,5 nader te bekijken en te onderzoeken of het percentage eigen verbruik elektriciteit door joint ventures in de kerncases naar beneden bijgesteld moet worden.

### *Verwachte ontwikkelingen WKK*

Eind 2001 is door ECN een Referentieraming Energie en CO<sub>2</sub> opgesteld, waarin onder andere de ontwikkelingen van WKK tot en met 2010 zijn ingeschat. Geraamd is dat het totaal vermogen tussen 2001 en 2010 zal groeien met 2000 MW<sub>e</sub> naar 9400 MW<sub>e</sub>. Eind 2002 is dit cijfer met

400 MW<sub>e</sub> naar boven bijgesteld op grond van nieuwe berekeningen waarin ook de nieuwe MEP-stimulering is meegenomen.

De inzet van het nieuwe WKK-vermogen zal steeds meer worden bepaald door de prijzen op de elektriciteitsmarkt. Ondanks de verwachting dat de dalprijzen ook in de toekomst laag zullen blijven, wordt ingeschat dat het stimuleringsbeleid op termijn voorkomt dat WKK structureel wordt teruggeregeld tijdens de daluren.



## 1. INLEIDING

In december 2002 heeft ECN de resultaten gerapporteerd van de marktmonitoringstudie warmtekrachtkoppeling in Nederland betreffende de periode 1999 tot en met juni 2001 (Rijkers, 2002). Na afronding van die rapportage is de monitoring van WKK voortgezet voor de periode 2001 tot en met juni 2002, waarvan de resultaten zijn vastgelegd in dit rapport.

### *Achtergrond*

De marktmonitoring is opgezet om de kosteneffectiviteit van WKK en de marktsituatie in het algemeen te monitoren. Vanwege de liberalisering van zowel de gasmarkt als de elektriciteitsmarkt is WKK financieel onder druk komen te staan. WKK levert echter een belangrijke bijdrage aan een aantal overheidsdoelstellingen waaronder het energiebesparingsbeleid, het halen van de Kyoto-doelstelling en de voorzieningszekerheid van elektriciteit. Om ervoor te zorgen dat WKK niet wordt uitgezet en voldoende blijft bijdragen aan de overheidsdoelstelling voert het Ministerie van Economische Zaken een actief stimuleringsbeleid gericht op WKK. De marktmonitoring uitgevoerd door ECN is onder andere bedoeld om EZ inzicht te geven in de stand van zaken van WKK in Nederland zodat zij in staat is om een adequaat stimuleringsbeleid voor WKK te formuleren.

### *Aanpak*

De aanpak en uitvoering van de tweede monitoringperiode 2001 - 2002 is vergelijkbaar met aanpak van voorgaande monitoring. Op een tweetal punten wijkt hij echter duidelijk af. De enquête die in voorgaande studie is uitgezet onder zoveel mogelijk WKK-exploitanten is vervangen door een interviewronde onder een beperkt aantal exploitanten. De reden van deze wijziging is de zeer lage respons op de enquête vorig jaar waardoor deze niet representatief was. Daarnaast gaf de enquête slechts beperkt inzicht in de wijze waarop een WKK precies wordt geëxploiteerd en waarom. De interviewronde die voor 2001-2002 is afgelegd geeft juist op dit vlak een duidelijke toegevoegde waarde.

Een tweede verschil in aanpak is het intensiever gebruik van de WKK-statistieken van CBS. Dit ten dele ter vervanging van de voorheen breed uitgezette enquête onder de WKK-exploitanten. Het CBS heeft verschillende enquêtes die een representatief inzicht geven in de ontwikkelingen in draaiuren, efficiency en elektriciteitsleveringen door WKK in Nederland. De CBS-gegevens zijn tevens gebruikt in de analyse van de kosteneffectiviteit van WKK.

### *Leeswijzer*

Dit rapport bestaat uit negen hoofdstukken. In Hoofdstuk 2 worden de marktcondities op de verschillende energiemarkten toegelicht. De hoogte en structuur van de elektriciteitsprijzen, gasprijzen en warmteprijzen voor 2001 en 2002 worden in dit hoofdstuk voorgerekend. In Hoofdstuk 3 wordt het opgesteld vermogen van WKK in 2001 besproken met de bijbehorende elektriciteitsproductie en de bereikte besparing<sup>1</sup>. Deze fysieke gegevens zijn uitgesplitst naar sector, techniek en beheervorm. Hoe WKK zich positioneert in de totale elektriciteitsvoorziening in Nederland wordt vervolgens besproken in Hoofdstuk 4. Hoofdstuk 5 vat de meest recente ontwikkelingen in het stimuleringsbeleid voor WKK samen. Vervolgens gaat het rapport verder in op de kosteneffectiviteit van WKK en de ontwikkeling hiervan tijdens de afgelopen 4 jaar (1999 - 2002). Hiertoe worden in Hoofdstuk 6 de kostprijzen van een aantal representatieve WKK-technologieën, de zogenaamde kerncases, besproken. In Hoofdstuk 7 wordt een vergelijkbare kostprijsberekening gemaakt op basis van CBS-gegevens. Hoofdstuk 8 bespreekt de resultaten van de interviewronde waarbij, naast een kostprijsanalyse, wordt ingegaan op de wijze waarop exploitanten hun WKK-bedrijven en hoe de energiecontracten eruit zien. Het rapport eindigt

---

<sup>1</sup> WKK-gegevens over 2002 worden eind 2003 officieel beschikbaar gemaakt door CBS.

met een vooruitblik naar 2010 in Hoofdstuk 9, waarbij de verwachte ontwikkeling van het opgesteld vermogen van WKK wordt besproken.

## 2. MARKTCONDITIES

Dit hoofdstuk marktcondities bespreekt de meest recente wijzigingen sinds 2001 in de tariefstelling en de commodity prijzen die relevant zijn voor het exploitatieresultaat van een warmtekrachtinstallatie.

### 2.1 Huidige gasprijzen en tarieven

Per 1 januari 2002 is de openstelling van de Nederlandse gasmarkt uitgebreid. Waren het voor 2000 alleen de afnemers met een afname boven de 50 miljoen m<sup>3</sup> die vrij waren in de keuze van hun gasleverancier en sinds 2000 de afnemers met een verbruik groter dan 10 miljoen m<sup>3</sup>, vanaf 2002 zijn ook afnemers met meer dan 1 miljoen m<sup>3</sup> gasverbruik vrijgekomen<sup>2</sup>. De bedoeling is dat in 2004 de volledige gasmarkt geliberaliseerd zal zijn. Voor gebonden klanten gelden nog steeds gereguleerde tarieven, zowel voor de commodity (d.w.z. het geleverde gas) als voor het transport. Voor de vrije afnemers geldt dat de prijs voor de commodity en het transport bepaald wordt door de markt.

Deze paragraaf beschrijft de opbouw van de gasprijzen voor gebonden en vrije afnemers in Nederland in 2002. Hierbij wordt voortgebouwd op de beschrijving van gasprijzen en tarieven in de WKK-monitoring rapportage van 2001 (Rijkers, 2002). Paragraaf 2.1.1 licht de gastarieven voor gebonden afnemers toe. Omdat deze tarieven per energieleverancier en netwerkbeheerder verschillen wordt tevens een inschatting gemaakt van een gemiddeld tarief. Een zelfde analyse is uitgevoerd voor de gastarieven en prijzen die in 2002 voor de vrije gasafnemers gelden. Dit is in Paragraaf 2.1.2 beschreven. Voor gasafnemers die juist in 2002 zijn vrij gekomen geldt een speciale overgangsregeling voor het gastarief, dit wordt uitgelegd in Paragraaf 2.1.3. Paragraaf 2.1.4 geeft een overzicht van de heffingen die van toepassing zijn op gas. Met de informatie uit de vier voorgaande paragrafen, concludeert Paragraaf 2.1.5 met een overzicht van de gasprijzen voor verschillende verbruikerscategorieën zoals die in deze studie worden gehanteerd voor het jaar 2002.

#### 2.1.1 Gastarieven gebonden afnemers

In de WKK-monitoring rapportage van 2001 (Rijkers, 2002) is reeds ingegaan op de structuur van de gastarieven voor gebonden afnemers. In die rapportage is aangegeven dat vanaf 2001 het aardgastarief voor gebonden afnemers, gereguleerd door DTe, enigszins aangepast is ten opzichte van 1999 en 2000 toen het oude zonetarief nog van kracht was (zie Tabel 2.1 voor deze prijsformules).

Ook in 2002 zijn de gastarieven voor gebonden afnemers gereguleerd door DTe. Het eindverbruikerstarief bestaat uit een leveringsgedeelte en een transportgedeelte. Het leveringstarief is vervolgens uit te splitsen naar de inkoopsprijs van het leveringsbedrijf en een gereguleerde opslag. Deze opslag en het transporttarief zijn beide gestructureerd volgens het bekende zonesysteem.

---

<sup>2</sup> De grens van 1 miljoen m<sup>3</sup> is gebaseerd op de afname in het jaar 2000. Dit komt na temperatuurcorrectie overeen met een grensafname van 835.000 m<sup>3</sup> in het jaar 2002.

Tabel 2.1 *Prijsformules zonetarief*

Zone 1999	Consumptie [m <sup>3</sup> ]	Prijsformule [ct/m <sup>3</sup> ]
A	< 170.000	G/500 × 37,2 + 0,77
B	170.00 - 3 mln.	P/500 × 38,2 + 3,34
C	3 mln. - 10 mln.	P/500 × 38,2 + 1,63
D	10 mln. - 50 mln.	P/500 × 38,2 + 0,82
E	> 50 mln.	P/500 × 36,3 + 0,79
tuinders <sup>1</sup>		Pt/500 × 38,2 + 3,20
WKK		P/500 × 38,2 + 0,82
WKK bij tuinders		P/500 × 38,2 + 1,27

<sup>1</sup>Dit tarief is sinds 1 februari 1999 van kracht voor tuinders met een afname groter dan 30.000 m<sup>3</sup>.

Voor de hoogte van de opslag voor 2002 is uitgegaan van een gemiddelde van de opslagen in het tweede kwartaal 2002 van de leveringsbedrijven Essent Energie Noord, Nuon, Eneco Midden Holland en Remu. Voor het gemiddelde transporttarief is gebruik gemaakt van de tarieven van de vier bijbehorende netwerkbedrijven (Essent Netwerk Noord, Continuon, Eneco Netbeheer Midden-Holland, Enbu). Tabel 2.2 en Tabel 2.3 geven deze tarieven weer. Voor de berekening van de inkoopkosten in 2002 is uitgegaan van de prijsformules afgeleid uit de tariefstelling van Nuon. Deze prijsformules komen nauw overeen met de prijsformules uit 1999 die vermeld staan in Tabel 2.1. Dit geldt niet voor tuinders, waarvoor nieuwe contracten zijn opgesteld die sinds 1 januari 2002 van kracht zijn.

### *Tuinders*

Gasunie en de energiedistributiebedrijven hebben een overeenkomst gesloten betreffende de gasprijs die geldt voor de beschermde tuinders. Deze overeenkomst is geldig tot 1 januari 2004 en heeft de volgende gevolgen voor de tuindergasprijzen:

1. De tuinbouwgasprijs wordt in 2002 en per 1 januari 2003 met 0,45 ct/m<sup>3</sup> verhoogd.
2. De tuinbouwgasprijs (tot 170.000 m<sup>3</sup>) wordt vanaf 2002 aan het begin van ieder half jaar met 0,57 ct/m<sup>3</sup> verhoogd.
3. Met ingang van 2002 zal de tuinbouwgasprijs gekoppeld worden aan de gemiddelde prijs van de zware stookolie over de zes maanden voor het betreffende kwartaal. Er geldt dus niet langer een speciale P-waarde voor tuinders.

Voor het eerste half jaar van 2002 betekent dit een verhoging van 1,02 ct/m<sup>3</sup> (voor de eerste 170.000 m<sup>3</sup>) in vergelijking met de prijsformule die gebruikt werd voor het jaar 2001. Deze prijsverhoging geldt ook voor gas dat door tuinders wordt gebruikt in een warmtekrachtinstallatie.

Tabel 2.2 *Opslag op inkoopkosten van gas<sup>3</sup> voor het jaar 2002 in [ct/m<sup>3</sup>]*

Afnemersgroep		Essent	Continuon	Eneco	Remu	Gemiddeld
Grootverbruiker	zone A	0,073	0,671	0,374	0,289	0,351
	zone B	0,015	0,108	0,110	0,033	0,067
Tuinders	zone A	0,080	0,699	0,574	0,043	0,349
	zone B	0,015	0,133	0,110		0,086
WKK niet tuinders	zone A	0,006	0,025	0,089	0,039	0,040
	zone B	0,006		0,089		0,048
WKK tuinders	zone A	0,012	0,108	0,089	0,043	0,063
	zone B	0,012		0,089		0,051
Kleinverbruik	zone A	0,088	0,693	0,374	0,340	0,373

Bron: www.nma-dte.nl.

<sup>3</sup> Dit is voorgeschreven in artikel 26 van de Gaswet van 22 juni 2000. Aanvullende vaste bedragen zoals vastrecht voor deze studie minder relevant aangezien deze onder zogenaamde 'sunk costs' vallen (ook zonder WKK dient men vastrecht te betalen). Zodoende worden ze hier niet gerapporteerd. Deze tarieven zijn te vinden op www.nma-dte.nl.

Tabel 2.3 *Transportkosten van gas<sup>4</sup> voor het jaar 2002 in [ct/m<sup>3</sup>]*

Afnemersgroep		Essent	Continuon	Eneco	Remu	Gemiddeld
Grootverbruiker	zone A	2,491	2,051	2,506	2,620	2,417
	zone B	0,521	0,331	0,860	0,303	0,504
Tuinders	zone A	2,729	2,136	2,525	2,537	2,482
	zone B	0,521	0,407	0,482	0,484	0,474
WKK niet tuinders	zone A	0,211	0,076	0,391	0,354	0,258
	zone B	0,211	0,000	0,000	0,000	0,053
WKK tuinders	zone A	0,423	0,331	0,391	0,393	0,384
	zone B	0,423	0,000	0,000	0,000	0,106
Kleinverbruik	zone A	3,003	2,119	2,511	3,080	2,678

Bron: [www.nma-dte.nl](http://www.nma-dte.nl)

## 2.1.2 Gasprijzen en tarieven vrije afnemers

### *Commodity/Dienstensysteem*

Met de liberalisering van de gasmarkt in 2000 heeft Gasunie een nieuw tariefsysteem ontwikkeld voor vrije gasafnemers. Dit tariefsysteem staat beter bekend onder de naam Commodity/Dienstensysteem (CDS). Sinds de opsplitsing van Gasunie op 1 januari 2002 naar een transportbedrijf en een handelsbedrijf is de verantwoordelijkheid voor de gasverkoop en bijbehorende prijzen ondergebracht bij Gasunie Trade & Supply (GU-Trade), terwijl de verkoop van transport en aanverwante diensten (zoals capaciteit) is ondergebracht bij Gastransport Services (GtS).

Begin 2002 heeft Gastransport Services indicatieve tarieven en voorwaarden voor transport en diensten in 2002 gepubliceerd<sup>5</sup>. Dit transporttariefsysteem is conform de richtlijnen voor gastransport 2002 opgesteld door de Dienst Uitvoering en Toezicht Energie (DTe)<sup>6</sup>. Voor 2002 zijn de indicatieve tarieven gebaseerd op een zogenoemd trajectenstelsel, wat inhoudt dat de tarieven afhankelijk zijn van vooraf overeengekomen combinaties van entry en exit punten. Deze tarieven zijn onafhankelijk van de afstand en weg die het gas in het net aflegt tussen het entry en exit punt. In dit nieuwe systeem is ook de maximale uurcapaciteit bepalend voor het eindtarief.

Ondanks dit nieuwe transporttarief voor 2002 heeft dit nog geen zichtbaar effect gehad op de prijzen en tarieven van gas voor vrije afnemers in dat jaar. Deze afnemers kopen namelijk het gas inclusief transportdiensten in via GU-Trade. GU-Trade rekent hen vervolgens af volgens het bekende CDS-systeem. GU-Trade zelf koopt het transportgedeelte in bij GtS volgens het trajectenstelsel. De reden voor GU-Trade om in 2002 nog gebruik te maken van het CDS-systeem is dat GtS en DTe pas begin 2002 tot overeenstemming zijn gekomen over de richtlijnen gastransport 2002. Dit was te kort dag voor GU-Trade om het nieuwe systeem in haar contracten te verwerken. Naar verwachting zal GU-Trade het CDS-systeem tot eind 2003 toepassen. Om deze reden zullen ook in deze studie de gasprijzen voor vrije afnemers in 2002 berekend worden volgens het CDS-systeem.

De structuur en werking van het CDS-systeem is besproken in de voorgaande rapportage betreffende de monitoring over het 2000 en het eerste half jaar van 2001 (Rijkers, 2002). Daarom zal in deze rapportage slechts in worden gegaan op de meest relevante wijzigingen en aanvullingen

<sup>4</sup> Dit is voorgeschreven in artikel 80 van de Gaswet van 22 juni 2000. Het transporttarief bestaat ook nog uit een vastrecht maar wordt in deze studie niet expliciet gebruikt en daarom ook niet gerapporteerd. De vastrechtstarieven zijn te vinden op [www.nma-dte.nl](http://www.nma-dte.nl).

<sup>5</sup> Indicatieve tarieven en voorwaarden voor transport en noodzakelijkerwijs daarmee verbonden diensten 2002, Gastransport Services, Groningen, 30 januari 2002 ([www.gastransportservices.nl](http://www.gastransportservices.nl)).

<sup>6</sup> Richtlijnen Gastransport voor het jaar 2002, Dienst Uitvoering en Toezicht Energie, 30 augustus 2001 ([www.nma-dte.nl](http://www.nma-dte.nl)).

die sinds 2001 zijn aangebracht aan dit prijssysteem voor de vrije gasafnemers. Deze wijzigingen betreffen:

- 1) Een verlaging van de tarieven voor het leveren van diensten met 5% per 1 januari 2002. De eerder aangenomen tarieven voor diensten (zie Rijkers, 2001) worden zodoende 5% lager.
- 2) Een aanpassing van de tarieven voor het leveren van diensten aan de consumentenprijsindex. Dit houdt in dat de eerder aangenomen tarieven voor diensten en services vanaf 1 januari 2002 worden gecorrigeerd met 1,029.
- 3) Voor de commodity prijs zoals deze berekend wordt in het CDS, heeft Gasunie Trade & Supply vier alternatieve prijssystemen ontwikkeld:
  - Vaste prijs: de commodity prijs wordt dan voor langere tijd (3 maanden tot 2 jaar) vastgezet.
  - Cap-and-floor: de commodityprijs is wel gekoppeld aan stookolie zoals in het CDS maar er is een minimum en een maximum prijs vastgelegd voor een periode van 1 tot 3 jaar.
  - Ruwe-olie-indexatie: de commodityprijs is via een prijsformule gekoppeld aan de ruwe-olie-indexatie, hiervoor wordt de 3-maandelijke Platts Brent-notering gebruikt. De contractperiode is 1 tot 5 jaar.
  - Kolen/olie-indexatie: de commodityprijs is in dit geval gekoppeld aan zowel kolen als olie en de looptijd van een dergelijk contract is 3 tot 5 jaar.

Deze vier alternatieve prijssystemen kunnen worden toegepast op een vooraf overeengekomen gedeelte van het totale jaarvolume, het zogenaamde 'vaste volume'. Het is ook mogelijk om verschillende prijssystemen toe te passen<sup>7</sup>.

De wijze waarop een gasafnemer combineert tussen de verschillende mogelijke prijssystemen en hoe deze prijssystemen worden ingevuld, is niet bekend. In deze studie is aangenomen dat de commodityprijs berekend op basis van de standaard stookolieformule (d.w.z. volgens CDS), een goede inschatting is van de gemiddelde gasprijs voor vrije afnemers in 2002. Zodoende zal in deze monitoring de prijzen voor vrije afnemers in 2001 en ook in 2002 worden bepaald op basis van deze formule<sup>8</sup>.

Net als in de vorige monitoringstudie zal alleen gerekend worden met de commodity component en de transportcomponent (plus diensten en services) van het CDS. Andere opties die het CDS biedt zoals het contracteren van incidentele capaciteit of uurflexibiliteit worden vanwege het gekozen detailniveau niet meegenomen, hoewel met deze componenten in bepaalde gevallen aanzienlijke voordelen te behalen zijn.

### *Regionale transportkosten*

Vrije gasafnemers die aangesloten zijn op het regionale gasnetwerk dienen naast de transportkosten voor het landelijk net van GtS ook transportkosten te betalen aan het regionale transportbedrijf. Deze regionale transportkosten wijken af van de gereguleerde transporttarieven voor gebonden afnemers.

In deze monitoring wordt aangenomen dat afnemers met een gasconsumptie groter dan 10 miljoen m<sup>3</sup> direct zijn aangesloten op het landelijk hoge druknet en dus geen regionale transportkosten betalen. Voor de overige vrije afnemers (tot 2002 waren er geen andere vrije afnemers, vanaf begin 2002 zijn dit de afnemers met een gasconsumptie tussen 835.000 m<sup>3</sup> en 10 miljoen m<sup>3</sup>) wordt gerekend met een gemiddeld regionaal transporttarief, afgeleid uit de tarieven van een aantal regionale gastransportbedrijven.

---

<sup>7</sup> Uiteraard is het voor vrije gasafnemers tevens mogelijk hun commodity in te kopen van een andere leverancier dan Gasunie. Voor het transport en services blijven de afnemers in 2001 en ook 2002 afhankelijk van Gasunie.

<sup>8</sup> De standaard-stookolieformule luidt:  $37.4 \times P/500 - 0,36302 \text{ ct/m}^3$ .

Deze gastransportbedrijven hebben hun tarieven voor vrije afnemers gebaseerd op de Richtlijnen Gastransport voor het jaar 2002 opgesteld door DTe. Deze Richtlijnen schrijven voor dat de indicatieve tarieven voor regionaal gastransport zijn opgebouwd uit twee delen: een transportafhankelijk deel en een transportafhankelijk deel. Het transportafhankelijke deel mag worden bepaald door de gecontracteerde transportcapaciteit en/of door een combinatie van het getransporteerde gasvolume en de maximale capaciteit van de aansluiting. Het transportafhankelijke deel is een jaarlijks bedrag dat per aansluiting wordt betaald en kan tevens afhankelijk worden gemaakt van de maximale capaciteit van de aansluiting.

De hoogtes van de twee tarieven dienen door DTe te worden goedgekeurd en zijn afhankelijk van de omzetcijfers van het transportbedrijf. Naast het gastransport brengt de regionale netbeheerder ook gasmeterhuur en een periodieke vergoeding voor de aansluiting in rekening.

De uiteindelijke gastransporttarieven verschillen per transportbedrijf in zowel de structuur als in de hoogte. De tarieven voor 2002 die in deze studie zijn gebruikt, zijn gebaseerd op een gemiddeld tarief van een viertal gastransportbedrijven. Deze tarieven zijn opgenomen in Tabel 2.4.

Tabel 2.4 *Tarieven voor gastransport voor vrije afnemers in 2002*

Tarief component	Eenheid	Eneco <sup>9</sup>	ENBU <sup>10</sup>	Essent <sup>11</sup>	OED BV <sup>12</sup>	Gemiddeld
Transportafhankelijk tarief	[€m <sup>3</sup> /hr/jr]	20,40	17,73	23,4604	15,20	19,2
Transportafhankelijk tarief	[€/jr]	720	300	1102,23	430	638,1
Gasmeterhuur	[€/jr]	<i>De meter- en aansluitdiensten verschillen per capaciteitsinterval van de aansluiting. In deze studie zijn de tarieven van ENBU gebruikt. Deze tarieven zijn te vinden in Bijlage A.</i>				
Periodieke vergoeding voor aansluiting	[€/jr]					

### 2.1.3 Regeling voor overgang van gebonden naar vrije afnemer

Voor afnemers die juist vrij zijn gekomen op de gasmarkt hanteert Gasunie Trade & Supply een speciale overgangsregeling. Deze overgangsregeling houdt in dat de nieuwe gasprijs in 2002 maximaal 1/3 hoger mag zijn dan de prijs die betaald zou moeten worden volgens het zonesysteem. Voor 2003 geldt dat de gasprijs maximaal 2/3 hoger mag liggen dan het zonetarief. In de berekeningen van de gasprijzen voor deze studie wordt rekening gehouden met deze overgangsregeling.

Ook worden in het eerste jaar van vrij komen, geen boetes opgelegd indien sprake is van capaciteitsoverschrijdingen<sup>13</sup>.

### 2.1.4 Heffingen op aardgas

In het kader van de Wet Belastingen op Milieugrondslag wordt de aardgasprijs verhoogd met brandstoffenbelasting (BSB). Naast de BSB is het verbruik van aardgas ook belast met de Regulerende EnergieBelasting (REB). De hoogte van deze belastingen is afhankelijk van het jaarverbruik. Tabel 2.5 en Tabel 2.6 geven de heffingen voor 2001 en 2002. Voor de levering van gas aan de glastuinbouw geldt een aangepast REB tarief. Over gas bestemd voor warmtekrachtkoppeling wordt geen REB geheven en, mits het elektrisch rendement hoger is dan 30%, ook geen BSB.

<sup>9</sup> Eneco Netbeheer bestaat uit negen verschillende netbeheerders. Elke netbeheerder hanteert een eigen tarief. Dit tarief is van Eneco Rotterdam en omstreken (ENECO Gasnetwerk B.V.).

<sup>10</sup> Elektriciteitsnetbeheer Utrecht B.V. is een dochteronderneming van energiebedrijf REMU.

<sup>11</sup> Essent Netwerk Limburg B.V.

<sup>12</sup> OBRAGAS Energy Distribution B.V.

<sup>13</sup> Indien de capaciteitsoverschrijding meer dan 2% bedraagt geldt in principe een boete ter omvang van twee keer het tarief voor incidentele capaciteit plus het transport daarvan.

Tabel 2.5 *REB (excl. BTW) ct/m<sup>3</sup>*

Consumptie [m <sup>3</sup> ]	REB [ct/m <sup>3</sup> ]		REB tuinbouw [ct/m <sup>3</sup> ]	
	2001	2002	2001	2002
0-5000	12,03	12,40	0,1	0,165
5000-170.000	5,62	5,79	0,05	0,077
170.000-1 mln	1,04	1,07	0,009	0,014
> 1 mln	0	0	0	0

Tabel 2.6 *BSB (excl. BTW) ct/m<sup>3</sup>*

Consumptie [m <sup>3</sup> ]	2001	2002
0-10 mln	1,03	1,06
> 10 mln	0,68	0,70

### 2.1.5 Overzicht hoogte gasprijzen voor verschillende afnemers

De gasprijs voor zowel vrije afnemers als voor gebonden afnemers wordt grotendeels bepaald door de olieprijs aangezien de tarieven bepaald worden op basis van de P-waarde en de G-waarde. Tabel 2.1 geeft de gemiddelde G- en P-waarde voor het jaar 2001 en 2002. Deze waarden zijn in deze studie gebruikt om representatieve gasprijzen en tarieven te berekenen.

Zoals reeds in Paragraaf 2.1.1 is toegelicht worden de tuinderstarieven vanaf 1 januari 2002 berekend op basis van dezelfde P-waarde als voor andere grootverbruikers. Dit is de zogenoemde P-waarde industrie en is gebaseerd op een 6-maandelijks gemiddelde van zware stookolie in plaats van een 12-maandelijks gemiddelde.

Deze monitoring richt zich voornamelijk op het gehele jaar 2001 en de eerste helft van het jaar 2002. Zodoende wordt voor de gasprijzen in 2002 gebruik gemaakt van het gemiddelde over de eerste twee kwartalen. Om niet voorbij te gaan aan de recente stijging in de olieprijs zijn in Tabel 2.7 ook de G- en P-waarde per kwartaal opgenomen.

Tabel 2.7 *Gemiddelde G en P-waarde in [€/ton]*

[Euro/ton]	2001	2002*	2002 - kwrt 1	2002 - kwrt 2	2002 - kwrt 3
G-waarde huishoudens	392,46	359,53	Onbekend	359,53	359,53
P-waarde industrie	183,83	145,26	149,51	141,00	153,13
P-waarde tuinders	185,27	-	-	-	-
P-waarde CDS	176,99	140,93	138,90	142,95	163,41

\* Gemiddelde over de eerste twee kwartalen van 2002, gezien de zichtperiode van deze studie.

Bron: EnergieBeursBulletin, jaargang 6, nummer 8, september 2002.

Tabel 2.8 geeft een overzicht van de gasprijzen voor verschillende eindverbruikers voor het jaar 2001 en de eerste helft van 2002. Voor gebonden klanten zijn de tarieven per afzonderlijke zone weergegeven. Afhankelijk van de uiteindelijke totale gasafname valt een verbruiker in één of meerdere opeenvolgende tariefzones. Voor vrije klanten vervalt de zonering van tarieven, zij betalen één prijs over hun hele verbruik op basis van het CDS. Het CDS is afhankelijk van de bedrijfstijd (of uurcapaciteit) van de afnemer.



Tabel 2.8 *Ontwikkeling gasprijzen voor eindverbruikers in [ ct/m<sup>3</sup>]*

Eindtarieven voor gas voor verschillende zones en bedrijfstijden, inclusief BSB en REB			
Zone (m <sup>3</sup> )	Bedrijfstijd (uurcapaciteit)	2001	1 <sup>ste</sup> half jaar 2002
Kleinverbruikers <sup>1</sup>			
< 800		40,3	37,8
800-5000		40,3	37,8
Middelgrootverbruikers			
5000-170.000		27,2	24,8
170.000-1 mln		19,5	16,3
Grootverbruikers			
1 - 3 mln		18,5	n.v.t. <sup>2</sup>
3 - 10 mln		17,3	n.v.t. <sup>2</sup>
Tuinders <sup>3</sup>		18,8	16,6
WKK		15,3	12,0
WKK tuinders		15,4	13,1
CDS			
1 - 10 mln <sup>4</sup>	4000 (1375 m <sup>3</sup> /hr)	n.v.t.	14,0
	7500 (733 m <sup>3</sup> /hr)	n.v.t.	12,1
> 10 mln	4000	15,9	13,1
	7500	14,1	11,4

<sup>1</sup> Kleinverbruikertarief is inclusief 19% BTW

<sup>2</sup> In 2002 zijn deze grootverbruikers vrije afnemers, zodoende geldt het CDS voor hen

<sup>3</sup> Sinds 1 januari 2000 betalen tuinders een speciaal, laag REB-tarief. Deze kosten zijn minimaal en niet meegenomen in dit overzicht. De hoogte van de REB voor tuinders is weergegeven in Tabel 2.5. Het tuinders tarief in deze tabel is gebaseerd op de prijzen van zone B.

<sup>4</sup> Afnemers met een consumptie < 10 mln m<sup>3</sup> dienen tevens regionale transportkosten te betalen die afhankelijk zijn van de uurcapaciteit. In dit voorbeeld is uitgegaan van een gasconsumptie van 5,5 mln m<sup>3</sup>.

Een vergelijking tussen de gasprijzen in 2001 en de eerste helft van 2002 laat zien dat de gasprijzen in die periode voor alle verbruikerscategorieën zijn gedaald. Dit komt door een daling van de olieprijs in de laatste twee kwartalen van 2001. Deze daling komt met een vertraging tot uiting in de G- en P-waarden die vervolgens de gasprijzen beïnvloeden. Tabel 2.7 laat overigens zien dat eind 2002 weer een stijging in gasprijzen is te verwachten.

## 2.2 Elektriciteitsprijzen en tarieven

Zoals voorgeschreven door de Elektriciteitswet (1998) wordt de Nederlandse elektriciteitsmarkt in fases opengesteld voor concurrentie. Sinds 1 januari 1999 waren afnemers met een elektrisch vermogen van 2 MW of groter vrije klanten. Sinds 1 januari 2002 geldt dat ook alle afnemers met een vermogen kleiner dan 2 MW en een aansluitwaarde groter dan 3 x 80 Ampère vrij zijn. Dit betekent in feite dat alle afnemers behalve huishoudens en het midden- en kleinbedrijf, sinds 2002 vrij zijn in de keuze van hun energieleverancier. Afnemers die een warmtekrachtkoppeling exploiteren worden in de regel allemaal gekenmerkt door een aansluitwaarde groter dan 3 x 80 A en zijn dus sinds 2002 allemaal vrij gekomen.

Dit 'vrij zijn' betekent voor een afnemer niet alleen een keuzevrijheid in energieleverancier. Het betekent ook dat de afnemer niet langer aanspraak kan maken op een vaste gereguleerde vergoeding voor het aanbod van eigen opwekking van elektriciteit in een warmtekrachtinstallatie<sup>14</sup>. Alle WKK-exploitanten zijn wat betreft hun inkomsten voor elektriciteitsproductie 'overgeleverd' aan de vrije elektriciteitsmarkt.

De eindverbruikersprijzen voor elektriciteit zijn opgebouwd uit drie hoofdcomponenten: de commodityprijs, het transporttarief en overheidsheffingen. Voor de waardering van de opge-

<sup>14</sup> Zie Elektriciteitswet, artikel 49 en 50.

wekte elektriciteit met een warmtekrachtinstallatie zijn alledrie de componenten relevant. Bij verkoop van elektriciteit aan het net (d.w.z. aan de markt) is de commodityprijs relevant. Echter bij een eigen afname van elektriciteit zijn vermeden kosten voor transport en vermeden heffingen van belang in de waardering van deze elektriciteit.

In de opeenvolgende drie paragrafen, Paragraaf 2.2.2 tot en met 2.2.4, worden de genoemde componenten besproken. Hierbij wordt tevens aangegeven wat de hoogte van de component is of, wanneer dit niet eenduidig is vast te stellen, wordt er een representatieve inschatting gemaakt van de hoogte. Op basis van deze beschrijvingen wordt in Paragraaf 2.2.4 een overzicht gegeven van de totale elektriciteitsprijs voor een aantal verschillende afnemerscategorieën. Dit zijn tevens de prijzen die later in deze studie worden gebruikt in een financiële analyse van warmtekrachtkoppeling.

### 2.2.1 Commodityprijs van elektriciteit

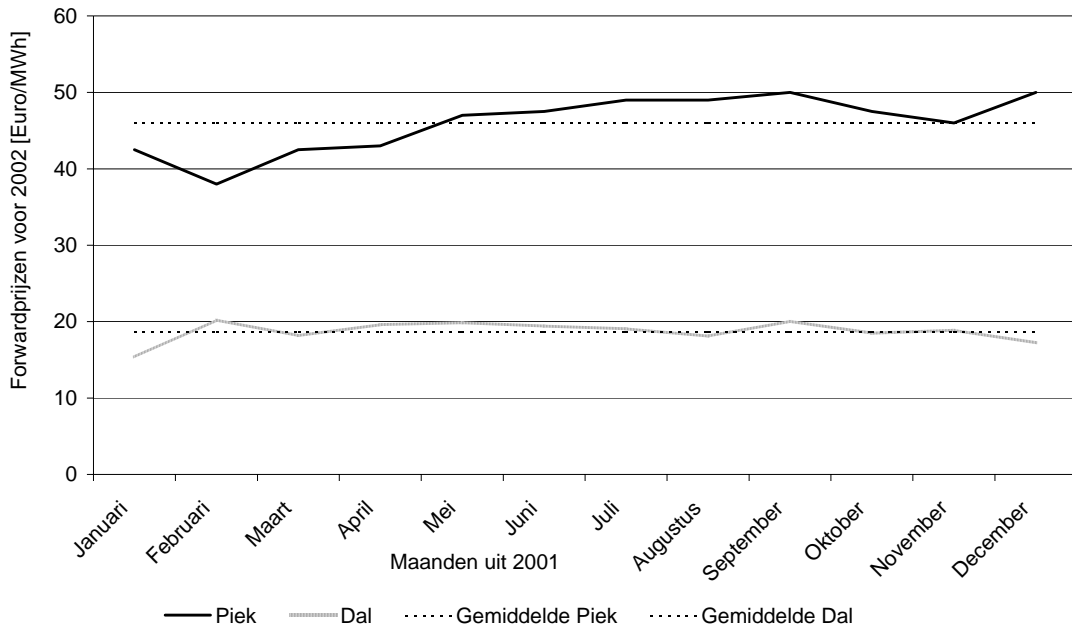
Wat is in een vrije markt dé commodityprijs van elektriciteit? Deze vraag is helaas niet te beantwoorden met één woord of, beter gezegd, met één prijs.

Ten eerste hangt de prijs van elektriciteit af van het tijdstip gedurende de dag en ook gedurende het jaar. Een dag kan onderverdeeld worden naar piekuren, dit zijn de uren tussen 7.00 en 23.00 uur, en daluren, dit zijn de overige uren op een dag. Onder daluren vallen ook alle weekenden en vakantiedagen. Omdat tijdens de piekuren de vraag naar elektriciteit gemiddeld hoger ligt dan gedurende de daluren, zijn de zogenaamde piekprijzen ook gemiddeld hoger dan de dalprijzen.

Een tweede punt is dat er verschillende markten zijn waarop elektriciteit verhandeld kan worden en waar zodoende een marktprijs tot stand komt. In Nederland zijn twee groothandelsmarkten ontstaan: een bilaterale contracten markt, of 'over the counter' markt (OTC) en de elektriciteitsbeurs, de Amsterdam Power Exchange (APX). Op de APX wordt circa 15% van het Nederlandse elektriciteitsverbruik verhandeld. De overige handel vindt plaats op de OTC-markt of direct via bilaterale contracten tussen producent en afnemers. De OTC-markt is ook gebaseerd op bilaterale onderhandelingen maar met op maat gemaakte contracten zoals 'day-ahead' en 'forward' contracten. Firma's zoals Platts, Dow Jones en Argus verstrekken informatie voor de OTC-markt door regelmatig informatie op te vragen bij een representatief deel van de handelaren op de OTC-markt.

In deze studie wordt in 2002 gerekend met een dalprijs en een piekprijs voor elektriciteit. In navolging op de vorige marktmonitoring zullen beide prijzen worden gebaseerd op gemiddelde forwardprijzen voor 2002 zoals deze maandelijks zijn gepubliceerd in 2001. Figuur 2.1 laat deze forwardprijzen zien voor de verschillende maanden in 2001. Tevens laat de grafiek met twee gestippelde lijnen de gemiddelde piekprijs, 46 €/MWh, en de gemiddelde dalprijs, 19 €/MWh, zien. Dit zijn de twee commodityprijzen die in deze studie gebruikt zullen worden voor de financiële analyse van warmtekrachtkoppeling in de eerste helft van het jaar 2002.

Wanneer de elektriciteit wordt verkocht aan derden wordt aangenomen dat de elektriciteit 10% lager wordt gewaardeerd dan de forwardprijs als gevolg van de lagere leveringszekerheid die een warmtekrachtinstallatie kan bieden. Voor de inkoop van back-up elektriciteit wordt gerekend met een verhoging van 10% ter compensatie voor het korte tijdsbestek waarin de back-up levering moet worden afgehandeld.



Figuur 2.1 *Indicatie forwardprijzen voor 2002 gebaseerd op noteringen in European Power Daily (Bron: EnergieBeursBulletin)*

### 2.2.2 Nettarieven

Zoals eerder aangegeven beperkt deze rapportage zich tot de relevante wijzigingen die zich hebben voorgedaan sinds 2001. Wat betreft de nettarieven is er weinig tot niets veranderd. De transporttarieven van de verschillende netbeheerders zijn vastgesteld door de DTe en worden berekend aan de hand van de zogenaamde CPI-x methode. Nadere details en toelichting op dit prijssysteem is te vinden in de voorgaande monitoring rapportage.

De hoogte van de nettarieven voor 2002 is gebaseerd op een gemiddelde over de tarieven van een viertal netbeheerders; Eneco Netbeheer Midden-Holland, NuonNet, Elektriciteitsnetbeheer Utrecht (Enbu) en Essent Netwerk Noord. Tabel 2.9 laat de gemiddelde waarden zien.

Tabel 2.9 *Gemiddelde nettarieven van vier netbeheerders voor het jaar 2002*

	Vastrecht transport	kW gecon- tracteerd	kW per maand	kWh-tarief laag	kWh-tarief normaal	Systeem diensten	Vastrecht aansluit- dienst	kW max/ week
	[€jaar]	[€kW]	[€kW]	[€kWh]	[€kWh]	[ct/kWh]	[€jaar]	[€kW]
Afnemers HS (110 - 150 kV)	5154	6,99	0,73	-	-	0,141	0,00	-
Afnemers TS(25 - 50 kV)	3805	8,99	0,95			0,141	0,00	
Afnemers Trafo HS+TS/MS	3516	19,01	1,86			0,141	3526	
Afnemers MS (1 - 20 kV) <sup>15</sup>	617	19,02	1,89	0,01	0,01	0,141	861	
Afnemers Trafo MS/LS	327	18,77	1,24	0,01	0,01	0,141	245	
Afnemers LS (0.4 kV)	94	4,59		0,01	0,03	0,141	74	
Afnemers EHS max. 600 uur		2,14				0,141	5672	0,15
Afnemers HS max 600 uur	5154	3,50				0,141	0	0,25
Afnemers TS max 600 uur	177	3,50				0,141	0	0,25
Afnemers trafo HS+TS/MS max 600 uur	4512	9,62				0,141	3525	0,64

<sup>15</sup> Dit is gebaseerd op het tarief voor MS - distributie

Naast transporttarieven voor elektriciteitsafnemers is er ook een tarief voor transport voor elektriciteitsproducenten die zijn aangesloten op elektriciteitsnetten met een spanning van 110 kV en hoger (HS-netvlak en hoger). Dit tarief heet het zogenaamde Landelijk Uniform Producententarief en is voor 2002 vastgesteld op 0,11496 ct/kWh. WKK-eigenaren die hun installatie op 110 kV of hoger hebben aangesloten dienen dit tarief te betalen over alle elektriciteit dat zij exporteren naar het net.

### 2.2.3 Heffingen op elektriciteit

Op elektriciteitsverbruik wordt ook regulerende energie belasting (REB) geheven. Deze REB is voor 2002 licht gestegen, dit is af te leiden uit Tabel 2.10. De REB wordt niet geheven over elektriciteit dat wordt afgenomen uit eigen opwekking. Zodoende speelt de hoogte van de REB een rol in de financiële waardering van eigen verbruik van de geproduceerde elektriciteit.

Tabel 2.10 REB elektriciteit in [ct/kWh]

Tranche [kWh]	2001	2002
0 - 10,000	5,83	6,01
10,000 - 50,000	1,94	2,00
50,000 - 10 miljoen	0,59	0,61
> 10 miljoen	0	0

### 2.2.4 Overzicht hoogte elektriciteitsprijzen voor verschillende afnemers

De laatste kolommen van Tabel 2.11 geeft voor een aantal verschillende eindverbruikers de elektriciteitsprijzen voor 2002, zoals deze op basis van de informatie uit de drie voorgaande paragrafen kan worden berekend.

Tabel 2.11 Overzicht elektriciteitsprijzen 2001 en 2002

		Bedrijfstijd	2001		2001 APX realisatie		2002		
			Dal	Piek	Dal	Piek	Dal	Piek	
			[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	[ct/kWh]	
Inkoopprijs (back-up elektriciteit) <sup>1</sup>	Vrije afnemer	4000	1,6	5,7	2,1	5,2	2,1	5,1	
		7500	1,6	5,7	2,1	5,2	2,1	5,1	
	Gebonden <sup>2</sup>	4000	3,4	5,0	--	--	-	-	
		7500	3,0	4,6	--	--	-	-	
Verkoopprijs	Vrije afnemer	4000	1,3	4,7	1,7	4,2	1,7	4,1	
		7500	1,3	4,7	1,7	4,2	1,7	4,1	
	Gebonden (terugleveringstarief) <sup>2</sup>		2,4	2,8	--	--	-	-	
		HS <sup>3</sup>	500	0,9	0,9	--	--	0,8	0,8
	Nettarief		4000	0,7	0,7	--	--	0,5	0,5
			7500	0,5	0,5	--	--	0,4	0,4
MS <sup>4</sup>		4000	1,5	1,5	--	--	2,2	2,2	
		7500	1,2	1,2	--	--	1,7	1,7	

<sup>1</sup> De inkoopprijs is opgehoogd met 10% vanwege onregelmatigheid, de waardering van eigen geproduceerde elektriciteit ligt zodoende 10% lager dan deze getallen.

<sup>2</sup> Dit is gebaseerd op basis van een aansluiting op middenspanning, in 2002 zijn er geen gebonden WKK-exploitanten meer.

<sup>3</sup> Dit is gebaseerd op een vermogen van 250 MW<sub>e</sub>.

<sup>4</sup> Dit is gebaseerd op een vermogen van 5 MW<sub>e</sub>.

-- Deze getallen zijn niet relevant voor de vergelijking met de gerealiseerde APX getallen.

In Tabel 2.11 zijn tevens de eindverbruikersprijzen van 2001 weergegeven zoals deze zijn gebruikt in de vorige monitoring rapportage (Rijkers, 2002). Deze prijzen zijn destijds gebaseerd op forwardprijzen uit het jaar 2000. De gemiddelde forwardprijs bedroeg voor de piekuren

52 €/MWh en voor de daluren 15 €/MWh. Als gevolg zal er in deze monitoring voor het jaar 2002 gerekend worden met een 0,5 ct/kWh hogere dalprijs en een 0,6 ct/kWh lagere piekprijs ten opzichte van het jaar 2001.

Deze prijzen voor 2001 zijn destijds gebaseerd op forwardprijzen uit 2000. Inmiddels zijn de elektriciteitsprijzen zoals deze in 2001 op de APX zijn gerealiseerd, bekend. De gemiddelde APX-prijs in 2001 bedroeg in de piekuren 47 €/MWh en in de daluren 19 €/MWh. Dit is respectievelijk 10% lager en 25% hoger dan de commodityprijzen die gebruikt zijn in de monitoring studie 2001.

## 2.3 Warmteprijzen

De prijs voor levering van warmte en stoom uit WKK wordt gebaseerd op de vermeden kosten van opwekking met een ketel. Voor de kostenberekening wordt zoals in de vorige marktmonitoring onderscheid gemaakt naar drie verschillende vormen van warmte:

1. stoomlevering,
2. warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie,
3. warmwaterlevering met grootschalige warmtedistributie, ofwel stadsverwarming.

Deze monitoring richt zich wat betreft de financiële analyses niet op stadsverwarming gezien de uitzonderlijke positie van dit type warmtekracht<sup>16</sup>.

De wijze waarop de warmteprijs voor 2002 wordt berekend is gelijk aan de berekeningswijze die gehanteerd is in de marktmonitoring 2001. De exacte beschrijving is te vinden in de bijbehorende rapportage. Voor de eerste twee genoemde warmtevormen worden hier de voornaamste kentallen nogmaals genoemd.

### 2.3.1 Warmteprijs bij stoomlevering

Deze warmteprijs is gebaseerd op een variabel en een vaste kostencomponent. De variabele kostencomponent bestaat voornamelijk uit brandstofkosten uitgaande van een ketelrendement van 90%. Wanneer de installatie in eigendom is van een energiebedrijf of beheerd wordt in een joint venture wordt rekening gehouden met een korting van 10% op de warmteprijs. Bij beheer door de warmteafnemer zelf, wordt geen rekening gehouden met een korting.

De brandstofkosten worden berekend op basis van de prijssystemen voor aardgas die zijn beschreven in Paragraaf 2.1.

De vaste kostencomponent van de warmteprijs is minder relevant aangezien deze in de uiteindelijke kostprijsberekening van elektriciteit niet wordt meegenomen. Het weglaten van deze vaste component in de warmteprijs compenseert het niet meenemen van de kapitaallasten van een back-up ketel aan de kostenkant.

### 2.3.2 Warmteprijs bij warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie

De warmteprijs voor warm water levering wordt berekend volgens dezelfde methodiek als bij stoomlevering. Voor de variabele vergoeding (hoofdzakelijk bestaande uit brandstofkosten) wordt echter uitgegaan van verschillende ketelrendementen; voor WKK toegepast in de utili-

---

<sup>16</sup> Ook in de voorgaande rapportage is de warmwaterlevering met grootschalige warmtedistributie (stadsverwarming) buiten beschouwing gelaten in de financiële analyses aangezien stadsverwarming een bijzonder positie inneemt. Zoals ook destijds aangegeven zijn dergelijke projecten niet op puur economische kenmerken te evalueren, dit vergt een aanvullende studie.

teits- en woningbouw wordt gerekend met 85%, in de tuinbouw met 95% en in andere sectoren wordt gerekend met 95%<sup>17</sup>.

Ook hier wordt een korting van 10% of 15% (glastuinbouw) op de warmteprijs gegeven wanneer de installatie in eigendom is van een energiebedrijf of een joint venture.

### 2.3.3 Overzicht warmtewaardering

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de warmtewaarderingen voor stoomlevering en warmwaterlevering in 2001 en 2002. Om een vergelijking met warmteprijsen uit de praktijk mogelijk te maken is in deze prijzen wel rekening gehouden met de vaste kosten component<sup>18</sup>.

Voor stoomlevering wordt de prijs weergegeven in geval de stoom door een energiebedrijf wordt geleverd aan een derde en wanneer de warmte door de afnemer zelf wordt gewaardeerd. Daarnaast wordt onderscheid gemaakt naar twee verschillende debietgroottes en twee verschillende bedrijfstijden. Bij het berekenen van de stoomprijs is uitgegaan van een WKK met een thermisch rendement van 46% en een elektrisch rendement van 32%.

Bij warmwaterlevering is de berekening gebaseerd op een gasmotor bij een tuinder van 350 kW<sub>e</sub> met een thermisch rendement van 52% en een elektrisch rendement van 35%. Ook hier wordt de prijs weergegeven voor beheer door een energiebedrijf en beheer door de warmteafnemer zelf.

Tabel 2.12 *Overzicht warmtewaardering 2001-2002 in [€/GJ]*

Type warmtelevering	Beheervorm	Bedrijfstijd	2001 [€/GJ]	2002 [€/GJ]
<i>Stoomlevering</i> 20 ton/uur	Energiebedrijf	4000	6,3	4,8
		7500	5,3	4,2
	Warmteafnemer	4000	6,9	5,3
		7500	5,8	4,6
<i>Stoomlevering</i> 40 ton/uur	Energiebedrijf	4000	5,7	4,6
		7500	5,1	4,0
	Warmteafnemer	4000	5,6	5,1
		7500	5,7	4,4
<i>Warmwaterlevering</i>	Energiebedrijf	3500	5,6	4,2
Gasmotor tuinder	Warmteafnemer	3500	6,5	4,9

De afhankelijkheid van de warmteprijsen van de gasprijzen komt op verschillende manier tot uitdrukking in Tabel 2.12.

Omdat de gasprijzen in het eerste half jaar van 2002 zijn gedaald ten opzichte van het jaar 2001, is ook de waardering voor warmte in 2002 lager. Daarnaast komt de bedrijfstijdafhankelijkheid van de gasprijs tot uiting in de warmteprijs. Bij een langere bedrijfstijd is de warmtewaardering per GJ lager. Dit wordt versterkt doordat de vaste kosten vergoeding in de warmteprijs gelijk blijft bij een langere bedrijfstijd.

<sup>17</sup> Deze rendementen zijn gebaseerd op onderwaarde en vastgesteld in samenspraak met het WKK-Platform.

<sup>18</sup> De hoogte van deze kostencomponent zijn gelijk aan de waarde gebruikt in de monitoring van 2001 (Rijkers, 2002).

### 3. VERMOGEN, PRODUCTIE EN BESPARING WKK

#### 3.1 Introductie

In dit hoofdstuk wordt het opgesteld WKK-vermogen in Nederland in 2001 besproken. In de monitorrapportage van vorig jaar (Rijkers, 2002) werd aangegeven dat verschillende instanties in Nederland (Novem, CBS, ECN en COGEN) afwijkende WKK-cijfers rapporteerden. In het afgelopen jaar (2002) is overleg gevoerd tussen CBS, Novem en ECN om deze verschillen boven tafel te krijgen. De verschillen zijn nu opgehelderd en de databases zijn op elkaar afgestemd. Om ervoor te zorgen dat ook in de toekomst de cijfers overeenkomen, is besloten dat Novem en ECN voor de fysieke en financiële monitoring rapportage zoveel mogelijk gebruik gaan maken van de WKK-data zoals die door CBS verzameld worden. Novem maakt hierbij direct gebruik van de CBS-enquêtes via machtigingen afgegeven door de WKK-exploitanten. Novem heeft hiermee de mogelijkheid om op sectorniveau de fysieke ontwikkeling van WKK te monitoren. ECN baseert zich op data die door CBS op een voor de financiële monitoring relevant aggregatieniveau aangeleverd zijn (met inachtneming van de vertrouwelijkheidsregels<sup>19</sup>). Voor grootschalige WKK (niet-gasmotoren) betekent dit dat de verschillende instituten vanaf nu bij hun rapportages uit dezelfde databron putten. Voor gasmotoren is dit (nog) niet mogelijk, omdat CBS de laatste jaren geen enquêtes heeft uitgevoerd onder de gasmotoren<sup>20</sup>. Daarom zal in deze monitoring rapportage voor wat betreft de kleinschalige WKK worden voortgebouwd op de analyse van vorig jaar.

In Paragraaf 3.2 wordt het totaal opgesteld WKK-vermogen besproken. Dit totaal vermogen wordt in Paragraaf 3.3 uitgesplitst naar de verschillende type WKK; Industrieel, kleinschalig, stadsverwarming en warmtedistributie. Vervolgens wordt in Paragraaf 3.4 de bijbehorende productiecijfers van dit vermogen gegeven en in Paragraaf 3.5 de besparingen en CO<sub>2</sub>-reducties. De nadruk in dit hoofdstuk wordt gelegd op de verschillen ten opzichte van de vorige monitoring rapportage. Net als in de vorige rapportage zijn ook nu de kolengestookte WKK-centrales (Amer + Nijmegen) en de Avi's niet meegenomen in de analyse.

#### 3.2 Opgesteld WKK-vermogen

De explosieve groei van WKK in de jaren negentig is in 1999 tot stilstand gekomen. Nadat in 2000 nog een lichte groei ten opzichte van 1999 waargenomen werd (tot 7400 MW<sub>e</sub>), is het netto opgesteld vermogen in 2001 met ongeveer 65 MW gedaald tot 7335 MW<sub>e</sub>. Het grootschalig industrieel vermogen (inclusief raffinage) neemt hiervan iets meer dan 3800 MW voor zijn rekening en de stadsverwarming- en warmtedistributie-eenheden 1920 MW. In afwachting van nieuwe gasmotoren data wordt vooralsnog aangenomen dat het kleinschalig warmtekrachtvermogen net als in 2000 ongeveer 1500 MW bedraagt.

---

<sup>19</sup> Vanwege deze vertrouwelijkheidsregels is een aantal gegevens niet leverbaar of niet leverbaar op het gewenste detailniveau. Bij het rapporteren van gemiddelde cijfers moet CBS minimaal over 5 installaties middelen.

<sup>20</sup> CBS is dit jaar (2003) samen met Novem en Gasunie gestart met het bijwerken van de database voor gasmotoren. Naar verwachting zullen deze gegevens eind 2003 beschikbaar zijn.

### 3.3 WKK-vermogen naar type

#### 3.3.1 Grootschalige industriële WKK

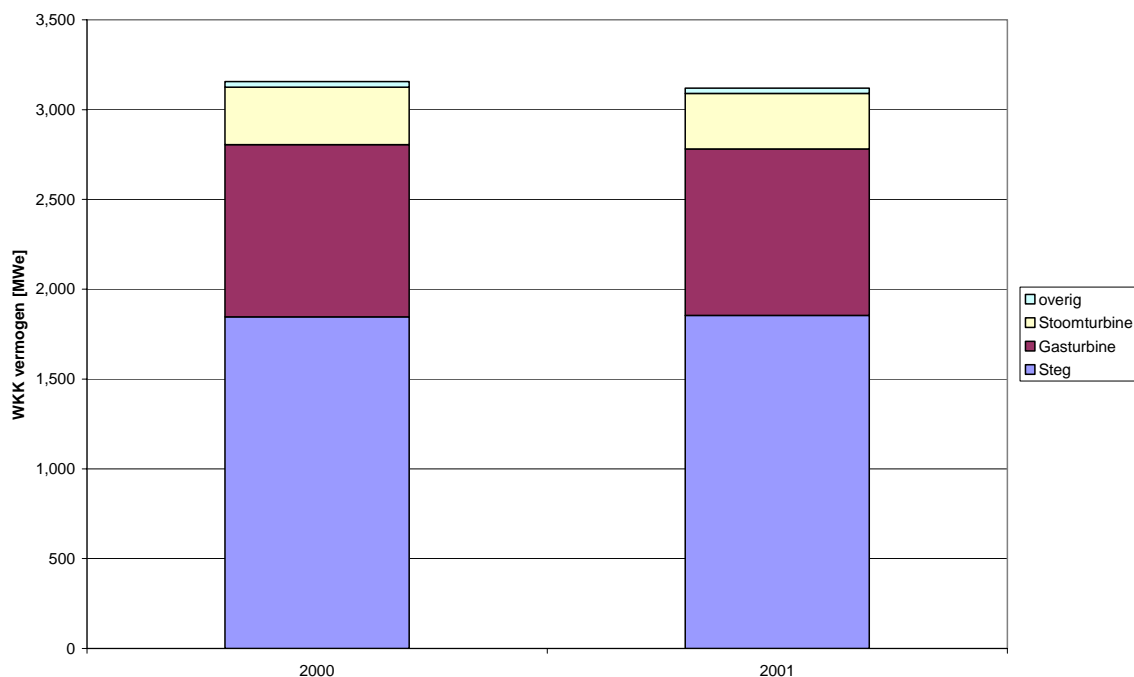
Het industrieel warmtekrachtvermogen is in 2001 licht gedaald t.o.v. 2000. Er is geen nieuw vermogen in gebruik genomen, daarentegen wel oude installaties uit gebruik. Figuur 3.1 geeft de opbouw van het industrieel WKK-vermogen naar type technologie.

#### 3.3.2 Kleinschalige WKK

Zoals vermeld in Paragraaf 3.1 wordt vooralsnog aangenomen dat het kleinschalig WKK-vermogen (gasmotoren) in 2001 gelijk gebleven is aan 2000. Een aantal energiebedrijven (Eneco, NUON) meldt in 2001 (en 2002) fors gesaneerd te hebben in hun bestand aan kleine gasmotoren. Hier tegenover staat in ieder geval één nieuw project dat in 2002 van start is gegaan: een 18 MW WKK-installatie, bestaande uit 12 gasmotoren van ieder 1,5 MW, van Delta bij een groot glastuinbouwbedrijf op Zuid-Beveland (zie ook de persberichten in Hoofdstuk 4).

#### 3.3.3 Stadsverwarming en warmtedistributie

In 2001 is het totale vermogen aan stadsverwarming en warmtedistributie onveranderd op 1920 MW blijven staan.



Figuur 3.1 *Grootschalig industrieel warmtekrachtvermogen naar type technologie (Bron: CBS)*

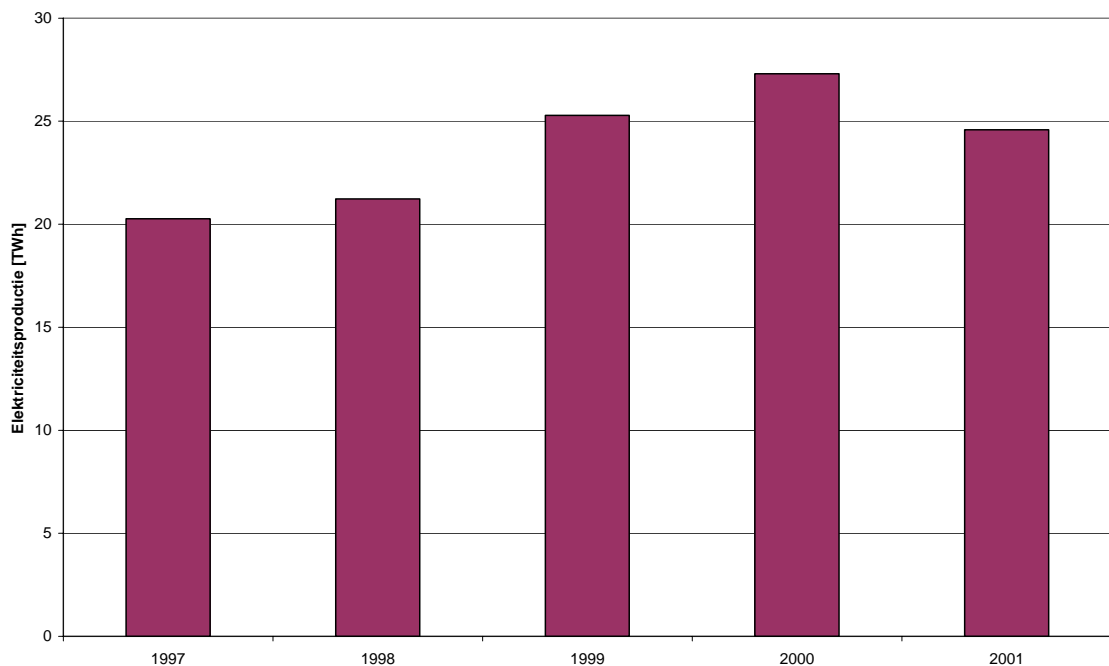
### 3.4 Elektriciteitsproductie WKK

In Figuur 3.2 wordt de elektriciteitsproductie door grootschalige industriële WKK weergegeven voor de periode 1997-2001. De gegevens zijn ontleend aan CBS. De figuur laat zien dat na 1999 de groei van de elektriciteitsproductie, net als de groei van het opgesteld vermogen, tot stilstand is gekomen. De afname van de elektriciteitsproductie (2,7 TWh) in 2001 ten opzichte van 2000 is procentueel veel sterker dan de afname van het opgesteld vermogen (10% versus 1%). De verklaring hiervoor is een daling van het aantal draaiuren van veel installaties.



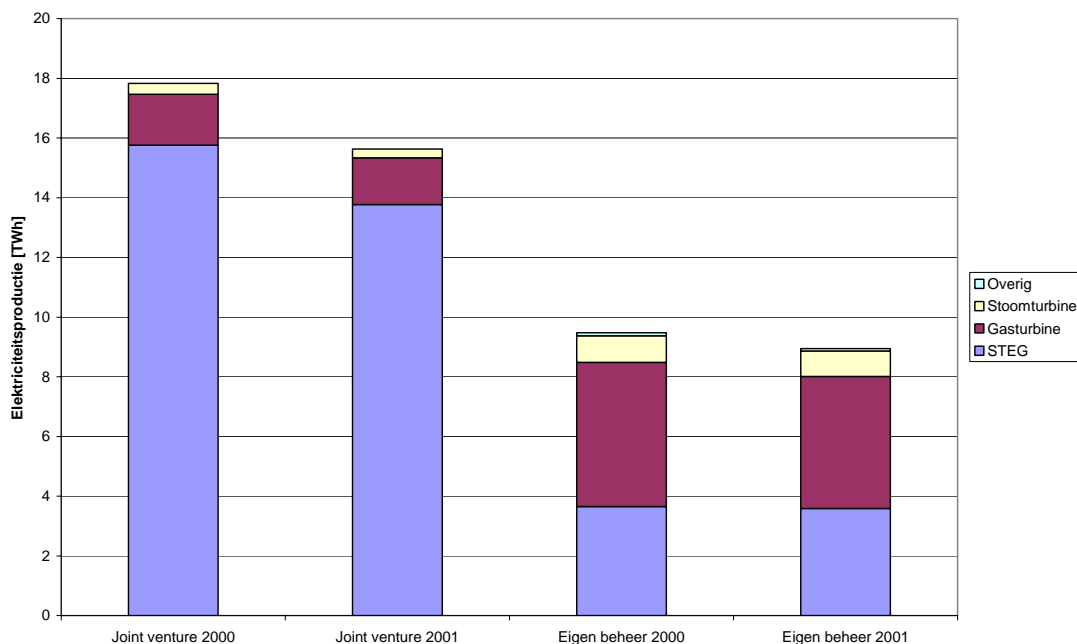
Figuur 3.3 splitst de elektriciteitsproductie uit naar beheervorm en type installatie. De figuur laat zien dat zowel installaties in beheer van joint ventures als in eigen beheer minder elektriciteit zijn gaan produceren in 2001. In absolute zin zijn de STEGs in joint venture beheer voor het grootste deel verantwoordelijk voor de gedaalde productie (minus 1,99 TWh, oftewel een daling van 13%), gevolgd door de gasturbines in eigen beheer (minus 0,41 TWh, oftewel een daling van 8%). Omdat het totaal opgesteld vermogen van deze installaties tussen 2000 en 2001 gelijk is gebleven, is dit het gevolg van minder draaiuren. Gemiddeld zijn de joint venture STEGs in 2001, 800 uur minder gaan draaien dan in 2000. De gasturbines in eigen beheer zijn gemiddeld bijna 700 uur minder gaan draaien. De gasturbines in joint venture beheer hebben 8% minder elektriciteit geproduceerd (minus 0,14 TWh), terwijl de STEGs in eigen beheer 2% minder zijn gaan produceren (minus 0,07 TWh).

Tabel 3.1 splitst de afname in elektriciteitsproductie uit naar elektriciteitsproductie voor netlevering en voor levering aan het eigen bedrijf. Hieruit is af te leiden dat de daling van de elektriciteitsproductie vooral tot uiting komt in verminderde netlevering. Zo werd door STEGs in joint venture beheer 0,97 TWh minder elektriciteit aan het net geleverd en door gasturbines in joint venture beheer 0,14 TWh. Zowel voor deze STEGs als gasturbines geldt dat de netlevering en de levering aan het eigen bedrijf (licht) daalt. In 2000 leverden de gasturbines in eigen beheer nog 28% van de geproduceerde elektriciteit aan het net. In 2001 daalde dit percentage tot 21%, een afname van 0,40 TWh.



Figuur 3.2 *Totale elektriciteitsproductie grootschalige industriële WKK 1997-2001 (Bron: CBS)<sup>21</sup>*

<sup>21</sup> Inclusief een inschatting door ECN van de elektriciteitsproductie van de industriële warmteplanelen (Swentibold, Moerdijk en Velsen).



Figuur 3.3 *Elektriciteitsproductie naar type installatie en beheervorm in 2000 en 2001 (Bron: CBS)<sup>22</sup>*

Tabel 3.1 *Elektriciteitsproductie, netlevering, levering eigen bedrijf in TWh op basis van CBS-gegevens*

	2000 [TWh]		2001 [TWh]	
	elektriciteitsproductie	netlevering	elektriciteitsproductie	netlevering
<b>Joint venture</b>				
STEG <sup>(1)</sup>	15,76	15,53	13,77	13,47
Gasturbine	1,71	1,64	1,57	1,48
Stoomturbine	0,36	0,34	0,29 <sup>(2)</sup>	0,28 <sup>(2)</sup>
<b>Eigen beheer</b>				
STEG	3,65	1,50	3,59	1,32
Gasturbine	4,83	1,36	4,43	0,96
Stoomturbine	0,89	0,17	0,85	0,16
<b>Totaal</b>	<b>27,20</b>	<b>20,54</b>	<b>24,50</b>	<b>17,67</b>

<sup>(1)</sup> Inclusief een schatting door ECN van de elektriciteitsproductie door Swentibold, Moerdijk en Velsen ('warmteplan industrie')

<sup>(2)</sup> Schatting door ECN

### 3.5 Besparing en CO<sub>2</sub>-emissiereductie WKK

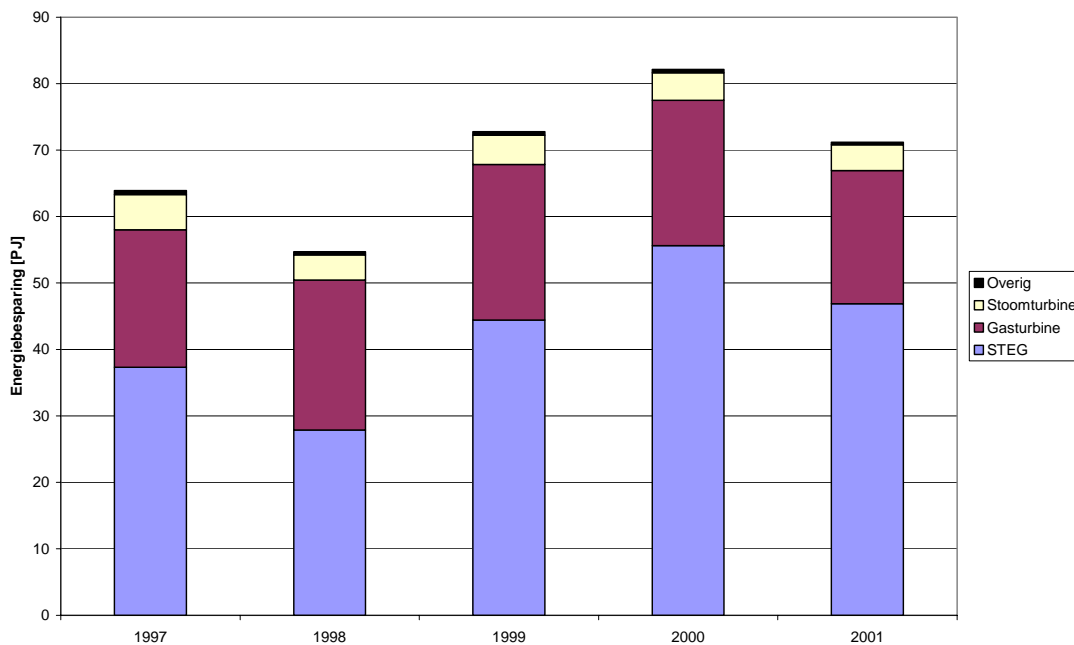
Voor het berekenen van de energiebesparing die met WKK behaald kan worden ten opzichte van gescheiden opwekking wordt in deze studie uitgegaan van de systeembenadering. Dat wil zeggen dat een WKK-installatie wordt vergeleken met een referentiesysteem dat dezelfde hoeveelheid warmte en kracht levert. Net als in de vorige monitoring studie wordt een elektrische referentierendement van 40,5% gebruikt. Dit is het gemiddelde rendement van 'centraal' fossiel gestookt vermogen in 1990. De corresponderende CO<sub>2</sub>-emissiefactor is 70,3 kton/PJ<sub>p</sub>. Het thermisch referentierendement blijft onveranderd 90% voor de industrie, 95% voor de glastuinbouw, 85% voor de utiliteitsbouw en 75% voor stadsverwarming.

<sup>22</sup> Idem; opgenomen bij joint ventures.

Op basis van deze referentierendementen komt de totale energiebesparing door WKK in 2001 op 122 PJ en bedraagt de daaraan gerelateerde CO<sub>2</sub>-emissiereductie 11,2 Mton. In 2000 bedroeg de totale besparing nog meer dan 130 PJ. In de volgende paragrafen worden deze cijfers verder uitgesplitst naar grootschalige industriële WKK, kleinschalige WKK, stadsverwarming en warmtedistributie.

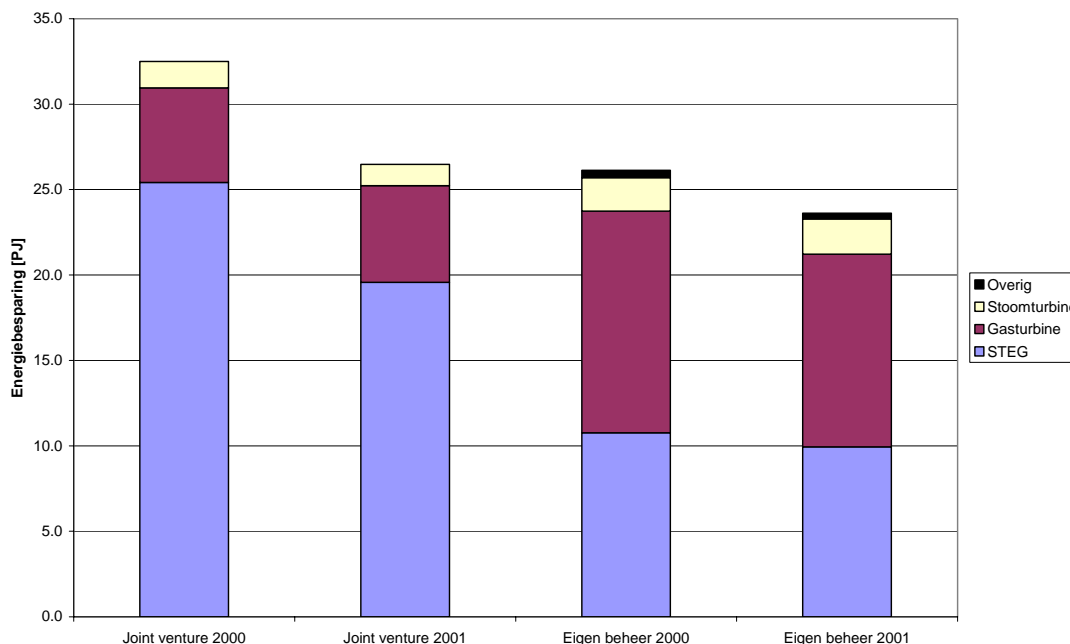
### 3.5.1 Besparing en CO<sub>2</sub>-emissiereductie door grootschalige industriële WKK

Figuur 3.4 geeft een overzicht van de besparing door grootschalige industriële WKK in de periode 1997-2001. Tot en met 2000 is een trendmatige besparingsgroei waar te nemen die samen gaat met het in bedrijf nemen van nieuw vermogen. De dip in de besparing van 1998 is volledig te wijten aan problemen met een aantal STEG installaties die in dat jaar minder draaiuren maakten. De groei van de besparing tussen 1999 en 2000 is juist het gevolg van een toename in draaiuren van een aantal nieuwe installaties die in 1999 in bedrijf genomen zijn. Na 1999 is de groei van het warmtekrachtvermogen tot stilstand gekomen. De nieuwe dip in 2001 is zodoende enkel te wijten aan de verminderde inzet van WKK-installaties (draaiureneffect) en - als gevolg daarvan - de lagere elektrische en thermische rendementen (efficiencyeffect).



Figuur 3.4 *Besparing grootschalige industriële WKK in de periode 1997-2001*

Uit Figuur 3.5 valt af te lezen waar de energiebesparing het meest teruggelopen is. De STEGs in joint venture beheer noteren 18% minder besparing (afname van 7,8 PJ), terwijl de gasturbines in eigen beheer 12% minder besparen (1,9 PJ). Opvallend is dat de gasturbines in joint venture beheer 1% meer zijn besparen (plus 0,1 PJ) als gevolg van een kleine toename van het aantal draaiuren. Ook de stoomturbines in eigen beheer besparen in 2001 fractioneel meer dan in 2000.



Figuur 3.5 Energiebesparing opgesplitst naar type WKK en beheervorm

Op basis van de 1990 referentie bedraagt de totale CO<sub>2</sub>-emissiereductie door grootschalige industriële WKK 6,7 Mton in 2001.

### 3.5.2 Besparing en CO<sub>2</sub>-emissiereductie door kleinschalige WKK

De energiebesparing door kleinschalige WKK in 2000 is door ECN geschat op 24 PJ. Bij het maken van deze schatting is rekening gehouden met de forse daling van het aantal vollast draaiuren van de installaties die met name in de glastuinbouw heeft plaatsgevonden. De interviews die in het kader van deze monitoring zijn gehouden (zie Hoofdstuk 8) geven geen aanleiding het aantal draaiuren opnieuw bij te stellen. Vooralnog wordt er dan ook voor 2001 uitgegaan van een besparing van 24 PJ. Dit komt overeen met een CO<sub>2</sub>-emissiereductie van 1,9 Mton.

### 3.5.3 Besparing en CO<sub>2</sub>-emissiereductie door Stadsverwarming en warmtedistributie

De energiebesparing door stadsverwarming en warmtedistributie bedroeg in 2001 27 PJ, een afname van 2 PJ ten opzichte van 2000. De overeenkomstige CO<sub>2</sub>-emissiereductie in 2001 bedraagt 2,6 Mton. Een verklaring voor de afgenomen besparing is een daling van het aantal vollast draaiuren van de eenheden.

### 3.5.4 Besparingserosie

De brandstofmix en het elektrisch rendement van de 'centrale' opwekking bepalen voor een belangrijk deel de berekende besparing en CO<sub>2</sub>-emissiereductie door WKK. Uitgangspunt voor het berekenen van de energiebesparing in deze monitoring studie is de brandstofmix en het elektrisch rendement van 1990. In 2001 bedraagt het 'centraal' elektrisch rendement 43,0% (een daling van 0,2% t.o.v. 2000), terwijl de brandstofmix een lichte verschuiving van kolen naar aardgas laat zien. Door dit laatste is de CO<sub>2</sub>-emissiefactor van de centrale opwekking in 2001 69,8 kton/PJ<sub>p</sub> (een verbetering t.o.v. 2000 van 0,5). De besparingserosie die hierdoor optreedt is samengevat in Tabel 3.2. In totaal neemt de besparing door deze andere referentierendementen met bijna 15% af.

Tabel 3.2 *Erosie WKK-besparing door verbetering elektrisch referentierendement (totale WKK-park)*

	Energiebesparing		CO <sub>2</sub> -emissiereductie	
	1990 referentie [PJ]	2001 referentie [PJ]	1990 referentie [Mton]	2001 referentie [Mton]
Grootschalig industrie + raffinage	71,2	60,6	6,7	5,9
Kleinschalige warm- tekracht	24,0	20,7	1,9	1,7
Stadsverwarming / warmtedistributie	27,4	23,2	2,6	2,2
Totaal	122,6	104,5	11,2	9,8

## 4. ELEKTRICITEITSVOORZIENING

De marktpositie van WKK wordt in belangrijke mate bepaald door concurrerend elektrisch productievermogen op de nationale en internationale elektriciteitsmarkt. Deze concurrentie heeft doorgaans een andere kostenstructuur. In dit hoofdstuk wordt deze kostenstructuur in kaart gebracht. Vervolgens wordt ingegaan op eventuele ontwikkelingen in de binnenlandse productiecapaciteit. Daarna komt de invloed van import en buitenlandse concurrentie aan de orde.

### 4.1 Binnenland

Van de binnenlands geproduceerde en de geïmporteerde elektriciteit is 56% (2000: 52%) afkomstig uit centraal vermogen<sup>23</sup>, 29% (2000: 30%) uit decentraal vermogen en 15% (2000: 18%) uit import. Het aandeel decentraal is ten opzichte van 2000 dus gedaald. De import is sterker gedaald. Het centrale vermogen is fors in betekenis toegenomen in 2001 ten opzichte van 2000.

Tabel 4.1 *Beschikbare elektriciteit GWh, 2001*

GWh	2000	[%]	2001	[%]
Thermische productie	52847	48,8	58675	52,6
Nucleaire productie	3699	3,4	3699	3,3
WKK e.d. en winning	32879	30,3	31867	28,6
Importsaldo	18915	17,5	17283	15,5
Beschikbaar binnenland	108340		111524	

Bron: EnergieNed, 2002.

Het centrale vermogen voor elektriciteitsopwekking in Nederland bedraagt 14373 MW ultimo 2001, tegenover 5756 MW decentraal<sup>24</sup>. Van het centraal vermogen draait 58% op normaal aardgas, ca 10% op een afwijkend gas, 28% kolenvermogen en 3% kern. Qua input primaire energie is de verdeling in 2001: 45% aardgas, 5% overig gas, 43% kolen en 8% uranium<sup>25</sup> (MONIT 2001). De positie van aardgas in het centrale vermogen is licht toegenomen ten opzichte van kolen.

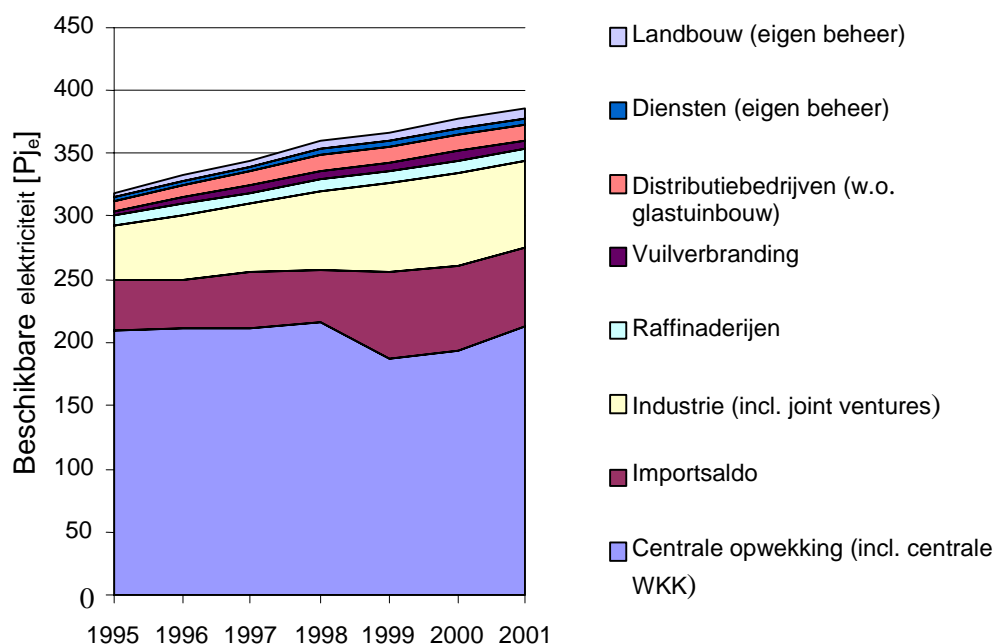
Ook uit de CBS-cijfers van 2001 is voor het eerst een terugval in de productie van WKK waar te nemen (CBS NEH 2002)<sup>26</sup>. Ook de import van elektriciteit is teruggevallen. De centrale productie heeft daarentegen een productiegroei van circa 6 TWh. De productiegroei in de centrale sector heeft hoofdzakelijk plaatsgevonden met aardgas (inzet +19%) en in mindere mate met kolen (+7%). De terugval in WKK-productie treedt op bij de glastuinbouw (distributiebedrijven) en industrie. In de centrale productie (o.a. stadsverwarming) en in de dienstensector is er nog een stijging. De energiebesparing (in PJ) door WKK is in alle sectoren nog licht gestegen in 2001. Dit betekent waarschijnlijk dat de bedrijfsvoering van het WKK-vermogen efficiënter is geworden c.q. dat vooral de minder efficiënte WKK uit bedrijf is genomen.

<sup>23</sup> Centraal vermogen is hier het vermogen onder het vroegere SEP-toezicht, zodat ook de meeste stadsverwarmings-WKK er onder valt, alsmede de industriële eenheden in de IJmond (Reliant), Moerdijk (Shell) en Geleen (DSM Swentibold). Decentraal is vooral de overige WKK, AVI's en windvermogen.

<sup>24</sup> Energiened, Energie in Nederland 2002. Ten opzichte van de vorige publicatie zijn er andere, lagere cijfers gebruikt. Het decentraal vermogen is niettemin gestegen met 40 MW, waarschijnlijk vooral windvermogen.

<sup>25</sup> Het verschil tussen vermogen en primaire energie-inzet wordt veroorzaakt door de verschillende benuttingsgraad. Kolen- en kernvermogen maakt veel meer bedrijfsuren dan gasvermogen.

<sup>26</sup> Elektriciteitsbalansen 2000-2001, resp. 32879 en 31867 GWh bij 'overige elektriciteitsproductie' is -3%. Het overgrote deel daarvan is WKK bij industrie en distributiebedrijven. Stadsverwarmings-WKK bij de centrale productie had een warmteproductie uit WKK van 51,6 in 2000 en 50,6 in 2001, elektriciteit hiervan is niet afzonderlijk gepubliceerd, maar vertoont waarschijnlijk geen toename.



Figuur 4.1 Beschikbare elektriciteit in [PJ<sub>e</sub>] (ECN Monit op basis van CBS-NEH)

Uit de grafiek is niet direct het verloop van de WKK-productie af te leiden omdat de centrale opwekking zowel gescheiden productie als WKK omvat. Wel is te zien dat het aandeel van de decentrale opwekking afneemt, de productie van de bovenste zes groepen. Van de centrale opwekking kan niet direct het WKK-aandeel worden bepaald. Uit de CBS-gegevens blijkt echter dat de geleverde warmte van deze sector licht is toegenomen. Rekening houdend met een buitentemperatuurcorrectie voor de warmtevraag voor stadsverwarming is er echter sprake van een lichte afname. Met andere woorden: WKK-stadsverwarming heeft alleen wat meer geproduceerd in 2001 omdat de buitentemperatuur lager was. Per saldo betekent de afname van decentrale productie en de stabilisatie van centrale WKK een afname van elektriciteitsproductie door WKK in Nederland.

In Tabel 4.2 staan de voornaamste kostenkarakteristieken aangegeven (Lako, 1998).

Tabel 4.2 Globale kostenkarakteristieken van elektriciteitsproductie [ct/kWh]

	Bedrijfsuren	kosten [ct/kWh]		Totaal
		Vast	Variabel	
Kerncentrale	7500	1,7	1,0	2,7
Bruinkoolcentrale	7500	2,0	1,3	3,2
Kolencentrale	7500	1,2	1,7	2,9
STEG	4000	1,1	2,9	4,0
Gasturbine	1000	3,1	4,7	7,7
WKK-STEG*	7500	0,7	2,4	3,1

\*inclusief warmtewaardering, exclusief afdrachtkorting 0,57 ct.

WKK concurreert met binnen- en buitenlands basislastvermogen zoals kern-, kolen- en bruinkoolcentrales. Gasvermogen met STEGs of losse gasturbines is flexibeler inzetbaar en kan op de markt een hogere prijs bedingen om de hogere kosten te dekken. Concurrentie met bestaand vermogen vindt momenteel vaak plaats op basis van alleen de variabele kosten. Uit de tabel blijkt dat bestaand kolen- en kernvermogen op basis van variabele kosten een bedreiging vormt voor bestaande WKK. Indien met nieuw vermogen moet worden geconcurrereerd moeten ook ka-

pitaalskosten beschouwd worden. Dan is WKK ongeveer concurrerend onder de aangegeven kostencondities.

Vermogen van vóór 1980 in Nederland is naast de kerncentrale in Borssele uitsluitend aardgasvermogen. Dit zal naar verwachting op den duur door nieuw, efficiënter gasvermogen vervangen worden. Nieuw kolen- of kernvermogen lijkt uit milieuoogpunt niet haalbaar en vergt bovendien veel hogere investeringen. De oorspronkelijk geplande buitengebruikstelling van kernen kolenvermogen is opgeschort, aangenomen wordt dat energiebedrijven de installaties voorlopig beschikbaar zullen houden. Eventueel nieuw gasvermogen zal flexibel inzetbaar zijn, waarbij men zal streven naar additionele warmtelevering. Het betreft dus warmtekrachtvermogen met een lage en fluctuerende w/k-verhouding. Van belang daarbij is de aanspraak die met dit nieuwe vermogen gemaakt kan worden op afdrachtskorting (terugsluizing) van REB-gelden of een vergelijkbare stimuleringsregeling voor energiebesparende technieken.

Het kolenvermogen is van na 1980 en zal de komende jaren nog niet verminderen. Het combineren met diverse vormen van biomassa is hier de dominante strategie in het kader van het klimaatbeleid. Deze strategie is bestendig door de recent aangenomen subsidieregeling voor bijstook van biomassa (EZ MEP 2002) die qua stimulering ongeveer gelijk is aan de huidige. De nieuwe regeling biedt meer zekerheid aan investeerders door garanties te geven voor een periode van 10 jaar.

Tabel 13 *Financiële stimulering in [ct/kWh]*

	MEP 2003 (nieuw)	36i (nieuw)	Totaal (nieuw)	Totaal (huidig)
Wind op land	2,4	2,9	5,3	8
Wind op zee	5	2,9	7,9	8
Mengstromen + AVI's	2,4	0	2,4	2
Zuivere biomassa in centrales	4,8	2,9	7,7	8
Bio-WKK (<50MW)	5	2,9	7,9	8
Waterkracht	5	0	5	2
Overige: zon, getijde, etc	5	2,9	7,9	8
WKK	0,57	0	0,57	0,57

Bron: ECN, 2002.

Op wat langere termijn zal kolenvermogen onder druk komen te staan. Kolen- en bruinkoolvermogen speelt de belangrijkste rol in het Europese stelsel voor emissiehandel dat in 2005 start. Indien een werkend handelssysteem wordt gerealiseerd met substantiële emissieprijzen (b.v. 10 €/ton CO<sub>2</sub>) zullen de kosten van kolenstroom al gauw 10-20% stijgen ten opzichte van WKK.

Circa 85% van het decentraal vermogen betreft WKK. Dit betreft grotendeels aardgasgestookte WKK. Daarnaast wordt ook WKK gestookt met o.a. raffinaderijgas. Van het nu nog bescheiden duurzame elektriciteitsvermogen zal naar verwachting windenergie licht stijgen en, als gevolg van de stimulering, in beperkte mate WKK en kolenvermogen in de basislast wegdrücken. Ook afvalverbranding is licht gegroeid en verdere uitbreiding van capaciteit wordt verwacht.

Per saldo zal WKK in de vorm van flexibele centrales met een lage w/k-verhouding de belangrijkste uitbreiding van nationale opwekkingscapaciteit vormen in de nabije toekomst. De locatiekeuze is daarbij van groot belang, niet alleen omdat warmteafnemers ter plekke aanwezig moeten zijn, maar ook een goedkope aanvoer van gas speelt daar een rol in. Flexibel gasvermogen stelt producenten in staat in te spelen op een hogere vraag naar elektriciteit in pieksituaties. Daardoor kunnen ze tevens hun bestaande kolenvermogen beter benutten, wat dan minder open afgeregeld behoeft te worden. Waarschijnlijk heeft het nog beperkte nieuwe industriële vermogen (zie Paragraaf 4.3) inderdaad deze flexibiliteit.



## 4.2 Buitenland

De import van elektriciteit is in 2001 afgenomen met 9% ten opzichte van 2000, terwijl de export gelijk is gebleven. De centrale productie heeft import vervangen. Dit hangt samen met de beperkingen die de netbeheerder aan de importcapaciteit stelt. De voor handel beschikbare capaciteit bedraagt thans 3350 MW (Tennet). In 2001 is 17,3 TWh geïmporteerd (t.o. 18,9 TWh in 2000), het eerste kwartaal 2002 gaf een verdere daling te zien: 3,7 TWh. Verdere kwartaalgegevens over 2002 van CBS zijn niet beschikbaar. De daling van de import duidt op een verbeterde concurrentiepositie met Duitsland, waarin de afschaffing van de BSB waarschijnlijk een belangrijke rol speelt.

Het capaciteitsplan 2001-2007 van TenneT geeft aan dat de mogelijkheden voor een aanmerkelijke vergroting van de interconnectors met Duitsland en België op korte termijn niet aanwezig zijn vanwege beperkingen in het Duitse en Belgische net. Door een herverdeling van de netbelasting van verschillende internationale verbindingen is het echter mogelijk de capaciteit te vergroten naar 5000 MW. Tennet geeft aan dat in 2003 de importcapaciteit voor de markt geleidelijk zal stijgen naar 4700 MW, door ingebruikname van een dwarsregeltrafo in Meeden. De import en de concurrentie op de basislast kan daardoor verder toenemen. Het is evenwel niet zo dat de capaciteit in Nederland in relatie tot de groei van de elektriciteitsvraag per saldo toeneemt (Van Eck et al., 2002).

Evenals in Nederland neemt de productiecapaciteit in het nabije buitenland nauwelijks toe. Met uitzondering van Duitsland groeit in het buitenland wel het aandeel decentraal vermogen. Deze groei is echter niet zodanig groot dat het effect heeft op de positie van WKK in Nederland: gasgestookte WKK heeft in het buitenland vergelijkbare of zelfs zwaardere concurrentie van kolenvermogen en kernenergie. Nieuw flexibel gasvermogen in Nederland kan de concurrentie met vergelijkbaar buitenlands vermogen dat elektriciteit aanbiedt op de Nederlandse markt aan. Mogelijk kan het Nederlandse vermogen ook op de buitenlandse markten concurreren.

Op langere termijn zal ook voor de buitenlandse kolencapaciteit het Europees emissiehandelsstelsel leiden tot kostenverhoging. Een verdere teruggang van het basislastvermogen zal kunnen plaatsvinden door buitengebruikstelling van nucleair vermogen op langere termijn. In navolging tot de Duitse regering heeft ook de Belgische regering recent aangekondigd dat kernenergie wordt afgebouwd. Afname van het West-Europese basislast vermogen is gunstig voor gasgestookte WKK. Anderzijds zal nucleair en kolenvermogen ook uit oogpunt van voorzieningszekerheid mogelijk toch weer gesteund worden.

De sterk gegroeide import van groene stroom wordt vaak beschouwd als een verdere belemmering voor industriële afnemers om goedkope elektriciteit te importeren. De importen ontstaan vooral omdat tot en met 2002 energiebedrijven een producentenvergoeding voor groene stroom mogen verstrekken (WBM, 36o). Drie aspecten spelen daarbij een rol:

- Ten eerste wordt de inkoop van stroom uit waterkracht en biomassa aantrekkelijker, daardoor daalt de prijs van importstroom verder,
- Omdat de importcapaciteit geveild wordt, wordt een belangrijk deel van het prijsvoordeel echter afgeroomd door de netbeheerders,
- Industriële afnemers hebben bij rechtstreekse import niet het voordeel dat ze producentenvergoeding kunnen verstrekken, dit is een nadeel voor hun marktpositie.

Voor de concurrentiepositie van Nederlandse warmtekrachtkoppeling betekent dit daarom:

- een beperkt extra nadeel ten opzichte van geïmporteerde stroom, die nauwelijks goedkoper wordt
- een relatief wat betere positie van industriële WKK voor eigen afname ten opzichte van WKK bij energiebedrijven omdat energiebedrijven gunstiger kunnen importeren met behulp van 36o.

### 4.3 Persberichten WKK

In deze Paragraaf wordt een (niet uitputtend) overzicht gegeven van ontwikkelingen in WKK land gepubliceerd in diverse publieke bronnen als ENSOC Weekly, Stroom, Utilities etc.

- Elektriciteitsproductiebedrijf E.ON Benelux (voorheen EZH) gaat voor de chemische bedrijven Lyondell en Bayer een warmtekrachteenheid van 80 MW bouwen op de Maasvlakte. De WKK wordt geïntegreerd met de elektriciteitscentrale van E.ON Benelux op de Maasvlakte. Hiervoor is tussen E.ON Benelux, Lyondell en Bayer onlangs een overeenkomst getekend. De zogeheten full-service utility-fabriek, die gebouwd zal worden door het ingenieursbureau van E.ON Benelux, zal NLG 220 mln kosten. De installatie zal 400 ton stoom per uur en 20.500 kubieke meter koelwater per uur leveren. E.On Benelux, 2001-06-29.
- De 790 MW WKK-centrale van Intergen wordt eind 2004 in bedrijf genomen. De investering bedraagt 622 mln euro. De installatie levert stoom aan Shell Pernis (max 350 ton/uur) en stroom aan Nuon, een 15 jarig contract ter waarde van 3 mld euro. Shell wil de groei van de aardgasactiviteiten combineren met een groei in de productie van elektriciteit. De bouw van nieuwe WKK-centrales is volgens Shell, ook in Nederland, zeker niet uitgesloten. (Ensoc, div.).
- Het Zeeuwse energiebedrijf Delta Nutsbedrijven gaat in het Sloegebied een energiecentrale bouwen met een capaciteit van 760 megawatt. Delta doet dit om minder afhankelijk te zijn van de sterk schommelende prijzen op stroombeurs APX. Aluminiumproducent Pechiney en chemisch bedrijf Thermpos hebben zich al aangemeld als klant.
- Langs de A12 in Bleiswijk wil energiebedrijf NUON een warmtekrachtcentrale bouwen. De warmtekrachtcentrale in Bleiswijk zou op die plaats erg rendabel kunnen zijn, omdat in de omgeving veel glastuinbouw zit. Dit betekent dat niet alleen de elektriciteit te verkopen is, maar ook de warmte die de centrale levert. Die warmte kan men in de kassen gebruiken maar ook als stadsverwarming in de nieuwbouwwijken die in die regio flink in aanbouw zijn.
- Emmtec Services in Emmen heeft eind 2002 een nieuwe WKK-installatie in gebruik genomen met een productie van 25 MW elektrisch en 100 ton stoom per uur. Nuon neemt de stroom af, diverse bedrijven de warmte.
- Elektrabel en Air Products namen in november 2002 een centrale in gebruik. De capaciteit bedraagt 42 MW en 100 ton stoom per uur. Lyondell gebruikt deze producten voor een nieuwe butaandiolfabriek. De investering in de WKK bedroeg 27 mln euro. Het betreft een project met levering van diverse andere utilities (Utilities jan 2002).
- NUON gaat met de kleine WKK-producenten opnieuw onderhandelen over de contracten voor levering stroom. Wellicht stopt het energiebedrijf geheel met de afname van stroom van de kleine producent, zo meldde een woordvoerder. Het gaat volgens Nuon om een substantieel aantal contracten, terwijl het totaal afgenomen volume marginaal is. Het betreft vooral de WKK-units in tuinbouworganisaties. Deze zijn over het algemeen meer dan vijf jaar oud. Tot 1 januari 2002 werd de stroomproductie gesubsidieerd door de Nederlandse overheid. De ongesubsidieerde contracten zijn vervolgens economisch oninteressant geworden. Omdat ook een alternatieve subsidieregeling voor de sector uitblijft, voelt Nuon zich genoodzaakt opnieuw te gaan onderhandelen over de contracten wanneer deze op 1 november aanstaande aflopen. (Ensoc Weekly 43, 2002)
- April 2002 opende het grootste glastuinbouwbedrijf van Nederland, van de gebroeders W. & J. Gresnigt, officieel zijn deuren. De energie- en watervoorziening voor dit bedrijf van ruim 35 hectare in de Willem-Annapolder op Zuid-Beveland is in handen van het Zeeuwse

energiebedrijf Delta. Delta zorgt op dit bedrijf via grote warmtekrachtinstallaties voor de levering van warmte, CO<sub>2</sub> en elektriciteit. Op het omvangrijke tuinbouwcomplex staan twee flinke ketelhuizen met in totaal 12 gasmotoren die elk een capaciteit van 1,5 MW hebben. Daarnaast bevinden er zich in elk ketelhuis 3 ketels met elk een capaciteit van 7 MW ([www.energiemanagement.net](http://www.energiemanagement.net)).

- E.ON Benelux heeft bij een glastuinbouwbedrijf in de gemeente West-Voorne een microgasturbine (elektrisch vermogen 100 kW, warmteproductie 170 kW) geplaatst om stroom, warmte en CO<sub>2</sub> op te wekken. De lage emissies maken het gebruik van uitlaatgaskatalysatoren overbodig zodat de uitlaatgassen direct in de kas kunnen worden toegepast voor CO<sub>2</sub> bemesting. E.ON Benelux verwacht tot 2005 tussen de 80 en 100 micro-turbines te plaatsen (E.On Benelux, 10-apr-02).
- Eurocommissaris Loyola de Palacio presenteerde juli 2002 een ontwerprichtlijn om warmtekrachtkoppeling (WKK) te stimuleren. Daarin noemt ze echter geen doelstelling om het percentage warmtekracht in de EU omhoog te krijgen. Ook bevat de richtlijn geen concrete maatregelen. Met name daarop hebben de WKK-producenten en milieugroepen harde kritiek ([www.energiemanagement.net](http://www.energiemanagement.net)).
- De Duitse overheid heeft begin 2002 een nieuwe WKK-wet aangenomen. Er is nu financiële zekerheid voor het onderhoud van bestaande eenheden en voor modernisering van minder efficiënte eenheden. In totaal zou er ongeveer €4,4 mld beschikbaar zijn. (Ensoc Weekly, ENGR/EPD, 28-jan-02). Van diverse zijden was er kritiek geuit op deze wet, o.a. dat ze niet ver genoeg gaat in de ondersteuning van WKK, en dat ze verschillend uitwerkt voor industriële WKK en stadsverwarming.
- De papiersector is volgens VNP de dupe van een haperende liberalisering van de Europese energiemarkt. De vrijmaking van de gasmarkt verloopt trager dan die van de elektriciteitsmarkt. Het gevolg is dat de gasprijzen nog relatief hoog zijn, terwijl de stroomprijzen sterk dalen. Dat werkt nadelig uit voor papierfabrikanten die veel gebruikmaken van WKK. Met name 's nachts, als het stroomverbruik terugloopt, levert de levering van elektriciteit aan het net zo weinig op dat de warmtekrachtinstallaties buiten werking worden gesteld.
- De toepassing van warmtekrachtinstallaties (WKK) van energiebedrijven op glastuinbouwbedrijven staat sterk onder druk. Dat zegt het Productschap Tuinbouw in een persbericht van 25 juni 2002. Volgens het PT schetsen de energiebedrijven een somber beeld voor WKK van energiebedrijven in de glastuinbouw. De afgelopen anderhalf jaar is het opgestelde vermogen in de glastuinbouw verminderd. Met name de kleinere installaties tot een vermogen van 300 kW<sub>e</sub> moesten het daarbij ontgelden. Van vrijwel alle WKK-installaties is het aantal draaiuren verminderd door niet meer 's nachts en in de weekends te draaien. Van de energiebedrijven heeft het PT begrepen dat er nagenoeg geen nieuwe WK-projecten in de glastuinbouw op stapel staan. (Ensoc Weekly 26, 2002).
- APX-directeur Bert den Ouden wil een aparte handel in elektriciteit van WKK-centrales, die hij 'blauwe stroom' noemt. Net als groene elektriciteit zou ook blauwe elektriciteit in aanmerking moeten komen voor het nihiltarief van de REB.
- In Duitsland heeft men nu stroom die voor 100 procent afkomstig is uit warmtekrachtcentrales. De aanbieder, het Kasselse Städtischen Werke AG, heeft het product 'Procity' genoemd. (Ensoc 36 2001).
- Op 4 september 2001 wordt de Vlaamse vereniging COGEN officieel opgericht. COGEN staat volledig los van het Nederlandse COGEN, maar zoekt wel samenwerking. Doelstelling is, de promotie van warmtekrachtkoppeling als middel om de CO<sub>2</sub>-uitstoot te verminderen,

om zo bij te dragen tot het doel van de Vlaamse Overheid tot toename aan geïnstalleerd vermogen met 1200 MW tussen 1995 en 2005 (Ensoc Weekly).

## 5. WKK-BELEID

### 5.1 Bestaand WKK-beleid

Het WKK-beleid dat in 2002 van kracht is, ziet er als volgt uit:

- REB vrijstelling WKK-gas en eigen verbruik WKK-stroom.
- Verhoging van de REB op elektriciteit ter compensatie van de per 1-1-2002 afgeschafte BSB, zodat (1) geïmporteerde stroom nu ook belast wordt overeenkomstig de vervallen BSB, echter Nederlandse kolenstroom weer een licht voordeel heeft, en (2) de vrijstelling van eigen gebruik van WKK-stroom aantrekkelijker wordt.
- Afdrachtskorting van 0,57 ct/kWh (beperkt tot eerste 1000 GWh aan het net geleverde elektriciteit, minimaal Senter-rendement 60%).
- Vamil/EIA regeling (voor EIA: minimaal Senter-rendement 65%).
- 600-uurs regeling voor transporttarieven. (alleen voor afnemers aangesloten op het 25-50 kV-net en hoger).
- Vrijwillige vergoeding (door netbeheerders) voor invoeding op het laagspannings- en middenspanningsnet van 0,1 ct/kWh ter compensatie van de uitgespaarde netkosten.

### 5.2 Nieuwe stimulering WKK

In september 2002 heeft het nieuwe kabinet haar wijzigingsvoorstellen voor de stimulering van WKK en elektriciteit uit duurzame bronnen bekend gemaakt. De Vamil en afdrachtskorting (artikel 36t) verdwijnen en maken plaats voor de MEP (stimuleringsregeling Milieukwaliteit ElektriciteitsProductie). Voor WKK betekent deze overgang dat de generieke prikkel van de afdrachtskorting wordt vervangen door een CO<sub>2</sub>-prestatiebeloning (cf. de CO<sub>2</sub>-index) en dat de relatie met de rentabiliteit van WKK wordt losgelaten. De financiële prikkel wordt dus gekoppeld aan de daadwerkelijke prestatie in termen van CO<sub>2</sub>. Dit impliceert een zeer toegespitst systeem dat naast de techniek van de installatie ook de bedrijfsvoering van de WKK beloont. De berekening van de CO<sub>2</sub>-index geschiedt als volgt: spiegelen aan referentierendementen van gescheiden opwekking en alle besparing toerekenen aan elektriciteit met als resultaat een hoeveelheid CO<sub>2</sub>-loze kilowatturen. Uit pragmatische overwegingen blijft eigen gebruik buiten beschouwing en de bovengrens van 1000 GWh netlevering van kracht.

Voor elke WKK jonger dan 10 jaar geldt als referentie de state of the art in het bouwjaar; voor WKK ouder dan 10 jaar (afgeschreven) geldt de actuele state of the art. Vervolgens zullen de netverliezen in rekening worden gebracht, gekoppeld aan het spanningsniveau van invoeding (respectievelijk 6, 3 en 1% voor HS, MS en LS).

De kosten van dit systeem (zowel WKK als duurzaam) worden gefinancierd door aan Nederlandse afnemers van stroom jaarlijks per aansluiting een vast tarief in rekening te brengen. De hoogte van dit tarief wordt ook vastgesteld door de minister van Economische Zaken en is voor 2003 €34. Deze lastenverzwaring wordt gecompenseerd door een gelijke verlaging van de REB, waardoor het saldo lastenneutraal is. Voor de WKK-stimulering is een bedrag van M€94 per jaar gereserveerd. Dit bedrag is indicatief.

Begin november 2002 is bekend gemaakt dat het MEP-tarief voor elektriciteitsopwekking uit WKK gedurende 2003 0,57 ct/kWh zal bedragen. Dit geldt voor de totale elektriciteitsproductie (met inachtneming van de aftopgrens van 1000 GWh). Vanaf 1 januari 2004 zal voor WKK een op basis van CO<sub>2</sub>-reductie gedifferentieerd tarief gaan gelden.

## 6. DE KERNCASES

### 6.1 Introductie

In de vorige monitoringstudie (Rijkers et al., 2002) is de financiële en economische situatie van warmtekracht geanalyseerd aan de hand van een aantal verschillende typen WKK-installaties. Deze typen zijn destijds geselecteerd op basis van hun representativiteit van het bestaande WKK-park in Nederland. Ook in deze studie wordt de analyse van de financiële en economische positie van warmtekracht gebaseerd op deze selectie van typen. Deze selectie van typen installaties worden de kerncases genoemd.

In Paragraaf 6.2 worden de uitgangspunten van de kerncases beschreven. Een aantal van deze uitgangspunten is in overleg met het W/K-platform aangepast in 2002. Ook deze wijzigingen worden besproken in Paragraaf 6.2. Paragraaf 6.3 gaat in op de vraag of de cases nog steeds voldoende representatief zijn voor het huidige WKK-park. Het hoofdstuk eindigt met Paragraaf 6.4 waarin de financiële positie van warmtekracht wordt geanalyseerd op basis van kostprijsberekeningen voor de jaren 1999 tot en met het eerste halfjaar van 2002.

### 6.2 Beschrijving van de kerncases

#### 6.2.1 Input van het W/K-platform

Alvorens de tweede monitoringstudie te starten is uitvoerig overleg gepleegd met het W/K-platform. Dit overleg had onder andere betrekking op de definities en selectie van de cases door ECN. De formulering en karakteristieken van de cases zijn ter commentaar voorgelegd aan het platform. Dit heeft tot acht concrete punten geleid die hieronder worden aangegeven met de acties die vervolgens zijn genomen.

1. De B&O-kosten van de Gasturbine van 37 MW<sub>e</sub> en een W/K-verhouding van 1,5 (cases 5 t/m 8) komen niet overeen met de ervaringcijfers.  
*Actie:* Het platform heeft aangegeven bereid te zijn om indicaties van deze B&O-kosten te geven op basis van hun ervaringcijfers. ECN heeft aangegeven dat dit alleen kan leiden tot een aanpassing van de gegevens van de cases wanneer deze cijfers voldoende onderbouwd zijn. Indicatieve cijfers zijn nog niet ontvangen. Dit punt heeft dus (nog) niet geleid tot wijzigingen.
2. De B&O-kosten van de STEG van 47 MW<sub>e</sub> en een WK-verhouding van 0,6 (cases 13 t/m 16) zijn te hoog.  
*Actie:* Idem aan actie genoemd bij 1.
3. De levensduur van de installaties waarmee ECN rekent zou voor gasmotoren 10 jaar moeten zijn i.p.v. 15 jaar en voor de overige grotere installaties 15 jaar i.p.v. 10 jaar.  
*Actie:* Dit voorstel is door ECN overgenomen. Dit heeft overigens geen effect op de kostprijzen per kWh zoals die in deze monitoring worden gerapporteerd. Voor de afschrijving en aflossingstermijnen wordt voor alle cases 10 jaar gehanteerd.
4. De aannames over het aansluitniveau van de WKK komen niet overeen met de inzichten van het W/K-platform.  
*Actie:* De eerste twee kolommen van Tabel 6.1 laten de koppeling zien die ECN vorig jaar hanteerde als vermogensklasse en aansluitniveau aan het elektriciteitsnet. Deze koppeling is in overleg met het platform en gebruikmakend van Continuon data gewijzigd naar de koppeling zoals aangegeven in de laatste twee kolommen van Tabel 6.1. De wijziging heeft

peling zoals aangegeven in de laatste twee kolommen van Tabel 6.1. De wijziging heeft met name effect op de (vermeden) nettarieven voor de WKK.

5. De case gebaseerd op een gasturbine van 37 MW<sub>e</sub> dient vanwege de relevantie opgenomen te worden als kerncase.  
*Actie:* Hiertoe is case 6 als extra kerncase opgenomen. Dit betreft de gasturbine met afgas-senketel van 37 MW<sub>e</sub> in beheer van een joint venture en met 7500 vollasturen.
6. De vier cases (1a, 1b, 2a, 2b) die betrekking hebben op de kleinere gasturbine van 7,5 MW<sub>e</sub> gaan allemaal uit van 7500 vollasturen. Deze installaties komen juist in de voedingsindus-trie veel voor waarbij slechts 5500 vollasturen worden gedraaid.  
*Actie:* Vier cases worden toegevoegd overeenkomend met de genoemde vier cases maar met 5500 vollasturen in plaats van 7500.
7. Voor de elektriciteitsprijzen in 2002 dient gebruik te worden gemaakt van forwardprijzen uit 2001 voor 2002.  
*Actie:* Dit advies is overgenomen, zie ook Hoofdstuk 2.
8. De gasprijzen voor WKK in 2002 dienen berekend te worden op basis van het CDS  
*Actie:* Idem actie bij 7.

Tabel 6.1 *Bepaling van het aansluitniveau van een WKK op basis van het elektrisch vermogen*

Monitoring 2001		Monitoring 2002	
Vermogensgrens [MW <sub>e</sub> ]	Aansluitniveau	Vermogensgrens [MW <sub>e</sub> ]	Aansluitniveau
< 0,1	LS	< 0,05	LS
0,1 - 1	LS - MS	0,05 - 0,136	LS - MS
1 - 5	MS	0,136 - 5	MS
5 - 75	MS - HS	5 - 75	MS - HS
> 75	HS	> 75	HS

### 6.2.2 Definitieve uitgangspunten

Tabel 6.2 geeft de technische gegevens en kosten van de zeven geselecteerde kerncases. Naast deze uitgangspunten gerelateerd aan de kerncases zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd voor het berekenen van de kostprijzen van elektriciteitsopwekking per kWh door de WKK's. Deze uitgangspunten komen overeen met de uitgangspunten van vorig jaar. Een uitvoerige be-schrijving is te vinden in Hoofdstuk 7 van voorgaande rapportage (Rijkers, 2002).

- Afschrijvingstermijn 10 jaar.
- Aandeel vreemd vermogen 60%.
- Rentevoet op vreemd vermogen 6%.
- De eerste 4000 draaiuren van de WKK vallen samen met de piekuren. Eventuele resterende draaiuren vallen samen met de daluren. Voor de gasmotor wijkt dit af. Hier wordt aange-nomen dat 2/3 van de draaiuren samenvalt met de piekuren en 1/3 met de daluren.
- Iedere installatie heeft 500 uur per jaar back-up afname van elektriciteit nodig vanwege on-verwachte uitval van de installatie.
- Er wordt gerekend met investeringsbedragen na subsidie. De EIA bedraagt 19,25%, de VAMIL 5%, mits het Senter-rendement van de installatie 65% of hoger is.

Tabel 6.2 *Gemiddelde technische prestaties van de kerncases*

Kerncase	Type	Beheer-vorm	Vollasturen	Vermogen	W/K-verhouding	Senter-rendement	Eigen afname van stroom	B&O-kosten	Investering (excl. subsidie)
				[MW <sub>e</sub> ]					
2a	GT/AK	JV	7500	7,5	1,6	58,4	25	0,93	1260
3b	GT/AK	Eigen beheer	7500	8,3	3,9	64,7	75	0,79	1350
6	GT/AK	JV	7500	37	1,5	68,0	25	0,36	792
10	STEG/BS	JV	7500	29	0,8	62,9	25	0,74	950
14	STEG	JV	7500	47	0,6	59,5	25	0,84	830
17b	STEG	JV	7500	250	0,7	62,9	25	0,44	495
20	GM Tuinder Energiebedrijf		3500	0,35	1,5	70,0	0	0,85	815

### 6.3 Representativiteit van de kerncases

In de vorige monitorstudie is de selectie van de kerncases (exclusief de nieuwe kerncase 6) gemaakt op basis van een indeling van het bestaande WKK-park in 2000 naar alle verschillende cases. Aangezien het park nauwelijks is veranderd sinds 2000 (zie Hoofdstuk 3), wordt in deze vervolgstudie dezelfde selectie van kerncases gehanteerd. De gasturbine van 37 MW<sub>e</sub> (case 6) is hieraan toegevoegd in overleg met het W/K-platform.

### 6.4 Kostprijzen van de standaardcases

#### 6.4.1 Definitie

De kostprijzen die in deze studie worden berekend zijn zogenaamde marginale kostprijzen inclusief de jaarlijkse rentelasten op het vreemd vermogen maar exclusief de aflossing. In de kostprijzen zijn de volgende componenten meegenomen:

1. gaskosten,
2. back-up kosten elektriciteit (netkosten, commodity inkoopkosten waarbij rekening wordt gehouden met 10% opslag op normale inkoopprijs, eventuele REB kosten en systeemkosten),
3. systeemkosten en eventuele LUP betalingen (Landelijk Uniform Producenten tarief),
4. vaste en variabele bedienings- en onderhoudskosten (B&O kosten),
5. rentelasten op het vreemd vermogen (uitgaande van een afschrijvingstermijn van 10 jaar, 60% vreemd vermogen en een rentevoet van 6%),
6. opbrengsten uit vermeden REB kosten,
7. opbrengsten uit vermeden netkosten,
8. opbrengsten uit geproduceerde warmte (c.q. vermeden kosten voor opwekking met een ketel).

Eventuele inkomsten aan afdrachtskorting zijn niet meegenomen in de kostprijs en ook niet in de waardering van de elektriciteit (c.q. de elektriciteitsprijs).



## 6.4.2 Resultaten

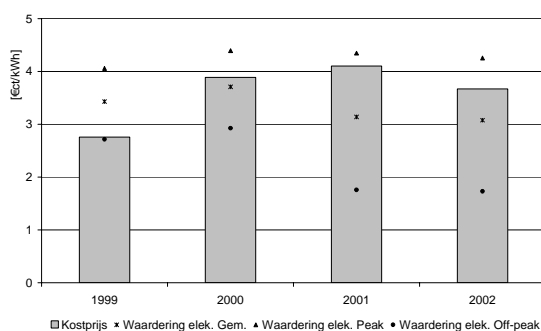
De kostprijzen voor elektriciteitsproductie per kWh zijn voor de jaren 1999 tot en met het eerste half jaar van 2002 berekend. Hierbij is gebruik gemaakt van de energieprijzen voor gas, elektriciteit en warmte zoals beschreven in Hoofdstuk 2. Tabel 6.3 geeft een geaggregeerd overzicht van de resultaten voor het eerste halfjaar van 2002.

De tabel geeft voor elke case de kostprijs voor elektriciteitsproductie in ct/kWh en het verschil van deze kostprijs met de gemiddelde waarde van deze geproduceerde elektriciteit. Dit wordt het exploitatieresultaat (exclusief aflossing) genoemd. Vier van de zeven kerncases hebben een positief exploitatieresultaat. Wanneer het exploitatieresultaat wordt verminderd met de jaarlijkse aflossing (exploitatieresultaat inclusief aflossing in Tabel 6.3), haalt geen enkele kerncase een positief resultaat.

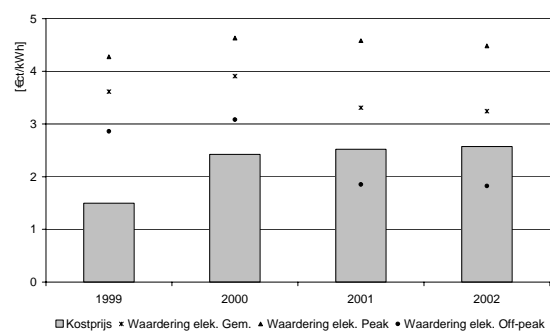
Tabel 6.3 *Exploitatieresultaat (incl. en excl. aflossing vreemd vermogen) voor de zeven kerncases in het eerste halfjaar 2002 [ct/kWh]*

	Case 2a	Case 3b	Case 6	Case 10	Case 14	Case 17b	Case 20
Kostprijs	3.67	2.57	2.36	3.07	3.28	2.77	3.58
Aflossing totaal verm.	1.68	1.80	0.80	1.27	1.10	0.66	1.76
Integrale kostprijs	5.35	4.38	3.16	4.33	4.38	3.42	5.34
Elektriciteitswaardering	3.08	3.24	3.08	3.08	3.08	3.08	3.28
Exploitatieresultaat excl. aflossing totaal verm.	-0.59	0.67	0.72	0.01	-0.20	0.31	-0.30
Exploitatieresultaat incl. Aflossing vreemd verm.	-2.27	-1.13	-0.08	-1.26	-1.30	-0.35	-2.06

Tabel 6.3 maakt geen onderscheid naar piek en daluren en laat daarnaast alleen de resultaten zien voor 2002. De volgende figuren (Figuur 6.1 tot en met Figuur 6.7) geven een meer gedetailleerd overzicht van de kostprijzen en de elektriciteitswaarderingen tijdens verschillende dagdelen en voor verschillende jaren. Daarnaast geven de figuren aan of een installatie rendabel kan draaien gedurende de piekuren en de daluren. De afgebeelde kostprijzen zijn *exclusief aflossing* op het totaal vermogen.



Figuur 6.1 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase 2a - Gasturbine/AK 7,5 MW<sub>e</sub>, WK=1,6*



Figuur 6.2 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase 3b - Gasturbine/AK 8,3 MW<sub>e</sub>, WK=3,9*

### *Case 2a - Gasturbine/AK 7,5 MW<sub>e</sub> in beheer van een joint venture*

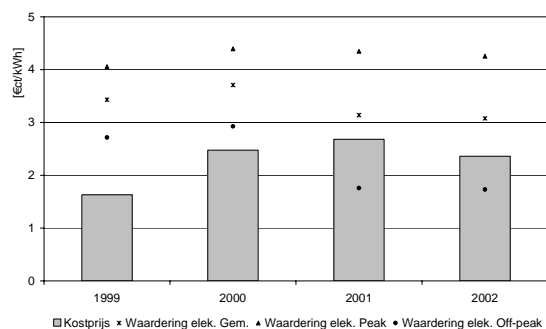
Ondanks dat de kostprijs in 2002 afneemt, blijft het gemiddelde exploitatieniveau (gemiddelde elektriciteitswaardering minus kostprijs) van deze gasturbine negatief. De afname in kostprijs wordt veroorzaakt door de lagere gasprijzen in 2002.<sup>27</sup> Gedurende de piekuren is het nog mogelijk om een positieve marge op de kostprijs te halen. Als dit ook technisch en contractueel mogelijk is zal dit de exploitant aanmoedigen om de installatie tijdens de daluren zo min mogelijk te draaien. Het is mogelijk dat de exploitant bij een kleiner aantal draaiuren ook tijdens de piek-

<sup>27</sup> Bij het verwijzen naar 2002 wordt het eerste halfjaar van 2002 bedoeld, tenzij anders vermeld.

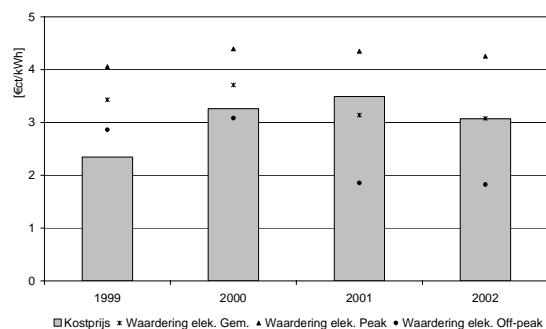
uren niet meer rendabel kan draaien omdat de kostprijs per kWh toeneemt. Een lagere bedrijfstijd geeft namelijk hogere gaskosten en o.a. de rentelasten kunnen over minder kWh worden uitgesmeerd. Wanneer deze case slechts 4000 draaiuren zou maken in de piek in 2002 zou de kostprijs per kWh stijgen met circa 0,8 ct/kWh. Hierdoor verdwijnt de huidige marge in de piekuren.

### Case 3b - Gasturbine/AK 8,3 MW<sub>e</sub> in eigen beheer

Figuur 6.2 laat zien dat de kostprijs van de gasturbine met W/K-verhouding 3,9 nauwelijks is veranderd gedurende de afgelopen 3 jaar, ondanks dat de gasprijs in 2002 is afgenomen. Dit komt met name door de hoge W/K-verhouding van de installatie. Hierdoor nemen, als gevolg van de lage gasprijs, ook de warmte-inkomsten relatief sterk af. De lagere gaskosten vallen weg tegen de lagere waardering voor warmte. In vergelijking met de andere kerncases heeft deze gasturbine een lage kostprijs. Ook dit komt door de relatief hoge productie van warmte. Omdat de installatie in beheer is van de warmteafnemer wordt in deze waardering geen rekening gehouden met een 10% korting op de warmteprijs (zie Hoofdstuk 2). Ook dit heeft een positief effect op de kostprijs. Desondanks geldt ook hier dat de installatie in de daluren niet rendabel kan draaien. Gemiddeld wordt wel een positief resultaat gehaald.



Figuur 6.3 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase 6 - Gasturbine/AK 37 MW<sub>e</sub>, WK=1,5*



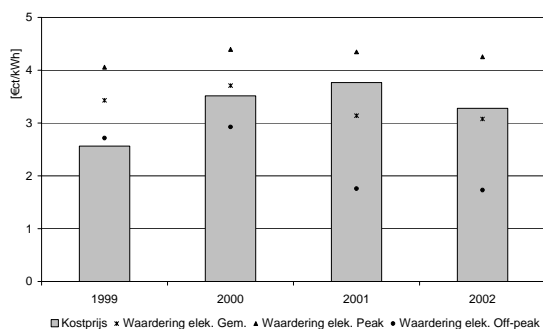
Figuur 6.4 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase 10 - STEG/BS 28,3 MW<sub>e</sub>, WK=0,8*

### Case 6 - Gasturbine/AK 37 MW<sub>e</sub> in eigen beheer

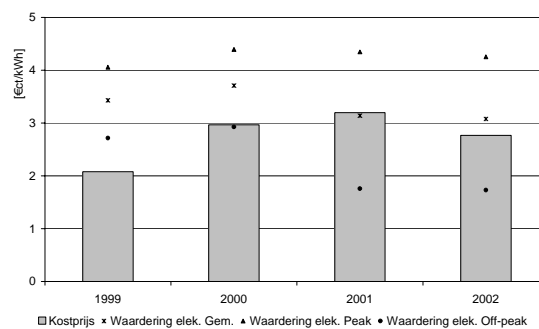
Ook deze gasturbine heeft een relatief lage kostprijs in vergelijking met de andere kerncases. Dit komt enerzijds door het relatief hoge rendement en de hogere warmteproductie per kWh, anderzijds door de lage B&O-kosten en de lage investeringskosten. Desondanks geldt wederom dat de elektriciteitsprijs in de daluren zo laag is dat deze de kostprijs niet dekt. De elektriciteitsprijzen in 1999 en 2000 zouden wel voldoende zijn geweest om in de daluren kostendekkend te draaien.

### Case 10 - STEG/bijstook in beheer van een joint venture

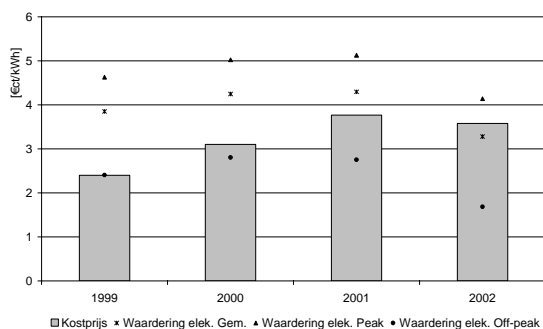
In 2001 was het gemiddeld exploitatie niveau van deze STEG met bijstook duidelijk negatief. Door de lagere gasprijs is de kostprijs in 2002 enigszins afgenomen en is het exploitatieresultaat om en nabij nul. Zoals aangeven zijn de elektriciteitsprijzen, zeker in de daluren, voor 2001 en 2002 erg laag. Ook met deze installatie kan dus alleen rendabel worden gedraaid gedurende de piekuren. De winsten die dan worden geboekt zijn echter niet voldoende om de verliezen eventueel tijdens de daluren te dekken. Het alternatief om de installatie gedurende de daluren uit te zetten ofwel terug te regelen loont hier de moeite te overwegen. Wanneer deze installatie slechts 4000 uur zou draaien zou de kostprijs per kWh toenemen met circa 0,7 ct/kWh. In de piekuren blijft dan nog steeds een positieve marge over.



Figuur 6.5 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase 14 - STEG 47 MWe, WK=0,6*



Figuur 6.6 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase 17b - STEG 250 MWe, WK=0,7*



Figuur 6.7 *Kostprijs (excl. aflossing) van kerncase Case 20 - Gasmotor tuinders 0,35 MWe, WK=1,5*

#### *Case 14 - STEG 47 MWe in beheer van een joint venture*

De financiële situatie van deze middelgrote STEG is in 2002 sterk verbeterd ten opzichte van 2001. Belangrijkste reden hiervoor is de daling van de kostprijs door de lagere gasprijzen. Desalniettemin is het gemiddeld exploitatieresultaat negatief, met name veroorzaakt door de lage elektriciteitswaardering in de daluren. Met de afdrachtskorting kan dit echter gerepareerd worden.

#### *Case 17b - STEG 250 MWe in beheer van een joint venture*

Het gemiddeld exploitatieresultaat van de grote STEGs is in 2002 uit de rode cijfers gekomen. De verkoop van elektriciteit in de piekuren compenseert het verlies van verkoop in de daluren ruimschoots. Ook hier geldt dat de daling van de kostprijs door de lagere gasprijzen de belangrijkste verklaring is.

#### *Case 20 - Gasmotor tuinbouw in beheer van een energiebedrijf*

De financiële situatie van de gasmotor in beheer van een energiebedrijf is in 2002 aanzienlijk verslechterd ten opzichte van 2001. Dit heeft alles te maken met het vrijkomen van deze installaties waardoor de waardering van elektriciteit is afgenomen.

De algemene conclusies zijn:

- Kostprijzen zijn in 2002 gedaald ten opzichte van 2001 ten gevolg van een lagere gasprijs.
- Hierdoor is voor de meeste cases de financiële positie van WKK in 2002 verbeterd t.o.v. 2001; alleen de gasmotor in beheer van een energiebedrijf is er financieel op achteruit gegaan.
- Met name de elektriciteitsprijzen in de daluren zijn sinds 2001 erg laag. Dit brengt ook de gemiddelde elektriciteitsprijzen omlaag.
- Geen van de kerncases kan de kostprijs (exclusief aflossing) dekken met de huidige dalprijs voor elektriciteit.

- Rekening houdend met de afdrachtkorting van 0,57 €/kWh zal kerncase 6 wel de kostprijs in de daluren kunnen dekken. De overige cases (o.a. doordat de afdrachtkorting alleen over netlevering geldt en afgetopt is bij 1000 GWh) blijven een negatief exploitatieresultaat behouden.
- De elektriciteitsprijzen gedurende de piekuren kunnen de kostprijs dekken.
- Op basis van de financiële exploitatieresultaten is het te verwachten dat de exploitant de installatie in de daluren terug wil regelen of uitzetten (indien dit technisch en contractueel ook werkelijk mogelijk is) en mogelijk ook helemaal buiten gebruik wil nemen.
- Bij terugregelen van de installatie moet rekening worden gehouden met de eventuele toenemende kosten per kWh. Door de lagere bedrijfstijd nemen de gaskosten toe en kunnen een aantal vaste kosten (zoals rentelasten) over een kleiner aantal kWh worden uitgesmeerd.

## 7. RESULTATEN OP BASIS VAN CBS-GEGEVENS

### 7.1 Introductie

In het vorige hoofdstuk is de financiële positie van bestaande WKK-centrales in Nederland besproken aan de hand van een aantal gedefinieerde kerncases. Om na te gaan of de uitgangspunten van deze kerncases overeenkomen met de praktijk wordt in dit hoofdstuk een vergelijking getrokken met gegevens van het CBS.

Het CBS heeft een aantal van haar gegevens betreffende WKK bijeengebracht en geïntegreerd. Paragraaf 7.2 geeft een beschrijving plus analyse van deze fysieke en financiële gegevens over WKK. In Paragraaf 7.3 worden de gegevens vergeleken met de uitgangspunten van de kerncases. Vervolgens wordt in Paragraaf 7.4 een analyse gemaakt van de financiële positie van bestaande WKK op basis van de CBS-data. Het hoofdstuk eindigt met Paragraaf 7.5 waarin de voornaamste conclusies uit dit hoofdstuk worden opgesomd.

### 7.2 Beschrijving van CBS-gegevens

#### 7.2.1 Fysieke gegevens

Van het CBS zijn de fysieke gegevens (vermogens, productie en verbruik) ontvangen van alle warmtekrachtinstallaties uitgezonderd gasmotoren over de jaren 1997 tot en met 2001. Deze gegevens zijn in eerste instantie opgesplitst naar het type installatie (gasturbine, STEG, stoomturbine) en naar de beheervorm waarbij stadsverwarmingseenheden als aparte categorie wordt onderscheiden.

Om een vergelijking mogelijk te maken tussen de CBS-gegevens en de kerncases uit deze monitoringstudie is getracht de CBS-data op te splitsen naar deze kerncases. Vanwege de vertrouwelijkheid van de CBS-cijfers is het echter niet mogelijk om gegevens op dat detailniveau te ontvangen. Het CBS mag haar gegevens slechts rapporteren op een geaggregeerd niveau waarbij eisen worden gesteld aan het minimaal aantal installaties die binnen een categorie vallen.

Binnen deze randvoorwaarden is het toch mogelijk geweest een aantal vermogensklassen te onderscheiden per type installatie en per beheervorm. Uit Tabel 7.1 is af te lezen volgens welke deelcategorieën de fysieke gegevens uiteindelijk zijn aangeleverd door het CBS. Tevens is in deze tabel aangegeven welke (kern)case het meest overeenkomt met deze categorie. Voor stadsverwarmingprojecten en voor stoomturbines in joint venture is een verdere opsplitsing naar vermogensklassen door het CBS niet mogelijk.

Tabel 7.1 *Categorisatie van de fysieke gegevens van WKK voor de jaren 1997 tot en met 2001*

Joint Venture	(Kern)case <sup>1</sup>	Eigen beheer	(Kern)case <sup>1</sup>	
Gasturbine	< 10 MW	2a	1a/1b/3a/3b	
	≥ 10 MW	6	5/7	
STEG	< 60 MW	10/14	9/11	
	≥ 60 MW	17b	13/15/17a	
		Stoomturbine	< 10 MW	--
			≥ 10 MW	--

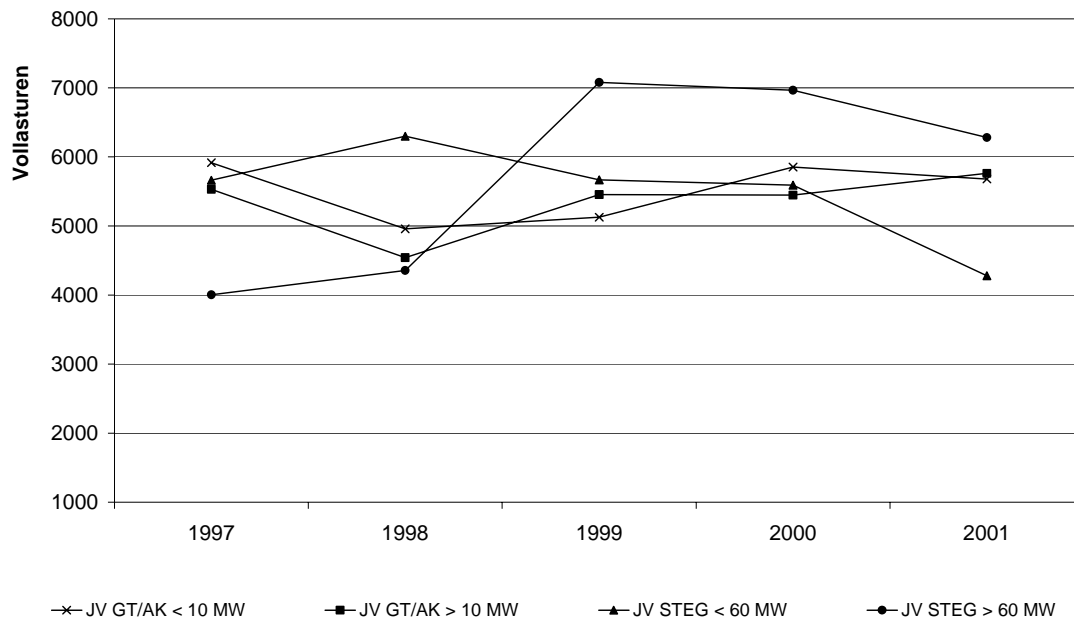
<sup>1</sup> Kerncases zijn schuingedrukt.

De gemiddelde fysieke gegevens van de verschillende categorieën zijn weergegeven in Tabel 7.2. De gegevens zijn alleen weergegeven voor het jaar 2001, het meest recente jaar waarvoor ze beschikbaar zijn bij CBS. In Paragraaf 7.3 worden deze gegevens vergeleken met de technische gegevens van de (kern)cases die in deze en in voorgaande monitoringstudies zijn gebruikt door ECN.

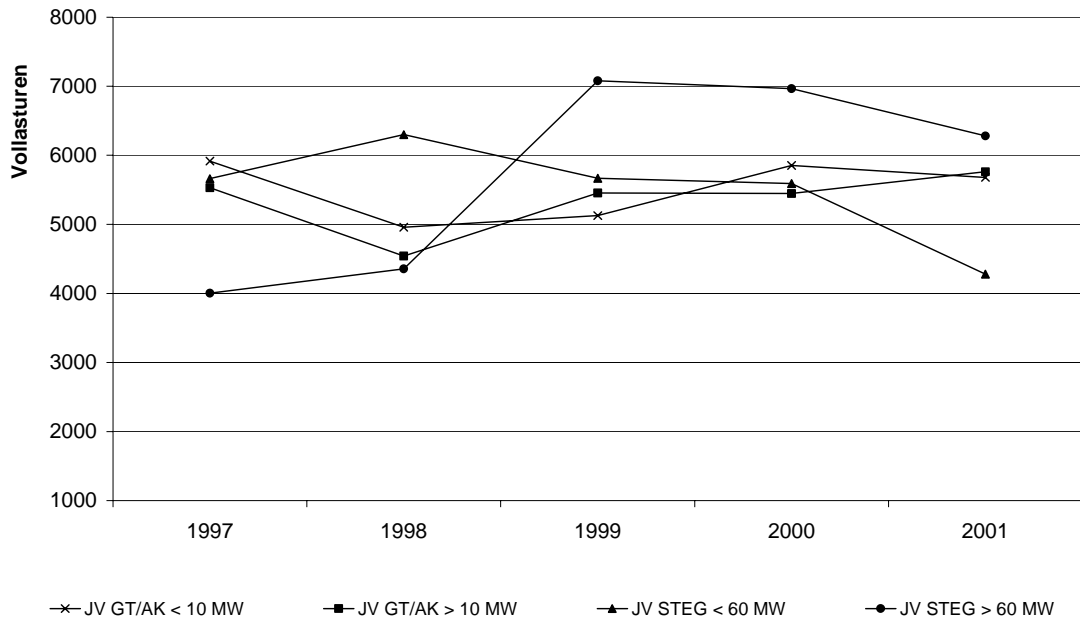
Tabel 7.2 Gemiddelde fysieke gegevens per WKK-categorie voor 2001 (bron: CBS)

Grootte	Installatie	Beheervorm	Vollasturen	Vermogen	Rend <sub>e</sub>	Rend <sub>th</sub>	WK	Senter	Eigen verbruik
				[MW <sub>e</sub> ]	[%]	[%]		[%]	[%]
< 10 MW	GT/AK	JV	5681	5,6	24	59	2,44	63	2,8
≥ 10 MW	GT/AK	JV	5761	24,7	26	60	2,34	66	4,0
< 60 MW	STEG	JV	4279	34,4	36	34	0,95	59	4,0
≥ 60 MW	STEG	JV	6283	134,2	33	42	1,25	61	2,4
< 10 MW	GT/AK	Eigen beheer	6526	4,1	22	63	2,86	64	88,4
≥ 10 MW	GT/AK	Eigen beheer	6869	33,8	21	58	2,77	59	73,9
< 30 MW	STEG	Eigen beheer	6028	14,3	27	56	2,10	65	70,5
≥ 30 MW	STEG	Eigen beheer	6813	48,3	29	46	1,58	60	59,7
< 10 MW	ST	Eigen beheer	1863	4,0	7	75	11,47	57	96,2
≥ 10 MW	ST	Eigen beheer	3758	13,1	9	77	8,37	61	78,6

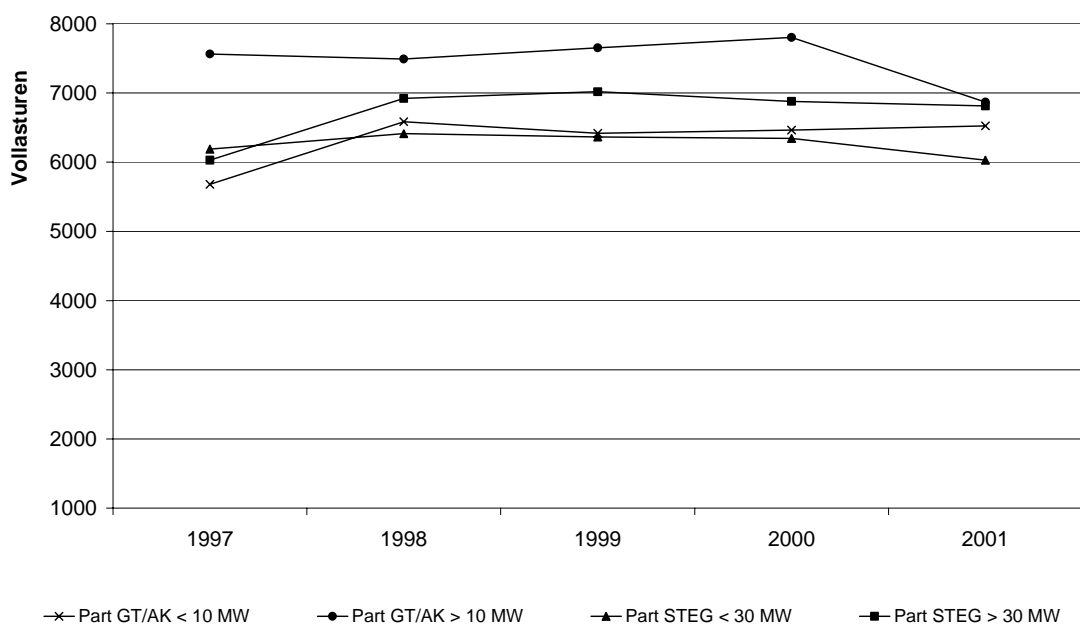
De informatie in Tabel 7.2 is ook ontvangen voor de jaren 1997 tot en met 2000. Deze gegevens maken het mogelijk om een aantal trendanalyses uit te voeren over de tijd.



Figuur 7.1 en 7.2 laten voor de verschillende WKK-categorieën de trend in het aantal vollasturen zien. Tussen 2000 en 2001 is het aantal vollasturen in de meeste categorieën afgenomen. De STEGs in joint venture beheer (JV) zijn duidelijk minder gaan draaien in 2001. Ook de gasturbines groter dan 10 MW in eigen beheer (eigen beheer) zijn minder gaan draaien in 2001. In Hoofdstuk 3 werd reeds aangegeven dat deze afname in productie heeft geleid tot lagere besparingen door industriële WKK in 2001. In datzelfde hoofdstuk werd ook aangegeven dat de verminderde inzet van centrales in 2001 met name tot uiting komt in verminderde netlevering. Als gevolg hiervan is het eigen gebruik van elektriciteit procentueel toegenomen.

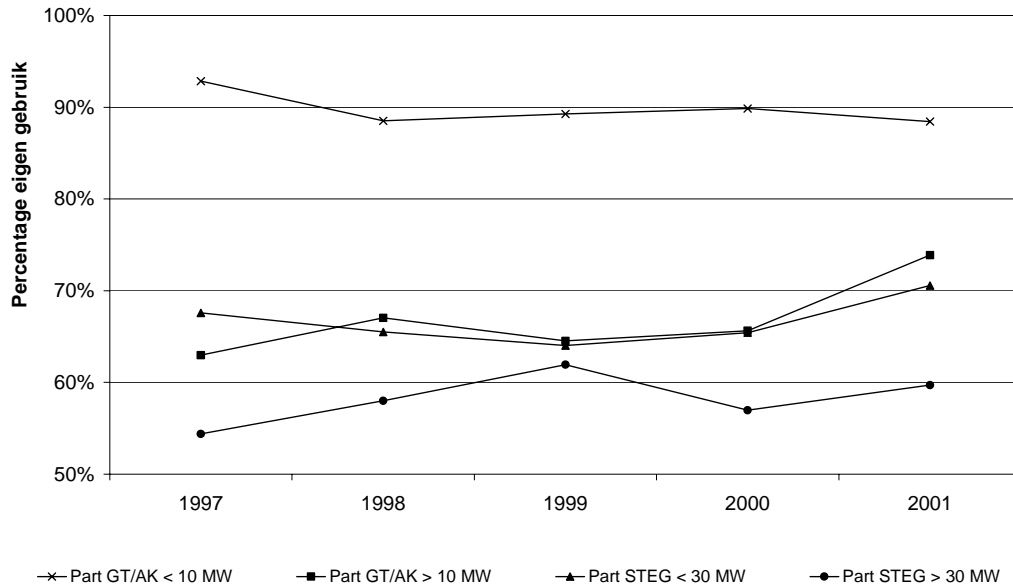


Figuur 7.1 *Het verloop van het aantal vollasturen per joint venture WKK-categorie over de periode 1997-2002 (bron: CBS)*



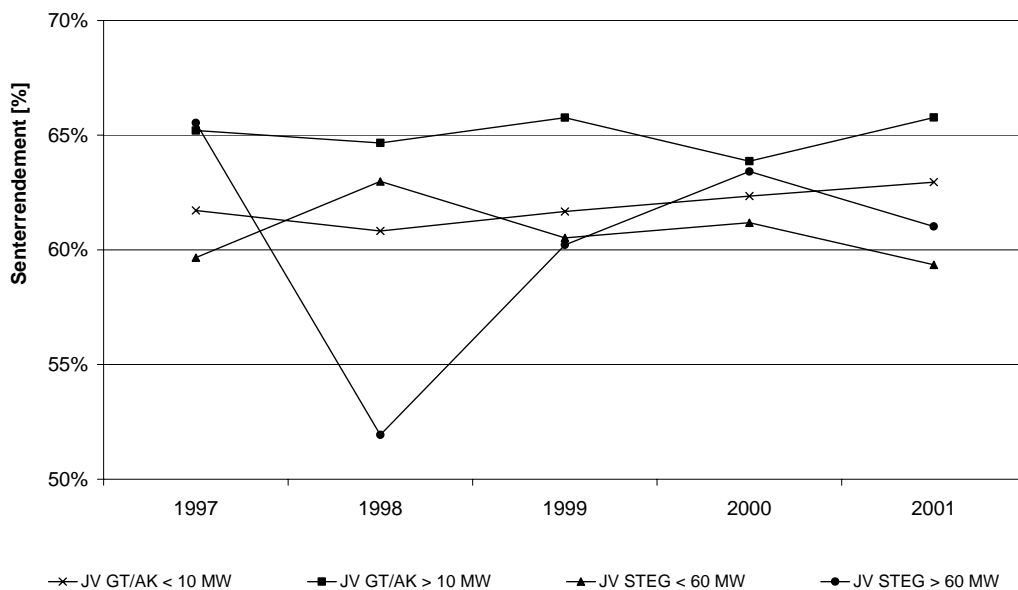
Figuur 7.2 *Het verloop van het aantal vollasturen per eigen beheer WKK-categorie over de periode 1997-2002 (bron: CBS)*

Figuur 7.3 laat het verloop van het percentage eigen gebruik zien voor de verschillende WKK-categorieën in eigen beheer. Hieruit is inderdaad af te leiden dat het percentage eigen gebruik is toegenomen tussen 2000 en 2001. Gegeven de elektriciteitsprijzen in 2001 was vooral elektriciteitslevering aan het net minder aantrekkelijk geworden. Ook bij de installaties in joint venture is een toename in het percentage eigen gebruik waar te nemen. Het totale eigen gebruik van deze installaties is echter minimaal (zie Tabel 7.2).



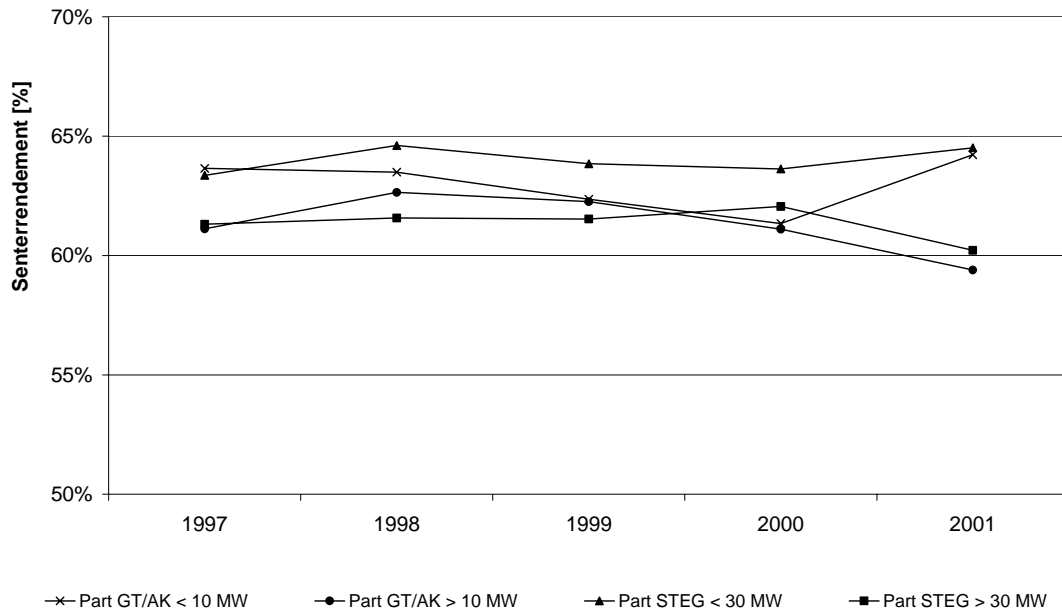
Figuur 7.3 *Het verloop van het percentage eigen gebruik van WKK-installaties in particulier beheer (bron: CBS)*

Het effect van het minder draaien op het totaal rendement van de WKK is af te leiden uit de figuren 7.4 en 7.5. Hierin wordt het Senter-rendement (gelijk aan elektrisch rendement + 2/3 thermisch rendement) voor de verschillende WKK-categorieën gegeven over de periode 1997-2001. De STEGs in joint venture beheer en de gasturbines in particulier beheer groter dan 10 MW zijn tussen 2000 en 2001 aanzienlijk minder gaan draaien. Uit de figuren is af te lezen dat het Senter-rendement van deze beide types tussen 2000 en 2001 is afgenomen. Hierbij moet worden opgemerkt dat er uiteraard ook andere oorzaken ten grondslag kunnen liggen aan een verandering van het rendement van een WKK-installatie, zoals het vaker op- en afschakelen (bij gelijk aantal vollasturen) en de gemiddelde buitentemperatuur. Een andere verklaring is dat de CBS-gegevens deels ‘vervuild’ zijn met ketelgas.



Figuur 7.4 *Het verloop van het Senter-rendement per joint venture WKK-categorie over de periode 1997-2002 (bron: CBS)*





Figuur 7.5 Het verloop van het Senterrendement per eigen beheer WKK-categorie over de periode 1997-2002 (bron: CBS)

### 7.2.2 Financiële gegevens

Naast fysieke gegevens houdt het CBS ook statistieken bij van de energiekosten in de industrie op bedrijfsniveau. Deze statistieken zijn beschikbaar tot en met 2000. Voor een aantal WKK-installaties is het mogelijk geweest om deze energiekosten (de aardgasinkoopkosten en de inkomsten aan elektriciteitsverkoop aan het net) te koppelen aan de fysieke gegevens van de installaties. Deze koppeling is gemaakt voor circa 60% van het industriële WKK-vermogen. Vanwege de vertrouwelijkheid van de gegevens was het voor het CBS niet mogelijk om deze financiële gegevens ook verder op te splitsen naar verschillende vermogensklassen. De gegevens kunnen zodoende niet direct worden gekoppeld aan de cases die gebruikt worden in deze monitoring.

Op basis van de beschikbare financiële gegevens kan wel een inschatting worden gemaakt van de gemiddelde aardgasprijzen en de elektriciteitsprijzen voor levering aan het net per type WKK-installatie en per beheervorm. Tabel 7.3 laat deze gemiddelde prijzen zien. De tabel onderscheidt per installatietype de verschillende jaren en de twee beheervormen; joint venture en particulier.

Tabel 7.3 Gemiddelde gas- en elektriciteitsprijzen voor WKK op basis van CBS-statistieken

		Gasturbine				STEG				Stoomturbine			
		1997	1998	1999	2000	1997	1998	1999	2000	1997	1998	1999	2000
<i>Joint venture</i>													
Aardgasprijzen	ct/m <sup>3</sup>	9.1	9.2	8.8	13.2	9.5	6.9	8.0	11.0	--	--	--	--
Electriciteitsprijzen	ct/kWh	6.1	5.8	4.2	4.6	3.9	4.1	3.9	4.6	--	--	--	--
<i>Eigen beheer</i>													
Aardgasprijzen	ct/m <sup>3</sup>	9.8	9.5	8.3	13.4	9.9	10.0	8.3	13.0	9.3	9.2	8.5	12.8
Electriciteitsprijzen	ct/kWh	3.5	3.7	3.8	4.3	3.5	5.9	3.9	4.7	4.0	4.0	4.0	4.6

Helaas omvatten de cijfers niet de huidige monitoring periode 2001 en 2002. Dit zal een zeer interessante aanvulling zijn in de toekomst. De prijzen in Tabel 7.3 bevestigen echter wel dat de elektriciteitsprijzen tussen 1999 en 2000 circa 15% zijn gestegen en dat de gasprijzen zelfs een

stijging van 50% hebben doorgemaakt in deze periode. Dit komt met name door de invoering van het CDS door Gasunie in 2000.

Het maken van een vergelijking van deze energieprijzen van het CBS met de prijzen zoals gehanteerd in deze en de vorige monitoringstudie van ECN is lastig. Van de WKK-installaties waarvoor CBS de financiële gegevens heeft geleverd is niet bekend hoeveel uur deze installaties draaien en hoeveel tijdens de piekuren wordt gedraaid. Ook is het onbekend of deze installaties in 1999 en 2000 gebonden dan wel vrije afnemers waren. In Tabel 7.4 worden zodoende de CBS-prijzen vergeleken met prijzen bij verschillende bedrijfstijden en voor gebonden en vrije afnemers.

Tabel 7.4 *Vergelijking CBS-prijzen met prijzen WKK-monitoring ECN*

		Elektriciteitsprijzen [ct/kWh]		Gasrijzen [ct/m <sup>3</sup> ]	
		1999	2000	1999	2000
ECN-prijzen <sup>1</sup>	Vrije afnemer, 5500 draaiuren <sup>3</sup>	4,8	5,1	--	13,0
	Vrije afnemer, 7000 draaiuren <sup>4</sup>	3,4	3,7	--	12,4
CBS-prijzen <sup>2</sup>	Gebonden afnemers	3,8	4,3	7,8	13,1
	Gasturbine joint venture	4,2	4,6	8,8	13,2
	STEG joint venture	3,9	3,9	8,0	11,0
	Gasturbine particulier	3,8	4,3	8,3	13,4
	STEG particulier	3,9	4,7	8,3	13,0
	Stoomturbine	4,0	4,6	8,5	12,8

<sup>1</sup> Bron: Vorige monitoringrapportage (Rijkers et al., 2002).

<sup>2</sup> Bron: CBS-gegevens zie ook Tabel 7.3.

<sup>3</sup> 73% van de draaiuren vindt plaats tijdens de piekuren.

<sup>4</sup> 60% van de draaiuren vindt plaats tijdens de piekuren.

De vergelijking van energieprijzen laten geen grote verschillen zien. De elektriciteitsprijzen gebaseerd op de CBS-gegevens liggen binnen de range van de ECN prijzen voor vrije afnemers. De prijzen lijken echter dichter bij de vrije afnemer met 7000 draaiuren te liggen. De gemiddelde elektriciteitsprijs van het CBS is vermoedelijk gebaseerd op installaties die een relatief hoge bedrijfstijd hebben.

De vergelijking van de gasprijzen in 1999 geven aan dat gasprijzen in de praktijk 0,5 tot 1 ct/m<sup>3</sup> hoger lagen. Waarschijnlijk is de olieprijs gehanteerd voor 1999 in deze monitoring gemiddeld iets lager. In 2000 wijkt met name de gasprijs voor de STEGs in particulier beheer af. Op basis van de CBS-gegevens zijn de gaskosten voor deze categorie relatief lager geweest. Mogelijk wordt dit veroorzaakt door gunstigere gascontracten die grote STEGs in joint venture beheer kunnen afsluiten.

### 7.3 Vergelijking van de CBS-gegevens met de kerncases

In Tabel 7.5 is een vergelijking gemaakt van de technische eigenschappen tussen de gegevens van CBS en de kerncases. De technische gegevens bestaan uit de vollasturen van de installaties, het gemiddelde vermogen, de gemiddelde warmtekrachtverhouding, het Senter-rendement en het percentage van de elektriciteit dat zelf wordt verbruikt. De koppeling van categorieën is reeds aangegeven in Tabel 7.1.

Deze vergelijking laat een aantal belangrijke verschillen zien. De CBS-cijfers geven een veel lager aantal vollasturen (-13 tot -43%) dan aangenomen in de kerncases. Ook de Senter-rendementen op basis van CBS-cijfers zijn lager dan de rendementen die aangenomen zijn in de kerncases. Bij de CBS-gemiddelden is de kostprijs per kWh daardoor hoger dan in de kerncases.

Alleen de GT/AK in beheer van een joint venture heeft volgens de CBS-cijfers juist een hoger rendement (+4,6%pt) dan volgens de kerncases. Een hoger rendement zal resulteren in een hogere productie en daarmee een lagere kostprijs per kWh.

Tabel 7.5 *Vergelijking van de technische prestaties op basis van CBS-cijfers met de kerncases [%]*

Kerncase	Type	Beheervorm	Vollasturen	Vermogen	W/K	Senter	Percentage eigenverbruik
			CBS/ kerncase	CBS/ kerncase	CBS minus kerncase	CBS minus kerncase	CBS minus kerncase
2a	GT/AK	JV	76%	75%	0.8	4.6 %pt	-22 %pt
3b	GT/AK	Eigen beheer	87%	49%	-1.0	-0.5 %pt	13 %pt
10	STEG/BS	JV	57%	119%	0.2	-3.6 %pt	-21 %pt
14	STEG	JV	57%	73%	0.4	-0.2 %pt	-21 %pt
6	GT/AK	JV	77%	67%	0.8	-2.2 %pt	-21%pt
17b	STEG	JV	84%	54%	0.6	-1.9 %pt	-23%pt

In Tabel 7.5 worden ook de W/K verhoudingen vergeleken. Behalve voor de gasturbine in eigen beheer geven de CBS-cijfers gemiddeld een hogere W/K-verhouding aan. Dat betekent dat in de praktijk de centrales meer warmte per kWh-output produceren dan aangenomen in de kerncases. Een mogelijke verklaring hiervoor is dat de CBS-gegevens deels ‘vervuild’ zijn met ketelgas. In dat geval zou het Senter-rendement lager komen te liggen. Uit de tabel valt af te lezen dat dit geldt voor de CBS-gegevens van installaties die overeenkomen met cases 6, 10, 14 en 17b.

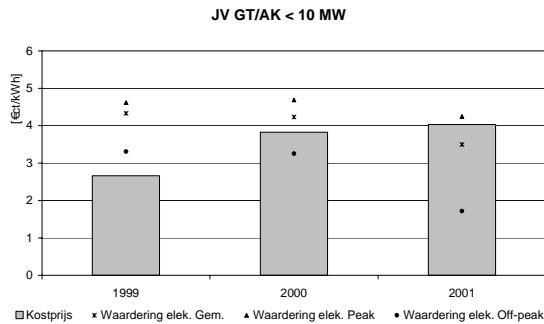
Het percentage eigen verbruik door installaties in joint venture beheer is volgens de CBS-gegevens gemiddeld bijna nul. In de kerncases is steeds uitgegaan van ongeveer 25% eigen gebruik. Minder eigen gebruik van elektriciteit geeft lagere elektriciteitinkomsten omdat levering aan het net minder gewaardeerd wordt (zie ook Hoofdstuk 2). De GT/AK in particulier beheer heeft een hoger eigen verbruik op basis van de CBS-cijfers.

#### 7.4 Kostprijzen op basis van CBS-cijfers

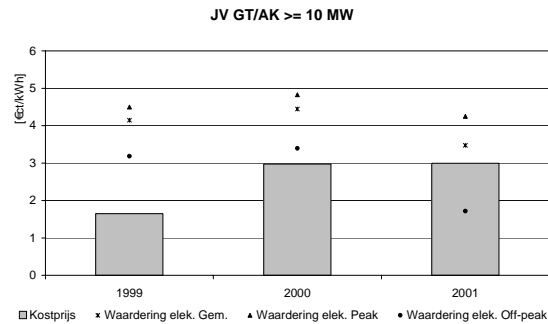
Op basis van de CBS-cijfers zijn de gemiddelde kostprijzen<sup>28</sup> berekend per CBS-WKK-categorie voor de jaren 1999 tot en met 2001, uitgaande van de waargenomen gemiddelde technische eigenschappen (voor de energieprijzen, kapitaal- en B&O kosten is hier uitgegaan van de kerncases). Deze kostprijzen zijn weergegeven in Figuur 7.6 tot en met Figuur 7.13, samen met de marktprijzen voor elektriciteit. Bij elk figuur is ook aangeven met welke kerncase de WKK-categorie het meest correspondeert.

- Deze figuren kunnen vergeleken worden met de figuren uit Hoofdstuk 6 waarin de kostprijzen van de kerncases werden gepresenteerd. Door de figuren naast elkaar te leggen wordt zichtbaar wat het effect op de kostprijzen is van verschillen in technische gegevens. Een aantal figuren wordt nader toegelicht.

<sup>28</sup> Zie ook Hoofdstuk 6 voor de gehanteerde definitie van kostprijs.



Figuur 7.6 *Kostprijs (excl. aflossing) GT/AK < 10 MW in joint venture, 5700 draaiuren (kerncase 2a)*



Figuur 7.7 *Kostprijs (excl. aflossing) GT/AK ≥ 10 MW in joint venture, 5700 draaiuren (kerncase 6)*

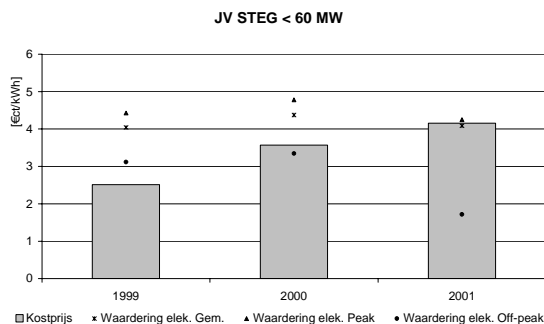
### Case 2a - Gasturbine/AK < 10 MW in beheer van een joint venture

Het gemiddeld aantal draaiuren van deze categorie WKKs was in 2001 circa 5700 uur. Het exploitatieniveau in de piekuren is nog juist positief. Echter wanneer de exploitant zou besluiten alleen nog tijdens de piekuren te gaan draaien, zal de kostprijs licht toenemen vanwege vaste kosten die dan over minder draaiuren moeten worden terugverdiend. Een kleine stijging in deze kostprijs zou er meteen voor zorgen dat ook de piekprijs wordt overschrijden. Stopzetten heeft in dit geval meer zin dan terugregelen.

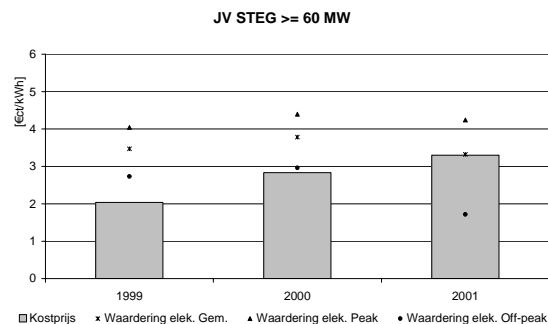
De kostprijzen zijn hier hoger dan van de corresponderende kerncase 2a uit Hoofdstuk 6.

### Case 6 - Gasturbine/AK ≥ 10 MW in beheer van een joint venture

De gasturbines groter dan 10 MW hebben een lagere kostprijs dan de kleine gasturbines. Dit geeft een hogere marge in de piekuren, waardoor het voor deze installaties wel interessant zal zijn om slechts gedurende de piekuren te draaien. Uiteraard moet dit technisch en contractueel mogelijk zijn. Deze WKK-categorie komt overeen met kerncase 6. De kostprijs van deze kerncase was iets lager (zie Hoofdstuk 6). Dit komt doordat het Senter-rendement van de kerncase circa 2,2% hoger is volgens de CBS-cijfers. De conclusies blijven desondanks gelijk.



Figuur 7.8 *Kostprijs (excl. aflossing) STEG < 60 MW in joint venture, 4300 draaiuren (kerncase 10 en 14)*



Figuur 7.9 *Kostprijs (excl. aflossing) STEG ≥ 60 MW in joint venture, 6300 draaiuren (kerncase 17b)*

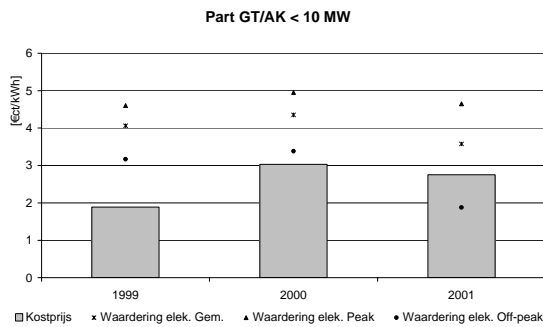
### Case 10 en 14 - STEG < 60 MW in beheer van een joint venture

Vanwege de lage bedrijfstijd van deze WKK-categorie (slechts 4300 uur) is de gemiddelde elektriciteitswaardering en de waardering tijdens de piekuren nagenoeg gelijk aan elkaar. De exploitatie in deze uren levert nauwelijks een marge op voor de exploitant. Deze WKK-categorie komt overeen met de kerncases 10 (STEG met bijstook) en 14 (STEG zonder bijstook). Ten opzichte van beide kerncases valt de kostprijs op basis van CBS-gegevens hoger

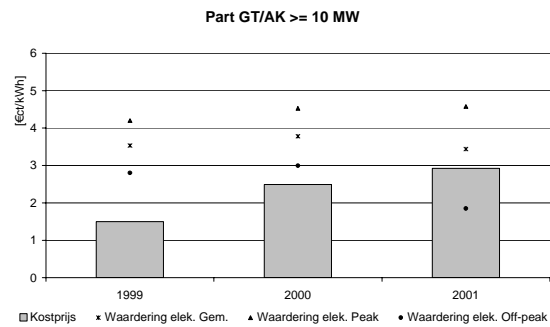
uit. Enerzijds komt dit door het lagere Senter-rendement (zie Tabel 7.5). Anderzijds wordt in de standaardcases uitgegaan van een groter aantal draaiuren (7500 uur), dit verlaagt de gaskosten en andere kosten die per kW worden berekend. De conclusie dat dit type installatie gemiddeld geen positief exploitatieresultaat heeft, geldt voor beide databronnen.

*Case 17b - STEG  $\geq 60$  MW in beheer van een joint venture*

Deze kostprijzen op basis van CBS-cijfers zijn gelijk aan de kostprijzen van de corresponderende kerncase 17b. In de piekuren is een positief exploitatieresultaat te behalen. De exploitant zal zodoende overwegen om de installatie in de daluren terug te regelen. Bij de kerncase werd al aangegeven dat het terugregelen van 7500 uur naar 5500 uur inderdaad tot een positiever exploitatieresultaat leidt (ondanks toenemende gaskosten en rentelasten per kWh).



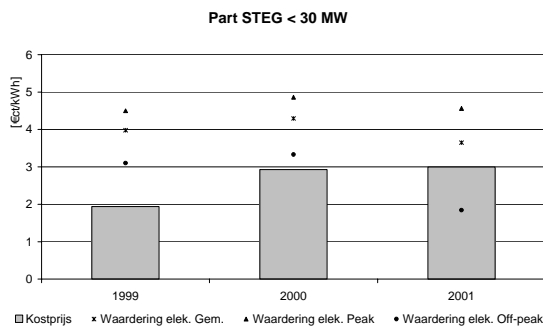
Figuur 7.10 *Kostprijs (excl. aflossing) GT/AK < 10 MW in eigen beheer, 6500 draaiuren (kerncase 3b)*



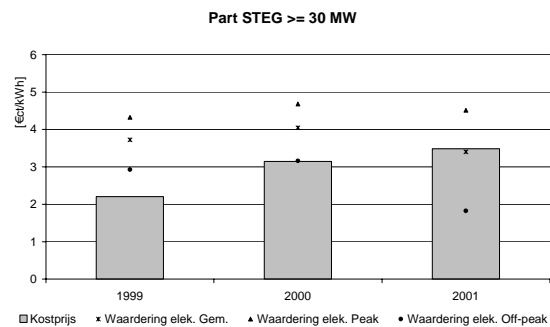
Figuur 7.11 *Kostprijs (excl. aflossing) GT/AK  $\geq 10$  MW in eigen beheer, 6900 draaiuren (case 5 en 7)*

*Case 3b - Gasturbine < 10 MW in eigen beheer*

Wederom sluiten de resultaten van deze WKK-categorie aan bij de corresponderende kerncase. De kostprijs op basis van de CBS-cijfers valt iets hoger uit vanwege het lagere Senter-rendement en de lagere W/K verhouding (zie Tabel 7.5).



Figuur 7.12 *Kostprijs (excl. aflossing) STEG < 30 MW in eigen beheer, 6000 draaiuren (case 9 en 11)*



Figuur 7.13 *Kostprijs (excl. aflossing) STEG  $\geq 30$  MW in eigen beheer, 6800 draaiuren (case 13, 15 en 17a)*

Resultaten van de installaties uit figuren 7.11 tot en met 7.13 zijn niet voor de kerncases gerapporteerd en kunnen daarom niet vergeleken worden.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Vanuit monitoring oogpunt minder interessant omdat het ofwel om een beperkt aantal installaties gaat ofwel om relatief oude installaties.

Algemene conclusies die uit de kostprijzen van de verschillende WKK-categorie kunnen worden getrokken zijn:

- In 1999 werd in alle WKK-categorieën een positief exploitatieresultaat behaald zowel gemiddeld als in de daluren.
- In 2000 zijn de gasprijzen gestegen waardoor de kostprijzen toenemen. Drie van de acht WKK-categorieën zijn dan al niet meer in staat om in de daluren de kostprijs terug te verdienen.
- In 2001 kan bij geen van de WKK-categorieën de kostprijs nog worden gedekt gegeven de dan geldende (lage) dalprijs voor elektriciteit.
- In vier van de acht categorieën wordt ook gemiddeld geen positief exploitatieresultaat gehaald in 2001.

Deze algemene conclusies op basis van CBS-cijfers zijn in overeenstemming met de resultaten op basis van de kerncases (zie Hoofdstuk 6).

## 7.5 Conclusie CBS-cijfers

De vergelijking van de gemiddelde CBS-cijfers met de uitgangspunten van de kerncases geven aan dat:

- In de kerncases mogelijk een te hoog percentage wordt aangenomen voor eigen verbruik bij installaties in joint venture beheer, terwijl dit percentage te laag is bij installaties in particulier beheer.
- Bij veel WKK-types de gemiddelde Senter-rendementen op basis van CBS-gegevens data lager zijn dan aangenomen in de kerncases.
- De W/K-verhouding in de kerncases lager is dan het CBS-gemiddelde.<sup>30</sup>
- Op basis van CBS-data het gemiddeld aantal vollasturen lager is (13 tot 43% lager).

De gasinkoopkosten en elektriciteitsinkomsten verkregen via het CBS bevestigen dat de elektriciteitsprijzen tussen 1999 en 2000 licht zijn gestegen en dat de gasprijzen zelfs een sterke stijging hebben doorgemaakt in deze periode vanwege de invoering van het CDS door Gasunie.

Over de financiële positie van WKK kan op basis van de kostprijzen berekend met CBS-data het volgende worden gezegd:

- Ondanks een aantal verschillen in de uitgangspunten van de kerncases en de CBS-gegevens, zijn de algemene conclusies over het exploitatieresultaat conform de conclusies op basis van de kerncases.
- In 2001 zijn de dalprijzen voor elektriciteit dusdanig laag dat gemiddeld door geen enkel WKK-type de kostprijs kan worden gedekt gedurende de daluren.
- Indien rekening wordt gehouden met de afdrachtskorting van 0,57 ct/kWh behalen drie van de acht typen wel een positief resultaat in de daluren (voor de afdrachtskorting is een minimaal Senter-rendement van 60% nodig, niet alle WKK-typen halen dit rendement).
- Op basis van voorgaande conclusie is te verwachten dat de exploitanten van WKK het stilzetten van de WKK in ieder geval tijdens de daluren in overweging nemen.

## 7.6 Reflectie kostprijsberekeningen kerncases

### *Eigen verbruik elektriciteit*

Uit de CBS-gegevens blijkt dat voor de vier onderscheiden joint venture WKK-typen het eigen verbruik van elektriciteit gemiddeld lager ligt dan aangenomen in de kostprijsberekeningen van de kerncases. Onderzocht dient te worden hoe groot de spreiding in de CBS-gegevens is en of het gemiddelde lage eigen verbruik niet toe te schrijven is aan enkele grotere installaties. Indien

---

<sup>30</sup> In combinatie met het voorgaande punt lijkt dit te duiden op ketelvervuiling in de CBS gegevens.

dat laatste niet het geval is, kan dit leiden tot een aanpassing van de uitgangspunten voor de berekeningen.

Voor de zes onderscheiden eigen beheer WKK-typen geldt dat het eigen verbruik gemiddeld hoger ligt dan aangenomen in de kerncases. Ook hier dient onderzocht te worden of dit zou moeten leiden tot aanpassing van de uitgangspunten.

#### *Vollast draaiuren*

Uit de CBS-gegevens blijkt dat het gemiddeld aantal vollast draaiuren voor alle joint venture en eigen beheer WKK-typen lager ligt dan aangenomen in de kerncases. Onderzocht moet worden hoe groot de spreiding in deze draaiuren is (sterk sector afhankelijk) en in hoeverre dit het gevolg is van recente marktontwikkelingen. Op basis daarvan kunnen eventueel nieuwe kerncases toegevoegd worden of bestaande kerncases aangepast.

#### *W/K-verhouding en Senter-rendement*

Uit de CBS-gegevens blijkt dat de W/K verhouding voor de meeste WKK-typen (behalve de kleine gasturbines) gemiddeld hoger is dan aangenomen in de kerncases en het Senter-rendement juist lager. Dit kan het gevolg zijn van 'ketelvervuiling' van de CBS-gegevens (tijds-onafhankelijk) of het terugregelen van installaties (tijdsafhankelijk). Het aantal WKK-configuraties in de praktijk is veel groter dan gedekt zou kunnen worden met een overzichtelijk aantal kerncases. Wel is het zaak dat de gekozen kerncases de verschillende praktijk cases zo goed mogelijk dekken. Indien in de loop van de tijd door een combinatie van technologische en marktontwikkelingen de praktijk cases te veel afwijken van de kerncases zou dit kunnen leiden tot het definiëren van nieuwe of het aanpassen van bestaande kerncases.

## 8. RESULTATEN INTERVIEWS EN ENQUETES

### 8.1 Introductie

In Hoofdstuk 6 is de financiële positie van warmtekrachtkoppeling geanalyseerd op basis van kostprijzen van de theoretische kerncases. Uit deze analyse kwam naar voren dat in de daluren geen enkele kerncase met een positief exploitatieresultaat kan draaien in 2002. De financiële ondersteuning via de afdrachtskorting resulteert bij één case tot een positief resultaat in de daluren. Deze slechte resultaten in de daluren worden met name veroorzaakt door de lage elektriciteitsprijs. Op basis van dit resultaat mag verwacht worden dat WKK-exploitanten hun installaties in de daluren terugdraaien of uitzetten. Hoofdstuk 7 geeft ook een analyse van de financiële en economische positie van WKK maar op basis van gegevens van CBS. Deze analyse geeft aan dat WKK inderdaad gemiddeld minder draaiuren heeft gemaakt in 2001.<sup>31</sup>

Om meer inzicht te krijgen in de wijze waarop WKK-exploitanten reageren op marktontwikkelingen zijn in het kader van deze monitoring elf verschillende warmtekrachtexploitanten in Nederland geïnterviewd. De verschillende installaties van deze exploitanten dekken alle kerncases zoals beschreven in Hoofdstuk 6. Dit hoofdstuk beschrijft en analyseert de resultaten van deze interviews. Vanwege de vertrouwelijkheid worden de enquêtegegevens anoniem gerapporteerd.

De interviews bestonden uit drie gedeelten:

1. het invullen van een enquête over fysieke en financiële gegevens van de WKK over de afgelopen 3,5 jaar (1999 t/m eerste half jaar 2002),
2. het evalueren van de WKK-gegevens waarmee door ECN wordt gerekend,
3. een aantal open, kwalitatieve vragen betreffende de beheerstructuur en de structuur van de contracten voor gas, elektriciteit en warmte<sup>32</sup>.

In Paragraaf 8.2 wordt de informatie uit de interviews samengevat aan de hand van de volgende tien onderwerpen:

1. uit gebruik nemen WKK,
2. terugregelen,
3. bedienings- en onderhoudskosten,
4. financiering,
5. contractvormen,
6. warmtewaardering,
7. beheervormen,
8. back-up kosten bij uitval,
9. toekomstvisie exploitanten,
10. evaluatie karakteristieken ECN kerncases.

Paragraaf 8.3 vergelijkt de karakteristieken van de WKKs uit de interviews met de karakteristieken van de kerncases. Op basis van deze gegevens geeft Paragraaf 8.4 een overzicht van het gemiddelde exploitatieresultaat (kostprijzen) van de praktijkcases. De praktijkcases zijn hierbij gecategoriseerd volgens de kerncases (zie ook Hoofdstuk 6). Het hoofdstuk eindigt met een aantal conclusies die uit de interviews kunnen worden getrokken.

---

<sup>31</sup> 2002 data is nog niet beschikbaar.

<sup>32</sup> De begeleidende brief met open vragen en de enquête zijn opgenomen in de Bijlage (B).



## 8.2 Bevindingen uit de interviews en enquêtes

De bevindingen in deze paragraaf zijn gebaseerd op informatie uit een beperkt aantal interviews en daarom niet representatief voor het totale WKK-park in Nederland. Wel is getracht de kern-cases uit deze studie voldoende te dekken met de interviews en meer inzicht te verschaffen in verschillen tussen individuele installaties.

### 8.2.1 Uit gebruik nemen WKK

Tabel 8.1 geeft een overzicht van het WKK-vermogen dat uit gebruik is of zal worden genomen door de geïnterviewde exploitanten.

Tabel 8.1 *Overzicht van WKK reeds of binnenkort uit gebruik genomen, gebaseerd op interviewgegevens*

Gasmotoren	Ca. 80 MW <sub>e</sub>
Gasturbine	5 MW <sub>e</sub>
STEG	35 MW <sub>e</sub>

Van een significant deel van de gasmotoren in eigendom van energiebedrijven is of wordt binnenkort het contract met de warmteafnemer opgezegd. Dit geldt vooral voor installaties kleiner dan 750 kW. Het aantal installaties van 750 kW of groter is daarentegen nauwelijks afgenomen sinds 2001. De gasmotoren worden niet per definitie verwijderd. Sommige worden verkocht aan de warmteafnemer en andere aan een ander energiebedrijf.

Naast het uit gebruik nemen van installaties zijn door de geïnterviewden ook een aantal nieuwe plannen genoemd. Het gaat hier om nieuwe gasmotoren met rookgasreiniging in de tuinbouw en een aantal nieuwe stadsverwarmingprojecten op basis van (grote) gasmotoren (1-3 MW<sub>e</sub>). Het betreft hier reeds aangegane verplichtingen. Onder de huidige omstandigheden zouden dergelijke projecten niet meer gerealiseerd worden. Een van de geïnterviewden heeft te kennen gegeven begin 2003 zijn WKK-installatie uit te breiden met een tweede gasturbine van 28 MW<sub>e</sub>. Dit project is volgens zeggen alleen haalbaar vanwege het feit dat het een tweedehands turbine betreft (20 jaar oud) waardoor de investeringskosten relatief laag zijn.

### 8.2.2 Terugregelen

De mate waarin terugregelen mogelijk is, wordt in grote mate bepaald door het type installatie:

- 1) STEG (met en zonder bijstook of condenserend vermogen),
- 2) gasturbine met afgassenketel,
- 3) gasmotor.

De onderstaande bevindingen zijn gebaseerd op de interviews die zijn afgenomen. Punten van aandacht zijn de mate en wijze van terugregelen en wie daar verantwoordelijk voor is.

#### *Ad 1) Terugregelen van een STEG*

Een STEG met mogelijkheden voor bijstook heeft een flexibele stoomproductie bij een gelijke output van elektriciteit. Extra flexibiliteit wordt verkregen wanneer de stoomturbine beschikt over condenserend vermogen. Deze kan dan fluctuaties in de stoomvraag gemakkelijk opvangen maar ook ingezet worden voor extra elektriciteitsproductie. Door terug te regelen kan de W/K-verhouding van een STEG met bijstook en condenserend vermogen sterk variëren

De mate waarin een dergelijke installatie teruggeregeld wordt, blijft in de meeste gevallen sterk afhankelijk van de stoomvraag en de elektriciteitsvraag op de locatie zelf. De gasturbine van een STEG kan tot een bepaald minimum van het elektrisch vermogen worden teruggeregeld en levert gelijktijdig de basislast aan stoomvraag. Met de stoomturbine kan vervolgens op- en afge-

regeld worden, meestal afhankelijk van de marktcondities (elektriciteitsprijzen). Uit de interviews komt een variatie tussen de 50 en 120 MW<sub>e</sub> extra elektriciteitsproductievermogen naar voren.

Uit de interviews kan worden opgemaakt dat tot en met 2000 de meeste industriële STEGs continu op maximaal elektrisch vermogen draaiden. Sinds 2001 is de tendens dat tijdens de piekuren wel op maximaal elektrisch vermogen wordt gedraaid terwijl in de nachturen de installatie tot het minimaal elektrisch vermogen wordt teruggeregeld (zodanig dat de noodzakelijke basislast stoomvraag wordt gedekt) om zo de netlevering tot het minimum te reduceren. In een aantal gevallen is dit effect pas in 2002 zichtbaar, ondanks dat de marktprijzen in 2002 gunstiger zijn. Dit kan mogelijk verklaard worden door lopende verplichtingen in 2001. De situatie dat een STEG volledig wordt uitgezet tijdens de daluren, kwam bij de geïnterviewde installaties niet naar voren. Slechts in één situatie werd aangegeven dat de installatie ook tijdens plateau uren wordt teruggeregeld.

Opvallend is dat - op basis van de interviews - bij de projecten waar geen sprake is van netlevering (d.w.z. dat alle elektriciteit op de locatie zelf kan worden gebruikt) de WKK-installatie nooit wordt teruggeregeld. WKK-productie kan blijkbaar in deze gevallen wel uit.

De interviews over STEG-installaties betreffen slechts installaties voor 100% in eigendom van een energiebedrijf of in beheer van een joint venture<sup>33</sup> waarin een energiebedrijf één van de partijen is. In beide gevallen neemt het energiebedrijf het grootste gedeelte van de geproduceerde elektriciteit af. Het op en afregelen van de elektriciteitsproductie gaat om die reden in de meeste gevallen op afroep van het energiebedrijf.

Een tweede veel voorkomende situatie is dat de joint venture een vaste hoeveelheid levert aan het energiebedrijf tegen een vaste prijs. Afhankelijk van de prijs op de APX wordt de levering via inkoop op de APX (of de onbalansmarkt) of via eigen productie gedekt. De installatie wordt dan dus afhankelijk van de APX op uur of zelfs kwartierbasis bijgestuurd. Vanwege het flexibele karakter van de STEG (met bijstook) is dit mogelijk.

In beide situaties wordt de *additionele* elektriciteit door de marktprijs gestuurd. Zoals al eerder aangegeven geldt dit niet voor de elektriciteit die op de locatie kan worden afgenomen.

Wanneer de elektriciteitsprijzen op de APX heel hoog zijn kan het zelfs aantrekkelijk zijn om de stoomvraag met behulp van back-up ketels te produceren en vervolgens de STEG maximaal te laten condenseren om zoveel mogelijk elektriciteit te produceren. Dit is mogelijk wanneer de back-up ketels en de WKK beheerd worden door dezelfde persoon. In een aantal praktijksituaties blijkt dit echter niet het geval waardoor dit soort prijspielen niet worden benut.

Wanneer de gasturbine op- en afgeregeld wordt, wordt het rendement (negatief) beïnvloed. Het regelen met de stoomturbine heeft weinig effect op het rendement.

#### *Ad 2) Terugregelen van een gasturbine met afgassenketel*

De interviews betreffen gasturbines in particulier eigendom en in eigendom van een energiebedrijf of joint venture. Een gasturbine met afgassenketel kan minder flexibel op en afgeregeld worden dan een STEG. Dit betekent dat de installatie minder kan variëren met de elektriciteitsoutput dan een STEG.

Uit de interviews blijkt dat wanneer de elektriciteit op de locatie zelf wordt gebruikt, er geen behoefte is aan terugregelen van de installatie. In de situaties waarin de installatie in beheer is van een energiebedrijf of joint venture wordt de elektriciteit volledig teruggeleverd aan het net.

---

<sup>33</sup> Of een soortgelijke constructie als een joint venture, maar in ieder geval geen particulier beheer.

Het terugregelen van de installatie komt hierbij in een aantal gevallen wel voor, echter in mindere mate dan bij de STEG (vanwege technische beperkingen).

### *Ad 3) Terugregelen van een gasmotor*

Een gasmotor staat aan of uit en kan niet worden teruggeregeld. Door gebruik van een buffer kan de flexibiliteit van een gasmotor worden vergroot. Warmteproductie en warmteafname hoeven niet meer samen te vallen. Hierdoor kan de gasmotor tijdens de piekuren elektriciteit leveren (en warmte produceren) en tijdens de daluren de geproduceerde warmte gebruiken. Ook om deze reden en omdat een vlakkere gasafname een gunstigere gasprijs geeft in het CDS, gebruiken veel gasmotoren in de tuinbouw de buffer. Bij één van de energiebedrijven beschikt 70 tot 80% van de tuinders over een buffer. Deze zijn echter in eerste instantie geplaatst voor opslag van warmte tijdens CO<sub>2</sub>-bemesting. Er bestaat een tendens naar steeds grotere buffers.

Als alternatief op het terugregelen van gasmotoren wordt zo min mogelijk tijdens de daluren gedraaid. Wanneer mogelijk herzien energiebedrijven hun contracten met de warmteafnemer zodanig dat de contracten een prikkel geven om meer tijdens de piekuren te draaien of de contracten worden zelfs beperkt tot de piekuren (zie ook Paragraaf 8.2.5 over contractvormen). Eén van de energiebedrijven geeft bijvoorbeeld de exploitant tijdens de piekuren meer korting op de warmteprijs en spreekt een minimaal aantal vollasturen tijdens de piek af. De verantwoordelijkheid van het aan of uitzetten blijft bij de warmteafnemer liggen, maar wordt gestuurd door middel van financiële of contractuele ‘prikkel’s’.

Een ander energiebedrijf geeft juist aan dat het uitzetten van gasmotoren tijdens de daluren (die na sanering nog aanwezig zijn) nauwelijks gebeurt omdat er slechts geringe verliezen zijn. Bij dit energiebedrijf wordt slechts 20-30% van het gasmotorvermogen in de woningbouw en 5% in de glastuinbouw uitgezet in de daluren.

### 8.2.3 Bedienings- en onderhoudskosten

In het verleden is al gebleken dat het vaststellen van een eenduidig cijfer voor bedienings- en onderhoudskosten voor de kerncases lastig is. Volgens verschillende marktpartijen is dit te wijten aan drie factoren.

1. Ten eerste zijn de B&O-kosten afhankelijk van de techniek van de installatie, de leverancier van de installatie en het aantal draaiuren. Dit laatste betreft vooral het variabele gedeelte van de B&O-kosten.
2. Een tweede factor is de definitie van B&O-kosten zelf. Het is vaak onduidelijk welke kosten men kan aanwijzen als bediening en onderhoudskosten en welke niet.
3. Een derde factor is de *de facto* monopoliepositie van de leveranciers van onderhoudsdiensten. Doordat er geen andere aanbieders zijn op de markt kunnen de onderhoudstarieven toenemen.

Op basis van de interviews is getracht meer inzicht te krijgen in de invloed van deze drie factoren. Tabel 8.2 geeft een overzicht van de gemiddelde B&O-kosten gekregen uit de enquête, waarbij de installaties zijn onderverdeeld naar de verschillende kerncases. Hierbij dient opgemerkt te worden dat de respons voor B&O op de enquête niet 100% is. In de tabel worden de gemiddelde B&O-kosten vergeleken met de B&O-kosten zoals die zijn aangenomen in de kerncases van ECN<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> Paragraaf 8.3 geeft een compleet overzicht van de enquêteresultaten. Deze worden tevens vergeleken met de karakteristieken van de kerncases.

Tabel 8.2 *Vergelijking gemiddelde B&O-kosten in 2002 uit de enquêtes met de ECN aannames voor de kerncases<sup>1</sup>*

Kerncase	Type	Vermogen [MW <sub>e</sub> ]	Beheervorm	Variabele B&O	Vaste B&O	Totaal B&O <sup>2</sup>	Totaal B&O
				Enquête [ct/kWh]	Enquête [€/kW]	Enquête [ct/kWh]	Kerncase ECN [ct/kWh]
2a	GT/AK	7,5	JV	0,47	80	1,71	0,93
3b	GT/AK	8,3	Eigen beheer	0,17	7	0,25	0,79
10	STEG/BS	29	JV	0,00	20	0,28	0,74
14	STEG	47	JV	0,59	44	1,35	0,84
17b	STEG	250	JV	0,00	30	0,38	0,44
20	GM Tuinder	0,35	Energiebedrijf	0,17	4	0,29	0,85

<sup>1</sup> De vaste kosten in de interviews betroffen slechts het eerste half jaar. In deze tabel zijn de kosten verdubbeld om zo een inschatting voor heel 2002 te krijgen.

<sup>2</sup> Op basis van de gemiddelde bedrijfstijd zijn de vaste B&O-kosten omgerekend naar een kWh tarief om zo een vergelijking met de B&O-kosten van de kerncases van ECN te kunnen maken. Wanneer de gemiddelde bedrijfstijd van een installatie laag is kan dit een hoog tarief geven per kWh.

### *Ad 1) Afhankelijkheid van techniek, leverancier en draaiuren*

De onderhoudskosten van een STEG worden in belangrijke mate bepaald door de gasturbine. De onderhoudskosten en ook de aanschafkosten van gasturbines blijken sterk afhankelijk te zijn van het type installatie. Gasturbines van een bepaald aangegeven merk zijn qua onderhoudskosten en aanschafkosten relatief duur, deze installaties zijn echter wel zeer betrouwbaar. Een gasturbine van een ander specifiek merk heeft daarentegen lagere onderhoudskosten en ook de aanschafprijs is lager. De ervaring leert echter dat deze installaties vaker ongepland uitvallen.

Het grootste gedeelte van de onderhoudskosten van een gasturbine bestaat uit de vervangingskosten van de schoepen van een turbine. De slijtage van deze schoepen is afhankelijk van het aantal bedrijfsuren en het aantal start-ups. Omdat de meeste turbines continu draaien, worden deze kosten vaak als vaste kosten gerapporteerd in de enquête.

Of de B&O-kosten vast of variabel zijn hangt ook af van het contract met de onderhoudsleverancier. Sommige leveranciers vragen een vast onderhoudsbedrag (soort risicospreiding), andere leveranciers voeren alles op als variabel waardoor de onderhoudskosten ieder jaar sterk kunnen verschillen. Tabel 8.2 laat de gemiddelde B&O-kosten zien zoals deze uit de enquêtes kunnen worden afgeleid. Hieruit blijkt dat de verhouding per kerncase tussen variabele en vaste kosten inderdaad sterk verschilt. Dit is niet het gevolg van verschillen tussen type maar voornamelijk het verschil in onderhoudscontracten van de exploitanten en (zeker zo belangrijk) de wijze waarop de exploitanten de enquête invullen.

### *Ad 2) Definitie van bediening en onderhoudskosten*

Uit de enquête blijkt dat de meeste exploitanten onder bediening en onderhoudskosten de personeelskosten voor bediening en onderhoud en de (materiaal)kosten voor het onderhoud zelf verstaan. Hierbij bestaan de onderhoudskosten ook uit de zogenaamde grootonderhoudskosten die niet elk jaar voorkomen maar waarvoor wel elk jaar een reservering wordt gemaakt. De interviews hebben duidelijk gemaakt dat met name de personeelskosten zorgen voor grote verschillen tussen de B&O-kosten van installaties. Daarnaast worden in enkele gevallen overige kosten meegenomen in de B&O-kosten van de WKK zoals de B&O-kosten voor de back-up faciliteiten, verzekeringspremies en extra kosten ten gevolge van een crash.

Het verschil in personeelskosten heeft in belangrijke mate te maken met welke personeelskosten toegerekend worden aan de post 'bediening' van de warmtekrachtinstallatie. Een dergelijke toerekening is niet eenduidig vast te stellen maar is sterk locatie afhankelijk. Er is bijvoorbeeld een exploitant geïnterviewd die warmte aan verschillende bedrijven op één industrieterrein levert. Deze WKK deelt ook mee in de kosten voor het bewakingspersoneel, de receptie en het schoonmaakpersoneel ingehuurd voor het totale terrein. Een percentage van deze kosten rekt

de exploitant toe aan de B&O-kosten van de WKK. Een installatie van een grote industrie heeft weer andere soorten kosten, die ook gedeeltelijk toegerekend worden aan de WKK-installatie.

Eén van de geïnterviewde gaf aan ook de kosten voor onderzoek gericht op kwaliteitscontrole van bijvoorbeeld het ketelwater, aan de B&O-kosten toe te rekenen.

In sommige gevallen worden de kosten van de back-up faciliteit meegenomen. Een uitsplitsing naar onderhoudskosten voor de WKK en voor de back-up is in deze gevallen niet te maken omdat het onderhoud van WKK en ketel tegelijk plaatsvindt door een onderhoudsbedrijf. Sommige exploitanten dragen zelf de kosten ten gevolge van een onverwachte uitval (verloren inkomsten ten gevolge van productiestilstand), deze kosten worden vervolgens opgebracht als B&O-kosten. Deze verloren inkomsten zijn sterk afhankelijk van het type proces dat aan de installatie is gekoppeld en van de kwaliteit van de back-up faciliteiten die al dan niet aanwezig zijn. Uit de interviews blijken deze kosten te variëren van 270 k€ tot 5000 k€ per uitval.

Het is mogelijk een verzekering af te sluiten tegen onverwachte uitvallen. Een aantal exploitanten hebben deze verzekeringspremies verrekend in de B&O-kosten, sommige voeren het in de enquête op als overige kosten. Een bedrag dat genoemd wordt als verzekeringspremies is 600 - 700 k€ per jaar.

Ook is in een aantal gevallen de LUP-kosten opgebracht als overige kosten. Een aantal WKK-installaties is aangesloten op het EHS-netvlak van TenneT. Deze installaties moeten over hun netlevering het LUP-tarief betalen.

In twee van de interviews wordt aangegeven dat de openstelling van de markt ook gezorgd heeft voor veel extra kosten. Het verdiepen in de energiemarkt kost veel tijd en geld.

In de enquête is de exploitant gevraagd om de variabele B&O-kosten, de vaste en eventuele overige kosten in te vullen. Deze kosten lopen per exploitant sterk uiteen. Vanwege de vertrouwelijkheid van de cijfers kunnen deze verschillen niet gerapporteerd worden. Tabel 8.3 geeft wel een overzicht van de *gemiddelde* overige kosten die zijn ingevuld door de exploitanten. Zoals hierboven besproken varieert de invulling van deze kosten enorm tussen de verschillende exploitanten. Met de meeste kosten die opgevoerd worden als 'overig', wordt door ECN in de kerncases geen rekening gehouden (zoals de verloren inkomsten als gevolg van een uitval en verzekeringspremies). Wel wordt in de kerncases rekening gehouden met de LUP, additionele commodity en netkosten voor back-up.

Tabel 8.3 *Gemiddelde 'overige' kosten naast B&O voor 2002 uit de enquête*

Kerncase	Type	Vermogen [MW <sub>e</sub> ]	Beheervorm	Overige kosten uit enquête [€kW]
2a	GT/AK	7,5	JV	0
3b	GT/AK	8,3	Eigen beheer	213
10	STEG/BS	29	JV	15
14	STEG	47	JV	93
17b	STEG	250	JV	147
20	GM Tuinder	0,35	Energiebedrijf	9

### *Ad 3) Toename van de bediening en onderhoudskosten*

Voor het afnemen van de interviews hebben verschillende marktpartijen aangegeven dat de onderhoudskosten de laatste jaren zijn toegenomen door een de facto monopolie positie van onderhoudsleveranciers. Dit wordt echter niet bevestigd door de interviews en enquêtes. Op de vraag of de kosten sterk afwijken van voorgaande jaren wordt slechts eenmaal positief geantwoord. Deze kosten betreffen dan voornamelijk de boeteclaims ten gevolge van een crash. Dit

betreft dus geen structureel hogere bedienings- en onderhoudskosten. In de overige enquêtes wordt negatief of niet geantwoord op deze vraag.

#### 8.2.4 Financiering

De voornaamste discussiepunten wat betreft de financiering van een WKK-installatie zijn:

1. de verhoudingen tussen het vreemd en eigen vermogen, het rentepercentage,
2. de hoogte van de investeringskosten en
3. het wel of niet meenemen van de rentelasten en aflossing bij bepaling van de zogenaamde korte termijn marginale kosten.

##### *Ad 1) Kentallen van de financieringsconstructie*

Over de wijze waarop een project is gefinancierd is nauwelijks informatie verkregen. Een aantal projecten is gefinancierd middels een lease constructie. Er is dan geen inzicht in rentelasten op vreemd vermogen en aflossing op het vreemd vermogen. Eén van de geïnterviewde energiebedrijven heeft een BV opgezet waarin alle WKK's van het energiebedrijf zijn ondergebracht. De exploitanten hebben dan zelf geen inzicht in de financieringsconstructie van de installatie.

Over het aandeel vreemd vermogen valt geen eenduidige conclusie te trekken. Een aantal projecten in joint venture beheer of beheer van een energiebedrijf zijn 100% gefinancierd met eigen geld. De projecten die wel met vreemd vermogen zijn gefinancierd zijn allemaal met meer dan 80% vreemd vermogen gefinancierd (80 - 99%). Volgens een interviewpartner heeft dit te maken met de grote bereidwilligheid van banken in de negentiger jaren in WKK te investeren.

De installaties in de enquête die in eigendom zijn van een warmteafnemer zijn allemaal 100% gefinancierd met eigen vermogen.

In de kerncases wordt door ECN gerekend met een afschrijvingstermijn van 10 jaar. In de meeste enquêtes wordt een langere afschrijvingstermijn opgegeven van 15 tot 20 jaar.

##### *Ad 2) Investeringsbedrag*

De hoogte van het investeringsbedrag van een WKK hangt sterk af van waar de systeemgrenzen worden gelegd. Zodoende zal er altijd een bandbreedte blijven bestaan tussen de investeringsbedragen van WKK van hetzelfde type. In een aantal enquêtes worden expliciet de aanlegkosten van extra aansluitingen op het elektriciteitsnet en de kosten voor een gasontvangstation toegevoerd aan de investeringslasten<sup>35</sup>.

Ook de locatie van de installatie is bepalend voor het investeringsbedrag. Wanneer een WKK midden in een stad wordt neergezet spelen hele andere kosten (zoals het voorkomen van geluidshinder) een rol in de totale investering.

In de situaties waarbij een energiebedrijf (mede) de investering heeft gedaan kon geen gebruik worden gemaakt van de VAMIL aangezien een energiebedrijf tot 2001 niet belastingplichtig was. Overige projecten hebben wel gebruik gemaakt van deze subsidie. Tabel 8.4 bevat de gemiddelde investeringsbedragen (excl. investeringssteun) en de investeringssteun (EIA en VAMIL) van de installaties uit de enquêtes. De investeringsbedragen worden vergeleken met de uitgangspunten van de kerncases van ECN. De investeringssteun in de kerncases bedraagt gemiddeld 24% voor installaties met een Senter-rendement van 65% of hoger.

---

<sup>35</sup> De investeringsbedragen van de kerncases gaan ook uit van een groene weide situatie, d.w.z. toevoeging van een nieuwe WKK-installatie aan een functionerend industrieel complex, inclusief de benodigde aansluitingen.

Tabel 8.4 *Gemiddelde investeringskosten en investeringssteun van de enquêtecases en de ECN-kerncases*

Kerncase	Type	Vermogen	Beheervorm	Investeringssteun	Investering	Investering
		[MW <sub>e</sub> ]		enquête	enquête	kerncases ECN
				[%]	[€kW]	[€kW]
2a	GT/AK	7,5	JV	19	996	1260
3b	GT/AK	8,3	Eigen beheer	0	936	1350
10	STEG/BS	29	JV	6	490	950
14	STEG	47	JV	16	916	830
17b	STEG	250	JV	4	1017	495
20	GM Tuinder	0,35	Energiebedrijf	0	680	815

### *Ad 3) Bepaling korte termijn marginale kosten*

Een veel gevoerde discussie is met welke financieringskosten rekening wordt gehouden bij de afweging om een installatie uit of aan te zetten. Twee exploitanten geven aan dat deze afweging alleen afhangt van de brandstofkosten. Ze geven aan dat hierbij rekening wordt gehouden met het effect dat de gasprijs in veel gevallen hoger wordt bij een kleinere gasafname.

Een energiebedrijf geeft aan dat de overweging om installaties stil te zetten wordt gebaseerd op brandstofkosten plus de variabele bediening en onderhoudskosten. Afschrijvingen en rentelasten worden niet meegenomen. Opgemerkt wordt dat op jaarbasis wel rekening wordt gehouden met de onderhoudskosten van de installatie plus de personeelskosten. Bij langere termijn afwegingen worden ook de aflossingen en de rentelasten meegenomen.

Eén warmteafnemer geeft juist aan dat uitstel van aflossingen en rentelasten niet voorkomt en dat deze zodoende wel in de korte termijn beslissingen mee genomen moeten worden.

## 8.2.5 Contractvormen

### *Introductie*

De financiële positie van een WKK-installatie wordt voor een belangrijk deel bepaald door de hoogte van de elektriciteitsprijzen, de gasprijzen en de daaraan gerelateerde warmteprijzen. De inkoop van gas worden bij alle WKKs geregeld middels bilaterale contracten. Wanneer er sprake is van warmteverkoop aan derden wordt dit ook bilateraal geregeld. Voor de verkoop van elektriciteit is een bilateraal contract niet direct noodzakelijk. De exploitant kan ook elektriciteit verkopen via de Nederlandse spotmarkt, de Amsterdam Power Exchange (APX). Een bilateraal contract (of een combinatie) blijkt echter nog steeds het meest gangbare omdat dit minder risico met zich meebrengt.

Wanneer men de financiële positie van WKK op de lange termijn in kaart wil brengen, moeten in feite de verschillende energieproducten (gas, warmte en elektriciteit) volgens de marktprijs gewaardeerd worden. Immers wanneer in een contract prijzen zijn afgesproken die structureel sterk afwijken van deze marktprijzen, dan treedt ergens in de keten van producent tot consument (WKK-exploitant, handelaar, elektriciteitsafnemer, warmteafnemer) voor- of nadeel op dat de markt kan wegnemen.

Op de korte termijn is dit echter anders. Bij de beslissing een installatie uit- of aan te zetten, spelen juist de energieprijzen zoals ze zijn vastgelegd in contracten een voornamelijk rol. De prijzen en tarieven die een WKK-exploitant ontvangt of moet betalen is sterk afhankelijk van de contracten die de exploitant heeft afgesloten en de eigendomsverhoudingen van de WKK. Ook in hoeverre een exploitant kan reageren op fluctuaties in de markt(prijs) is sterk afhankelijk van het type contract. Hierbij zijn de looptijd van het contract, de afnemer, en een eventuele koppeling tussen gasprijzen enerzijds en elektriciteits- en warmteprijzen anderzijds of de koppeling aan de spotmarkt van grote invloed.

Om meer inzicht te krijgen in de opzet van contracten bij WKKs en de flexibiliteit van deze contracten zijn een aantal vragen gesteld (zie Bijlage B). In deze paragraaf worden de antwoorden op deze vragen beschreven. Tabel 8.6 vat de antwoorden per installatie kort samen en geeft zodoende een snel overzicht van de bevindingen. De tabel laat duidelijk zien dat er veel verschillen zijn tussen de contracten. Deze verschillen hebben maar in zeer beperkte mate te maken met het type en de omvang van de installatie.

Een aantal vragen verdienen nadere toelichting, te weten:

1. Handelen WKK-exploitanten op de spotmarkt (APX)?
2. Hoe flexibel is het contract t.a.v. elektriciteitslevering?
3. Kan er actief gereageerd worden op de marktprijzen?
4. Wat zijn de contractprijzen en hoe komen deze tot stand?



Tabel 8.6 *Antwoorden van de exploitanten (per installatie) op de open vragen uit de interviews over de opzet en vorm van energiecontracten*

Installatie	Vraag	Is het een geïntegreerd contract?	Is het contract herzien sinds de liberalisering?	Wat is het termijn van de contracten	Verloopt de gasinkoop voor een bepaald percentage tegen een vaste commodityprijs?	Elektriciteit verkoop; Bilateraal of APX?	Hoe wordt de bilateraal prijs vastgesteld?	Hoe wordt de warmteprijs bepaald?	Flexibiliteit t.a.v. marktprijzen	Wordt gebruik gemaakt van hedging?
1		Nee	Ja (elek. Op marktprijs)	Warmte 10 jaar, Elek 1 jaar	Gedeelte	Bilateraal (JV), Klein Gedeelte APX	a.h.v. forwards	Vermeden kosten	Nee (warmte heeft prioriteit)	Via Sparksread
2		Nee	Ja	JV 15 jaar	Gedeelte	Gerelateerd aan APX	n.v.t.	Koppeling met P-gas plus vaste vergoeding	Zeer flexibel, portfolio van Energiebedrijven	Portfolio optimalisatie van Energiebedrijven
3		Ja gedeeltelijk wel. Warmteafnemer neemt energie af tegen productie kosten	Ja, maar nog steeds in discussie	Gas en Elek 1 jaar JV samenwerking langere tijd	Circa voor 70%	90% bilateraal met APX als onderliggende handelsmarkt. 10% direct APX en onbalansmarkt	Vast op basis van forward	Op basis van inkoopkosten gas	Nee, door een forward contracten is men verplicht te leveren.	Sparksread voor forward elektriciteit en gas. Eigen afname gebaseerd op productiekosten. Gedeelte van gasafname via CDS geeft flexibiliteit
4		Nee	Ja	Met energiebedrijf. Max. 1 jaar. Met lokale afnemers 3-5 jaar	Nee, 100% olie gekoppeld	95% bilateraal, 5% via APX	Forwards	Vermeden kosten 20 - 30% korting.	Ja, Gas loopt mee met olieprijs. Nee, Elektriciteit via forwards	Niet toegepast. Geen sparksread.
5		Nee	Nee	X aantal jaren	Nee, olie gekoppeld. Geen Gasunie, Wel CDS met een korting	Bilateraal	Kosten neutraal, inclusief kosten voor elektriciteitstransport, rentelasten etc.	Kosten neutraal, inclusief de kosten voor het distributienet	Ja, kosten worden direct doorgerekend	Koppeling kosten en inkomsten is een vorm van hedging
6		Nee	Ja	1 jaar	Onbekend, Centraal ingekocht via een concern.	100% eigen gebruik. Marginale netlevering op basis van bilateraal contract	Netlevering: vaste forwardprijs.	Op basis van gaskosten	Nee	Nee
7&8		Nee	Ja	JV 15 jaar	Portfolio optimalisatie energiebedrijf	Gerelateerd aan APX. Portfolio optimalisatie energiebedrijf	n.v.t.	Vermeden kosten, olieprijs gebaseerd	Voor zover warmtevraag het toelaat, zeer flexibel portfolio van Energiebedrijven	Via optimalisatie portfolio Energiebedrijven
9		Nee	Ja	Samenwerking 10 jaar	Oude zonetarieven	Gerelateerd aan APX. Portfolio optimalisatie	n.v.t.	Vermeden kosten met 22.5% korting overdag en 0% korting 's nachts	Ja, via buffer	Niet expliciet, echter wordt de elektriciteit meegenomen in het totale portfolio van een Energiebedrijven.

Vraag Installatie	Is het een geïntegreerd contract?	Is het contract herzien sinds de liberalisering?	Wat is het termijn van de contracten	Verloopt de gasinkoop voor een bepaald percentage tegen een vaste commodityprijs?	Elektriciteit verkoop; Bilateraal of APX?	Hoe wordt de bilateraal prijs vastgesteld?	Hoe wordt de warmteprijs bepaald?	Flexibiliteit t.a.v. marktprijzen	Wordt gebruik gemaakt van hedging?
10	Ja	Nee	-	Ja	Bilateraal. Energiebedrijf koopt de elektriciteit	Onbekend	Vermeden kosten, 0 - 15% korting	In geval van buffers wel. Bij utiliteiten niet. Contracten verplichten tot afname elektriciteit.	Vaste sparkspread
11	Nee	Ja (zodra het oude contract afloopt). Alleen nog in de plateau- uren draaien.	Samenwerkingscont racten zijn 2 jaar en elektriciteitsprijs voor 1 jaar. Oude contracten 8 jaar	Vermoedelijk 95%	Bilateraal. Energiebedrijf koopt de elektriciteit	Jaarcontract met een vaste dal en plateauprijs	Marginale kosten van een extra kuub gas (commodityprijs minus de afname van de capaciteitskosten)	Vergoeding van gas is kostenneutraal. Actief reageren op de elek.prijs is niet mogelijk. De warmteafnemer stuurt.	Nee. De gasprijs fluctueert terwijl de elektriciteitsprijs vaststaat. Wel is een portfolio optimalisatie intern mogelijk bij Energiebedrijven
12	Nee	Ja, marktconforme prijzen	Stoomcontract in JV loopt 17 jaar	Gedeeltelijk vast	Bilateraal. Energiebedrijf koopt de elektriciteit	Forward prijzen	Nmda-principe met een korting. In nieuwe contracten stijgt de warmteprijs wanneer minder warmte wordt afgenomen dan afgesproken. Dus eigenlijk een vast bedrag voor warmte.	Nee, vaste contracten.	Sparkspread
13	Nee	Ja, Marktconforme prijzen	Stoomcontract loopt 3 jaar	Gedeeltelijk vast	Bilateraal met energiebedrijf	Forward prijzen	Nmda-principe met een korting. In nieuwe contracten stijgt de warmteprijs wanneer minder warmte wordt afgenomen dan afgesproken. Dus eigenlijk een vast bedrag voor warmte.	Productie is weinig flexibel. De leveringen liggen vast in contracten.	Sparkspread

#### *Ad 1) APX handelen*

Slechts een kleine hoeveelheid van de geproduceerde elektriciteit wordt aangeboden aan de APX. Dit gedeelte is in veel gevallen wat men per toeval additioneel kan produceren. Deze additionele productie kan bijvoorbeeld ontstaan doordat de buitentemperatuur lager uitvalt dan men vooraf had ingeschat. De productie van de installatie neemt hierdoor iets toe. Deze hoeveelheid wordt vervolgens aangeboden aan de APX.

In de meeste situaties vindt de elektriciteitslevering plaats via een bilateraal contract (met een vaste hoeveelheid) en wordt op basis van de APX-prijzen (wanneer terugregelen mogelijk is) besloten of men zelf produceert of inkoop op de APX.

#### *Ad 2) Flexibiliteit in levering*

Een bilateraal contract verplicht een exploitant om elektriciteit te leveren. Deze leveringsplicht bestond voor de liberalisering niet. Voorheen kon de exploitant zelf bepalen of hij aan het net wilde leveren en hoeveel. Voor deze levering bestond een gegarandeerde prijsafspraken. Nu dient de exploitant zich te houden aan zijn programmaverantwoordelijkheid. Bij uitval van de WKK zal hij zelf moeten zorgen voor back-up inkoop van elektriciteit. Gezien de prijzen op de onbalansmarkt kunnen deze kosten hoog oplopen (zie ook Paragraaf 8.2.8 over back-up kosten). Daarom is flexibiliteit in het leveringscontract aantrekkelijk.

#### *Ad 3) Flexibiliteit t.a.v. marktprijzen en hedging*

De meeste exploitanten kunnen niet direct reageren op hogere gasprijzen of juist hogere elektriciteitsprijzen omdat inkoop en verkoop zijn vastgelegd tegen (gedeeltelijk) vaste prijzen. Een aantal installaties in eigen beheer hebben ook niet deze behoefte aangezien ze zelf de stoom en de elektriciteit afnemen.

De installaties die flexibel zijn, met name STEGs met bijstook en eventueel ook condenserend vermogen (zie Paragraaf 8.2.2), kunnen gemakkelijk extra elektriciteit produceren. Wanneer dit vermogen niet bilateraal gecontracteerd is zal bij hoge elektriciteitsprijzen extra worden aangeboden op de APX. Dit komt bijvoorbeeld voor bij installaties in eigendom van een energiebedrijf waarbij ook het energiebedrijf de controle heeft over de exploitatie van de installatie. Wanneer de elektriciteit wel bilateraal gecontracteerd is wordt gereageerd op de APX-prijzen door de afweging te maken tussen zelf produceren versus inkopen op de APX. Deze situatie komt vaak voor bij installaties in een joint venture constructie of in eigen beheer waarbij de elektriciteit niet volledig zelf gebruikt wordt. In de eerste situatie verdient de exploitant van hoge APX prijzen, in de tweede situatie juist van lage APX prijzen.

In de situaties waar zowel de inkoop als verkoop bilateraal zijn vastgelegd worden contracten zoveel mogelijk op hetzelfde moment afgesloten waarbij een vaste marge tussen de gas en elektriciteitsprijs wordt aangehouden. Deze marge wordt de sparkspread genoemd. Dit is een vorm van hedging tegen prijsfluctuaties.

#### *Ad 4) Contractprijzen*

Geen van de geïnterviewden heeft informatie gegeven over de hoogte van de contractprijzen. In een (opvallend) groot aantal gevallen wist de exploitant zelfs niet wat de exacte prijzen zijn vanwege ondoorzichtige contractconstructies. Hieronder wordt beschreven op welke wijze bepaalde contracten en contractprijzen tot stand zijn gekomen.

Wanneer de installatie in eigendom is van de warmteafnemer zelf zijn de contracten veelal eenvoudig en inzichtelijk. Voor de eigen afname bestaan geen contracten of het wordt bij levering aan derden op het terrein op basis van gemaakte gaskosten doorberekend (d.w.z. kosten neutraal). Voor elektriciteitslevering aan het net wordt veelal een jaarcontract afgesloten met een energiebedrijf.

Voor installaties in eigendom van een energiebedrijf of van een joint venture zijn er veel ingewikkelde eigendom- en financieringsconstructies opgezet, wat het inzicht in de feitelijke energieprijzen vertroebelt.

De historische ontwikkeling van een warmtekrachtinstallatie speelt een grote rol in hoe de prijzen in een contract tot stand zijn gekomen. Zo komt het voor dat er al een WKK in eigen beheer stond voordat de nieuwe WKK door het energiebedrijf werd gebouwd<sup>36</sup>. Het energiebedrijf moet dan warmte leveren volgens de condities die de warmteafnemer stelt op basis van zijn gunstige uitgangssituatie. Om aantrekkelijke WKK te kunnen realiseren hebben energiebedrijven deze condities geaccepteerd, die echter nu ervaren worden als een 'baksteen'. Er wordt dan geld doorgesluisd dat in feite niet wordt verdiend door de JV.

Door de liberalisering is bij veel joint ventures discussie ontstaan over de interpretatie van de oude contracten. De elektriciteitsverkoop aan het energiebedrijf (onderdeel van de JV) werd bij een aantal JV's gewaardeerd volgens vermeden inkoopkosten voor het energiebedrijf. Deze kosten konden dankzij het bestaan van de Sep eenduidig worden bepaald. In de huidige markt is de definitie van vermeden inkoopkosten niet meer eenduidig. Beide partijen zullen pleiten voor de voor hen meest aantrekkelijke definitie en dat levert problemen op. Bij sommige JV installaties is deze discussie nog steeds gaande. Er is dan een voorlopig contract opgesteld als tussentijdse oplossing.

Bij gasmotoren in beheer van een energiebedrijf is een veel voorkomende constructie dat de gasmotor plus de eventuele rookgasreiniger in eigendom is van het energiebedrijf, terwijl de ketel en de eventuele buffer in eigendom zijn van de warmteafnemer, meestal een tuinder. Het gas voor de ketel en de gasmotor wordt vaak wel gezamenlijk ingekocht door de warmteafnemer zeker nu dat in de CDS-systematiek gunstig is. De gaskosten voor de gasmotor worden door het energiebedrijf terugbetaald aan de warmteafnemer. De warmteafnemer betaalt een vergoeding voor de warmte die gekoppeld is aan de gasprijs (meestal met een korting van 10-20%). Het komt echter ook voor dat de warmteafnemer en het energiebedrijf een apart gascontract hebben. De warmteafnemer betaalt zijn eigen gas voor de (bijstook)ketel en betaalt een vergoeding voor de afgenomen warmte.

#### 8.2.6 Warmtewaardering

In alle gevallen is de warmteprijs nog sterk gekoppeld aan de gasprijs. Het niet-meer-dan-anders principe plus een korting blijkt een goede benadering voor berekening van de warmteprijzen. Deze korting verschilt tussen de verschillende energiebedrijven, maar ook tussen de projecten van een energiebedrijf. Bij tuinders worden kortingen genoemd van 0, 5, 17,5 en 30%. De kortingen kunnen ook verschillen tussen piek en daluren om de warmteafnemer te stimuleren juist tijdens de piekuren de WKK aan te zetten.

In het niet-meer-dan-anders principe wordt op verschillende manieren omgegaan met de capaciteitskosten van gas, die onderdeel zijn van het CDS-systeem van Gasunie. De uiteindelijke rekensom komt echter op hetzelfde neer. Eén energiebedrijf vergoedt de gaskosten van de warmteafnemer alleen voor het variabele gedeelte (de marginale prijs van gas). De vaste kosten (onderdeel van de capaciteitskosten) voor gasinkoop worden niet vergoed omdat dit kosten zijn die de warmteafnemer ook zou hebben voor de eigen inkoop van gas. Voor het berekenen van de warmtevergoeding wordt om dezelfde reden ook geen rekening gehouden met de vaste capaciteitskosten. In de alternatieve methode wordt zowel bij de gaskosten als de warmtevergoeding wel rekening gehouden met de vaste kosten. Deze vaste kosten kunnen dan in feite tegen elkaar worden weggestreept. Dit komt dan overeen met de eerste methode.

---

<sup>36</sup> Voor energiebedrijven was WKK een zeer aantrekkelijke investering om te beschikken over eigen elektriciteitsproductiecapaciteit. Destijds zijn er veel WKK-installaties uitgebreid om te beschikken over meer elektrisch vermogen. In feite zijn deze installaties dus overgedimensioneerd.

### 8.2.7 Beheervormen

In de kerncases wordt door ECN onderscheid gemaakt tussen drie vormen van beheer namelijk; beheer door een energiebedrijf, beheer in een joint venture constructie en beheer door de warmteafnemer zelf.

De beheervorm van een case bepaalt hoe wordt omgegaan met de waardering van elektriciteit. Wanneer de installatie in beheer van een energiebedrijf of joint venture is, wordt aangenomen dat alle elektriciteit aan het net geleverd wordt en gewaardeerd wordt volgens de marktprijs. Over deze elektriciteit kan aanspraak op de afdrachtskorting worden gemaakt. Wanneer de installatie in beheer is van de warmteafnemer zelf, wordt rekening gehouden met het percentage van de geproduceerde elektriciteit dat wordt aangewend voor eigen gebruik. Over deze hoeveelheid elektriciteit wordt het voordeel van vermeden netkosten en vermeden REB heffingen meegenomen.

De interviews hebben duidelijk gemaakt dat er nog een groot aantal tussenvormen bestaan. Bijvoorbeeld de situatie waarin de WKK in handen is van een *serviceverlener* die meerdere bedrijven voorziet van elektriciteit, warmte, water en overige diensten. De WKK is dan niet in handen van één van de grote energiebedrijven en niet in handen van een warmteafnemer. De WKK levert echter wel direct warmte en elektriciteit aan de verschillende warmteafnemers op de locatie. Over de elektriciteit geleverd aan deze afnemers kan geen aanspraak op de afdrachtskorting worden gemaakt. De WKK-exploitant zelf heeft echter ook geen voordeel uit vermeden netkosten en REB heffingen. Deze voordelen hebben de elektriciteitsafnemers op de locatie. De elektriciteit wordt dus niet gewaardeerd overeenkomstig de JV kerncases. De elektriciteit wordt namelijk niet afgeleverd volgens de marktwaarde, maar op basis van de productiekosten (kostenneutraal).

Een andere situatie die in de interviews vaker voorkwam is dat een installatie in handen is van een energiebedrijf waarbij de exploitatie wordt uitbesteedt aan een *serviceverlener* die niet per definitie in (volledig) eigendom is van dat energiebedrijf. De dienstverlener heeft contracten lopen met het energiebedrijf en met eindverbruikers voor stoom en eventueel ook elektriciteit. Deze contracten zijn opgezet volgens het zogenoemde 'tollingsysteem'. Dit tollingsysteem houdt in dat de serviceverlener de elektriciteit kosteloos levert aan het energiebedrijf en de inkomsten uit stoomverkoop doorgeeft aan het energiebedrijf. Het energiebedrijf levert het gas kosteloos en betaalt een vaste vergoeding per kW voor de bedieningskosten van de installatie.

Door dit tollingsysteem heeft de serviceverlener geen duidelijk inzicht in de werkelijke marktwaarde van de verschillende energieproducten. Omdat het energiebedrijf de gasinkoop kan bundelen met haar totale gasinkoop en de elektriciteitslevering kan meenemen in het totale portfolio, zal de waardering van gas en elektriciteit gelijk zijn aan de situatie waarin de installatie in eigendom zou zijn van het energiebedrijf.

### 8.2.8 Back-up kosten bij uitval

Twee van de WKK-exploitanten geven aan dat de kosten voor de back-up elektriciteit erg hoog zijn. Wanneer de WKK-installatie onverwacht uitvalt dient de exploitant zelf elektriciteit in te kopen op de onbalansmarkt om toch aan zijn leveringsplicht te kunnen voldoen. Tabel 8.6 geeft informatie over onbalansprijzen in 2001.

Eén van de energiebedrijven geeft aan dat wanneer bilaterale contracten worden afgesloten met een grootschalige WKK, de elektriciteitsprijs op de forwardprijzen wordt gebaseerd. De WKK-exploitant betaalt zelf eventuele boetes voor onbalans. Een kleinere installatie krijgt standaard ongeveer 2 €/MWh minder dan de forwardprijs, de onbalans wordt dan door het energiebedrijf opgevangen.

Tabel 8.6 *Geaggregeerde informatie over onbalansprijzen van TenneT in de periode 01/02/01 - 31/01/02<sup>1</sup> (Bron: Saint-Drenan, 2002)*

Onbalans prijs voor betrekken van TenneT		
Gemiddeld	[€/MWh]	41,93
Standaard deviatie	[€/MWh]	59,69
Minimum	[€/MWh]	-200,00
Maximum	[€/MWh]	495,49
Aandeel positieve prijzen <sup>2</sup>	[%]	91,6

<sup>1</sup> Exceptioneel hoge prijzen zijn weggelaten in deze analyses.

<sup>2</sup> Dit betekent dat 91,6% van de tijd de onbalansprijzen voor het betrekken van TenneT een positieve waarde hadden. Er moet dan betaald worden voor de onbalanselektriciteit.

### 8.2.9 Toekomstvisie exploitanten

In de interviews hebben we gevraagd hoe de exploitant de toekomst ziet voor zijn WKK en voor WKK in het algemeen. Hieronder volgt een kort overzicht van de reacties.

#### *Garantie stoomlevering*

In een aantal interviews wordt aangegeven dat de zekerheid in vraag naar stoom betekent dat de toekomst van een WKK ook zeker gesteld zal zijn. Via bilaterale contracten is het mogelijk een project financieel haalbaar te maken. Zeker in de situaties waarin het rendement van de installatie voldoende hoog is, zal de installatie niet worden uitgezet. De additionele elektriciteitslevering aan het net zal wel afnemen.

Eén van de exploitanten is momenteel bezig met een uitbreiding van de WKK om de toekomstige groei in de stoomvraag te dekken. Hierbij wordt opgemerkt dat de uitbreiding financieel haalbaar is vanwege het opkopen van een tweedehands installatie.

Een exploitant van een GT/AK geeft aan dat het alternatief van gescheiden opwekking voor hen niet aantrekkelijker is dan het exploiteren van een WKK. Volgens de exploitant komt dit doordat alle warmte en alle elektriciteit wordt toegepast voor eigen gebruik. Omdat een groei in de stoomvraag wordt verwacht overweegt men de installatie uit te breiden of men gaat proberen door bijstook de groei op te vangen, afhankelijk van de eigen elektriciteitsvraag.

#### *CO<sub>2</sub>-indexering*

De CO<sub>2</sub>-index wordt door een exploitant expliciet genoemd als een positieve stimuleringsmaatregel die meer zekerheid biedt voor WKK. Een tweede exploitant geeft aan dat de CO<sub>2</sub>-index de zogenaamde geproduceerde grijze stroom (geproduceerde stroom zonder stoomlevering) niet zou moeten meenemen in de rendementswaardering. De grijze stroom zou buiten de hele kwaliteitswaardering moeten blijven, zowel qua rendementswaardering als qua MEP-inkomsten.

Eén van de geïnterviewden geeft aan dat de milieuwaardering van WKK te laag is in vergelijking met duurzaam.

#### *Gasrijzen*

Meerdere exploitanten geven aan dat de gasmarkt nog steeds niet echt vrij is, waardoor de gasprijs niet marktconform is.

### 8.2.10 Evaluatie karakteristieken ECN kerncases

Tijdens de interviews zijn de exploitanten gevraagd commentaar te geven op de aannames van de ECN kerncase die het meest overeenkomt met de installatie van de exploitant (zie de bijlagen voor een overzicht van de kerncases). Er is maar weinig commentaar ontvangen op de uitgangspunten van de kerncases.

Tevens zijn de uitgangspunten van de kerncases voorgelegd aan een aantal leveranciers van WKK-installaties. Van vijf leveranciers is een reactie ontvangen.

Hieronder worden de reacties van de exploitanten en de leveranciers samengevat naar installatietype.

#### *STEG zonder bijstook*

- Een STEG met 0,5 als W/K-verhouding komt nauwelijks voor. Het elektrisch rendement van deze installatie (43,6%) is nauwelijks haalbaar, behalve wanneer stoom wordt afgeblazen of gecondenseerd. Een gemiddelde STEG haalt gemiddeld een elektrisch rendement van 30-35%.
- De investeringskosten van de 50 MW<sub>e</sub> STEG komen overeen met de praktijk. De B&O-kosten van deze STEG worden hoog gevonden (deze laatste observatie komt niet overeen met de enquêteresultaten zie Tabel 8.2).
- Veel grote installaties zijn 100% eigendom van een energiebedrijf. In deze situaties is 100% netlevering standaard. De kerncases gaan uit van slechts 75% netlevering.

#### *Gasturbine met afgassenketel*

- De WK-verhouding van de GT/AK van 7,5 MW<sub>e</sub> is met 1,6 laag. Een GT/AK kan bijstoken en dan is de WK-verhouding meer dan 3.
- De investering van de GT/AK is te hoog, deze is gemiddeld 935 €kW in plaats van 1261 €kW (dit blijkt ook uit de vergelijking met de enquêtecijfers).
- Het vermogen van de kerncase (7,5 MW<sub>e</sub>) is erg hoog. De GT/AK uit de interviews zijn inderdaad tussen de 3 en 5 MW<sub>e</sub>.
- De onderhoudskosten van de GT/AK worden redelijk realistisch gevonden. Toch wordt er een range van 0,2 tot 1,5 ct/kWh aangegeven. De enquête geeft een zeer grote variatie in B&O-kosten voor dit type installatie, hier is geen conclusie uit te trekken.

#### *Gasmotor*

- Het elektrisch rendement van een gasmotor is gemiddeld 33% in plaats van 35%.
- Het referentierendement van een ketel in de tuinbouw op basis van onderwaarde is 100% in plaats van 95% waarmee in de kerncases wordt gerekend (de 95% is bij de vorige monitoring rapportage in samenspraak met het WKK-Platform vastgesteld).
- Op de vollasturen van gasmotoren is verschillend commentaar gegeven. Voor de tuinbouw worden vollasturen van 6000, 3000 en 2500 uur genoemd.
- Het investeringsbedrag van een gasmotor is circa 680 €kW in plaats van 815 €kW. Deze conclusie volgt ook uit de enquêteresultaten
- Een leverancier van gasmotoren geeft aan dat de gemiddelde investering van een gasmotor 600 €kW is.
- De B&O-kosten van de kerncase (0,85 ct/kWh) zijn te laag, dit moet circa 1 ct/kWh zijn. Uit de enquête volgt echter een gemiddelde B&O van 0,29 ct/kWh, dus lager dan de kerncase.
- Een van de leveranciers geeft aan dat de B&O-kosten van de kerncases juist zijn.
- Het aansluitniveau van de gasmotor wordt in de kerncase te hoog ingeschat (middenspanning). Een gasmotor is gemiddeld aangesloten op een Trafo MS/LS.
- Twee leveranciers geven beide aan dat het gasmotor segment onder de 1 MW<sub>e</sub> niet (meer) door hen wordt geleverd. De ene levert alleen gasmotoren vanaf 2,1 MW<sub>e</sub>. De ander verkoopt alleen boven de 1 MW<sub>e</sub>.
- Ook uit de interviews blijkt dat de nieuwe gasmotorprojecten allemaal groter dan 1 MW<sub>e</sub> zijn.
- Een derde leverancier geeft aan dat ze de vermogens en rendementen van de gasmotoren in de kerncases niet representatief vinden maar geven geen verdere suggesties.

### 8.3 Vergelijking van de technische prestaties van de enquêtes en de kerncases

Tabel 8.7 laat de gemiddelde technische en financiële gegevens zien van de geënquêteerde cases in 2002. Hierbij zijn de installaties geclassificeerd volgens de kerncases. De gegevens omvatten de vollasturen van de geënquêteerde installaties, het gemiddelde vermogen, de gemiddelde warmtekrachtverhouding, het Senterrendement, het percentage van de elektriciteit dat zelf wordt verbruikt, de bedienings- en onderhoudskosten en het investeringsbedrag van de installatie.

Tabel 8.7 *Gemiddelde technische prestaties van de geënquêteerde cases in 2002*

Kerncase	Type	Beheervorm	Vollasturen	Vermogen	WK	Senter	Percentage eigen verbruik	B&O totaal	Investing
				[MW <sub>e</sub> ]					
2a	GT/AK	JV	6180	4.5	2.4	55.1	0	1.71	996
3b	GT/AK	Eigen beheer	8370	3.2	6.0	69.2	100	0.25	936
10	STEG/BS	JV	7610	48.5	1.5	62.7	62	0.28	490
14	STEG	JV	5840	29.5	0.5	55.5	2	1.35	916
17b	STEG	JV	7900	175.0	2.1	87.6	2	0.38	1017
20	GM Tuinder	Energiebedrijf	3580	0.6	1.5	66.1	0	0.29	680

Deze gemiddelde praktijkgegevens worden in Tabel 8.8 vergeleken met de uitgangspunten van de kerncases (zie ook Tabel 6.2 in Hoofdstuk 6).

De vierde kolom van deze tabel laat zien dat de bedrijfsvoering uitgedrukt in vollasturen voor de GT/AK (case 2a) en de kleinere STEG (case 14) in joint venture afwijkt van de kerncases. De bedrijfsuren zijn veel lager (resp. 18% en 22%) dan aangenomen in de kerncases. Dit kan erop wijzen dat met name deze categorie installaties teruggeleerd. Het Senterrendement van deze twee types is in de praktijk ook lager dan in de kerncases (-3,3% en -4,0%). Deze lagere efficiency wordt vermoedelijk veroorzaakt door de verminderde inzet van de installaties. Dit negatieve verschil in rendement zal een nadelig effect hebben op de opbrengsten voor warmte en elektriciteit.

In Hoofdstuk 7 zijn de kerncases vergeleken met cijfers van het CBS. Daaruit bleek ook dat het aantal vollasturen van de GT/AK en de kleine STEG in joint venture beheer lager is dan aangenomen in de kerncases. Maar het Senterrendement van de GT/AK is volgens de CBS-cijfers juist hoger. De enquêtegegevens sluiten hier dus niet aan op de conclusies uit de CBS-cijfers.

Tabel 8.8 *Vergelijking van de technische prestaties van de enquêtes over 2002 met de kerncases*

Kerncase	Type	Beheervorm	Vollasturen	Vermogen	WK	Senter	Percentage eigenverbruik	B&O totaal	Investing
			Enquête/ kerncase	Enquête/ kerncase					
2a	GT/AK	JV	82%	60%	0.8	-3.3%pt	-25%pt	184%	79%
3b	GT/AK	Eigen beheer	112%	39%	2.1	4.5%pt	25%pt	32%	69%
10	STEG/BS	JV	101%	167%	0.7	-0.2%pt	37%pt	38%	52%
14	STEG	JV	78%	63%	-0.1	-4.0%pt	-23%pt	161%	110%
17b	STEG	JV	105%	70%	1.4	24.7%pt	-23%pt	86%	205%
20	GM Tuinder	Energiebedrijf	102%	183%	0.0	-3.9%pt	0%pt	34%	83%



De afwijking in het Senter-rendement van de grote STEGs in joint venture (behorend tot case 17b), duidt op een vreemde afwijking tussen praktijk en aannames. De overige Senter-rendementen stemmen redelijk overeen met de aannames van de kerncases (rekeninghoudend met de afwijkende vollasturen). In Hoofdstuk 7 is een zelfde vergelijking gemaakt tussen CBS-cijfers en de kerncases. Uit de CBS-cijfers bleek geen grote afwijking in Senter-rendement voor de STEG. Het rendement volgens de CBS-cijfers viel zelfs iets lager uit dan aangenomen voor de kerncase.

Uit het percentage eigen verbruik is op te maken dat WKK in joint ventures gemiddeld meer leveren aan het net dan 75%. Bij de meeste gevallen ligt het gemiddeld percentage boven 95%. Dezelfde conclusie werd ook getrokken uit de vergelijking met de CBS-cijfers in Hoofdstuk 7. Op basis van deze twee vergelijkingen kan geconcludeerd worden dat de kerncases hierop aangepast moeten worden.

De verschillen in B&O-kosten en investeringen zijn opvallend groot. In Paragraaf 8.2.3 werd al aangegeven dat B&O-kosten van een WKK sterk afhankelijk zijn van de individuele kenmerken van de installatie. De grote variatie in afwijkingen tussen enquête en kerncases bevestigt dit. Voor drie typen installaties blijken de gemiddelde B&O-kosten slechts 1/3 van de kosten die in de kerncases zijn aangenomen. Terwijl voor twee andere typen de B&O-kosten bijna het dubbele bedragen van de kosten uit de kerncases. Opvallend zijn met name de hoge B&O-kosten van de installaties overeenkomend met kerncase 14. Het W/K-platform (zie Paragraaf 6.1.2) gaf reeds aan dat deze B&O-kosten niet overeenkomen met de ervaringcijfers. De enquêteresultaten doen vermoeden dat de kosten in de praktijk veel hoger zijn. De conclusies zijn gebaseerd op slechts een klein aantal enquêtes, daarom zou het ook om een incidentele afwijking kunnen gaan.

#### 8.4 Kostprijzen van op basis van enquêtecijfers

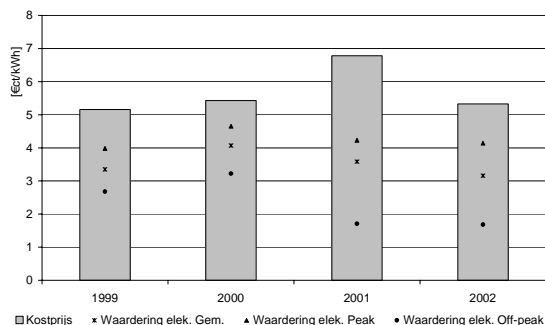
Op basis van de enquêteresultaten zijn de gemiddelde kostprijzen berekend van de installaties voor de jaren 1999 tot en met het eerste halfjaar van 2002. Deze kostprijzen zijn weergegeven in Figuur 8.1 tot en met Figuur 8.6, samen met de marktprijzen voor elektriciteit.

De installaties zijn hierbij geïnclassificeerd naar de verschillende kerncases. Informatie over energieprijzen is niet tot nauwelijks verkregen, zodoende is in de berekening van de kostprijs gebruik gemaakt van de gemiddelde marktprijzen die beschreven zijn in Hoofdstuk 2 van dit rapport. De B&O-kosten, de investeringslasten (voor bepaling van de rentelasten) en de rendementen van de installaties zijn afgeleid uit de enquêtes.

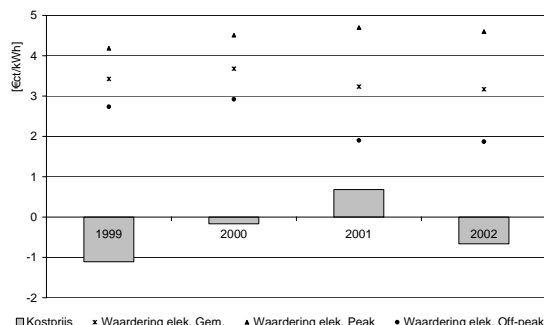
In de kostprijzen zijn meegenomen<sup>37</sup>: de gaskosten, de vaste en variabele B&O-kosten, netkosten voor back-up, vermeden netkosten en REB bij eigen afname van elektriciteit, systeemkosten en eventuele kosten voor LUP en de rentelasten (op basis van een 6% rentevoet). Deze kostprijs is vervolgens gecorrigeerd voor de inkomsten aan warmteproductie.

---

<sup>37</sup> zie ook Hoofdstuk 6 voor de gehanteerde definitie van kostprijs



Figuur 8.1 *Kostprijs (excl. aflossing) op basis van enquêtegegevens Case 2a - Gasturbine/AK 7,5 MW<sub>e</sub>, WK=1,6*



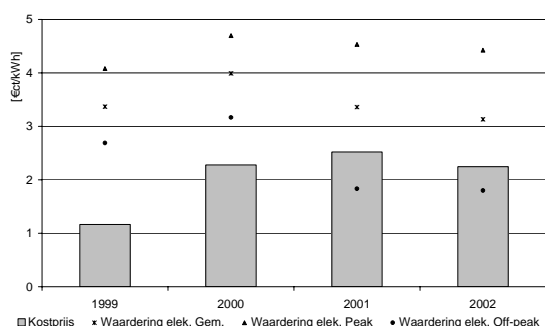
Figuur 8.2 *Kostprijs (excl. aflossing) op basis van enquêtegegevens Case 3b - Gasturbine/AK 8,3 MW<sub>e</sub>, WK=3,9*

### Case 2a - Gasturbine/AK in beheer van een joint venture

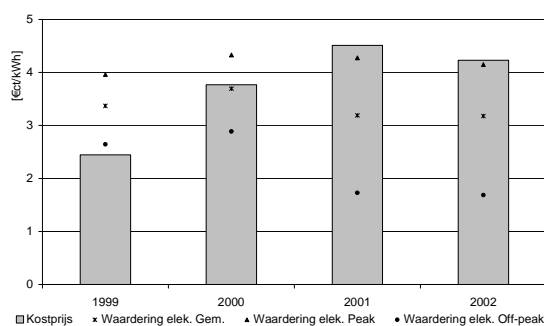
Op basis van de enquêtegegevens hebben de gasturbines in joint venture (Case 2a) voor alle vier jaren een negatief exploitatieverschil. Vanwege een te laag Senter-rendement kunnen deze installaties ook geen aanspraak maken op de afdrachtkorting. De kostprijs in 2002 is afgenomen wat met name wordt veroorzaakt door de lagere gasprijs in 2002. Daarentegen is de waardering van de elektriciteit ook iets afgenomen. Deze kostprijzen op basis van de enquêtes liggen significant hoger dan de kostprijzen berekend op basis van de uitgangspunten van de kerncases. Dit wordt veroorzaakt door het minder aantal vollasturen, de lagere efficiency en de hogere B&O-kosten ten opzichte van de kerncase (zie Tabel 8.8).

### Case 3b - Gasturbine/AK in beheer van een warmteafnemer

De gasturbine in beheer van een warmteafnemer heeft daarentegen een zeer positief resultaat. De kostprijs is in drie jaren zelfs negatief. Dit positieve exploitatieresultaat komt met name door de hoge warmteproductie waardoor er relatief veel inkomsten worden gegenereerd. De relatief hogere kostprijs in 2001 wordt veroorzaakt door hogere B&O-kosten in dat jaar. De kostprijs van de corresponderende kerncase is voor alle jaren veel hoger. Dit komt omdat de kerncase uitgaat van een lager rendement, een lagere W/K-verhouding (4 t.o.v. 6) en daarmee minder inkomsten aan warmteproductie. Daarnaast gaat de kerncase uit van een lager percentage elektriciteitslevering aan eigen bedrijf waardoor minder netkosten worden uitgespaard en tevens hogere B&O en investeringslasten. Tabel 8.8 gaf deze verschillen al aan.



Figuur 8.3 *Kostprijs (excl. aflossing) op basis van enquêtegegevens Case 10 - STEG/BS 28,3 MW<sub>e</sub>*



Figuur 8.4 *Kostprijs (excl. aflossing) op basis van enquêtegegevens Case 14 - STEG 47 MW<sub>e</sub>*

### Case 10 - STEG/bijstook in beheer van een joint venture

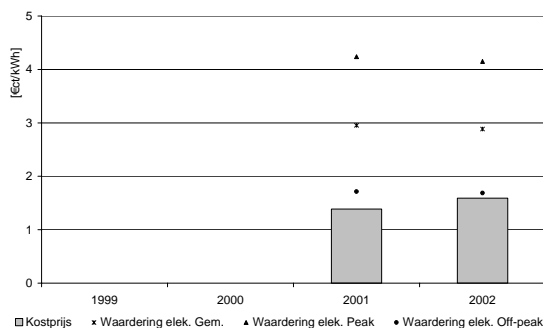
Het gemiddelde exploitatieniveau van deze STEG met bijstook is op basis van de enquêtecijfers voor alle vier jaren positief. Wel laat Figuur 8.3 duidelijk zien dat in 2001 en in 2002 de (gemiddelde) STEGs verlies draaien tijdens de daluren (off-peak). De enquêtes geven niet aan dat de exploitanten de installaties terugregelen. De afdrachtkorting over de netlevering zorgt er voor dat ook in de daluren met een positief exploitatieresultaat kan worden gedraaid.

De kostprijzen van de corresponderende kerncase zijn in alle jaren hoger. In 2000 tot en met 2002 liggen deze boven de 3 ct/kWh. Tabel 8.8 laat zien dat dit onder meer komt door een lagere W/K-verhouding in de kerncase. Hierdoor wordt er per kWh minder warmte geproduceerd en dus minder warmteopbrengst gegenereerd per kWh. Daarnaast zijn de B&O-kosten van de kerncase significant hoger en het percentage eigen verbruik lager (-37%) waardoor de vermeden netkosten voor de kerncase lager uitvallen.

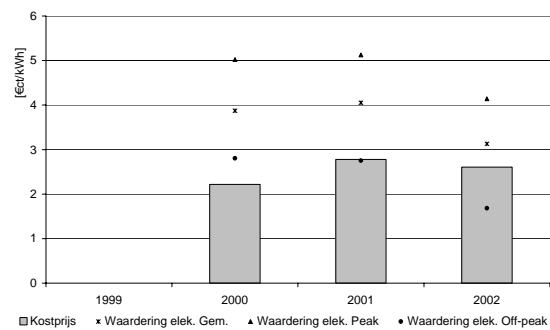
#### Case 14 - STEG 47 MW<sub>e</sub> in beheer van een joint venture

De STEG heeft in 2001 en 2002, zelfs gedurende de piekuren, een negatief exploitatieniveau. Op basis van deze cijfers zou de exploitant er verstandig aan doen de installatie stil te zetten. De installatie kan ook geen aanspraak maken op de afdrachtskorting van 0,57 ct/kWh. De figuur laat zien dat sinds 2000 de waardering voor elektriciteit afneemt. Tussen 2000 en 2001 namen daarbij ook de gaskosten significant toe wat resulteerde in een negatief exploitatieresultaat. Tussen 2001 en 2002 zijn de gaskosten juist gedaald, maar omdat de B&O-kosten in die periode verdubbelen en omdat de warmteopbrengsten door de lagere gasprijs ook afnemen is dit niet voldoende om tot een positief resultaat te komen.

De kerncase behorend bij dit type installatie heeft een positief resultaat in de piekuren. Dit komt door een veel lagere kostprijs (circa 1 ct/kWh lager). Tabel 8.8 laat zien dat de kerncase een hoger rendement heeft en lagere B&O-kosten dan de enquêteresultaten



Figuur 8.5 Kostprijs (excl. aflossing) op basis van enquêtegegevens Case 17b - STEG 250 MW<sub>e</sub>



Figuur 8.6 Kostprijs (excl. aflossing) op basis van enquêtegegevens Case 20 - Gasmotor tuinders 0,35 MW<sub>e</sub>

#### Case 17b - STEG 250 MW<sub>e</sub> in beheer van een joint venture

Voor de jaren 1999 en 2000 zijn geen enquêtegegevens verkregen over grote STEGs. Voor de jaren 2001 en 2002 laat Figuur 8.5 een positief resultaat zien. De marginale kostprijzen zijn tot en met 2001 voldoende laag om ook in de daluren de STEG met een positief resultaat te laten draaien. De figuur laat tevens zien dat de marge op de kostprijs in 2002 is afgenomen. Dit komt door een toename van de kostprijs die grotendeels wordt veroorzaakt door een afname in de warmtewaardering. De kerncase liet in 2001 en 2002 kostprijzen zien van circa 3 ct/kWh. Dit grote verschil is het gevolg van de lagere W/K-verhouding in de kerncase (zie Tabel 8.8). Door dit verschil in W/K-verhouding zijn de enquêteresultaten in feite niet te vergelijken met de kerncase. Wel kan hieruit opgemaakt worden dat de hogere W/K-verhouding gunstiger uitpakt onder de huidige marktprijzen.

#### Case 20 - Gasmotor bij een tuinder in beheer van een joint venture

In 2002 is de marge op de kostprijs sterk teruggelopen. De gasmotor is de enige case die pas in 2002 vrij is gekomen op de elektriciteitsmarkt (geen vaste vergoeding meer ontvangt). Sinds 2002 wordt dus ook de gasmotor geconfronteerd met de marktprijzen voor elektriciteit. Dit zorgt ervoor dat de gasmotoren verlies draaien tijdens de daluren. Op basis van deze cijfers zal het energiebedrijf besluiten de gasmotor uit te zetten of terug te regelen in de daluren. De enquêtes laten echter nog geen terugloop in bedrijfstijd zien. Vermoedelijk omdat de gasmotoren

aanspraak kunnen maken op de afdrachtkorting, die ervoor zorgt dat het resultaat ook in de daluren positief wordt.

Op basis van de uitgangspunten van de kerncase heeft de gasmotor een kostprijs die gemiddeld 1 ct/kWh hoger ligt (zie Hoofdstuk 6). De hogere B&O-kosten en rentelasten, zoals aangegeven in Tabel 8.8, liggen hieraan ten grondslag.

## 8.5 Conclusies interviews

- Investeringsbedrag en bedienings- en onderhoudskosten

De bediening en onderhoudskosten (B&O-kosten) en de investeringsbedragen verschillen enorm sterk per WKK-type. Dit komt doordat de kosten sterk afhankelijk zijn van het type installatie, de systeemgrenzen, de locatie en ook de verschillen in definitie van deze kosten.

Ook de verdeling tussen variabel en vast verschilt per geval, wat veroorzaakt kan worden door verschillen in de onderhoudscontracten. De B&O-kosten zijn niet significant toegenomen over de afgelopen jaren. Naast investeringskosten en B&O hebben veel exploitanten te maken met hoge kosten verbonden aan onverwachte uitval van de installatie. De kerncases houden geen rekening met deze extra kosten.

- Terugleveren en uit gebruik nemen van WKK

Grote WKKs uit gebruik nemen komt nauwelijks voor. Kleine gasmotoren worden wel veel uit gebruik genomen. Voor gasmotoren ligt de toekomst in de grotere ( $> 1 \text{ MW}_e$ ) installaties. Dit wordt ook door gasmotorleveranciers aangegeven. Het terugregelen van WKKs komt hoofdzakelijk voor bij STEGs die beschikken over bijstook en/of condenserend vermogen. Het terugregelen betreft hier met name het terugdringen van de netlevering. Stoomlevering blijft in de meeste gevallen wel gedekt door de WKK, eventueel met bijstook. Wanneer 100% van de elektriciteit voor eigen gebruik wordt toegepast is er geen sprake van terugregelen van de installatie. Veel gasmotoren worden tijdens de daluren uitgezet. Energiebedrijven die gasmotoren onder contract hebben proberen dit via (financiële) prikkels te stimuleren.

- Energiecontracten

De opzet en constructie van energiecontracten verschilt sterk per exploitant.

- Herzien: Een groot gedeelte van de contracten is herzien sinds de liberalisering.
- Termijn: De termijnen van de warmtecontracten zijn over het algemeen meerdere jaren, terwijl de elektriciteitscontracten vaak uit jaarcontracten bestaan. De samenwerkingscontracten van JV hebben een langere looptijd van meer dan 10 jaar.
- Gasprijs: In ongeveer de helft van de gevallen wordt gebruik gemaakt van een (gedeeltelijk) vaste commodityprijs voor gas. Deze mogelijkheid wordt sinds vorig jaar door Gasunie aangeboden.
- Elektriciteitsverkoop: Verloopt grotendeels via bilaterale contracten. In een aantal gevallen neemt een energiebedrijf de elektriciteit mee in de totale portfolio optimalisatie (via APX).
- Warmteprijs: Wordt gebaseerd op vermeden kosten. De berekening van vermeden kosten verschilt per geval, net zoals de hoogte van kortingen op deze warmteprijs.
- Flexibiliteit: Een groot aantal exploitanten heeft kosten en inkomsten aan elkaar gekoppeld, veelal via een zogenaamde sparkspread. Men hoeft dan niet flexibel te zijn t.a.v. marktprijzen. In een aantal gevallen (grotere WKKs) waarbij een energiebedrijf zeggenschap heeft over de installatie wordt de productie van de WKK geoptimaliseerd in de totale portfolio van het energiebedrijf. Er wordt dan juist zeer flexibel ingesprongen op de marktprijs.

In de studie wordt uitgegaan van drie beheervormen: joint venture, warmteafnemer of energiebedrijf. In de praktijk bestaan er veel tussenvormen (beheer door een serviceverlener). Dit kan gevolgen hebben voor de prijswaardering van de elektriciteit en warmte. De vaak complexe eigendomsconstructies zorgen er ook voor dat sommige exploitanten geen helder inzicht hebben in de financiële situatie van de WKK.

- Componenten kostprijs

In de afweging een installatie uit of aan te zetten wordt alleen rekening gehouden met de brandstofkosten, energieopbrengsten en de variabele bediening en onderhoudskosten. Bij de brandstofkosten wordt er opgelet dat een lagere gasafname kan leiden tot een hogere gasprijs.

- Reacties op kerncases

De reacties op de kerncases hebben geleid tot een aantal mogelijke wijzigingen van de kerncases en andere uitgangspunten van ECN. Deze wijzigingen zijn niet doorgevoerd in de huidige studie. Deze mogelijke wijzigingen moeten nader doorgesproken worden met het W/K-platform:

- De STEG zonder bijstook met een W/K-verhouding van 0,5 is niet voldoende representatief. Deze W/K-verhouding wordt niet of nauwelijks gehaald. Dit wordt overigens bevestigd door de productiecijfers van CBS.
  - Een installatie in joint venture levert gemiddeld 100% van de elektriciteit aan het net. 75% netlevering zoals in de kerncase aangenomen, is niet representatief.
  - Het investeringsbedrag van de Gasturbine met afgassenketel is te hoog. Ook het elektrisch vermogen (7-8 MW<sub>e</sub>) is niet representatief. Dit moet eerder 3 tot 5 MW<sub>e</sub> zijn.
- Over de financiële positie van WKK kan op basis van de kostprijzen gebaseerd op de enquêtegegevens het volgende worden gezegd:
    - Op basis van de enquêtecijfers zijn er twee typen WKK die in de daluren een positief exploitatieresultaat kunnen halen. Dit is de GT/AK van 8,3 MW<sub>e</sub> en de STEG van 250 MW<sub>e</sub>.
    - De overige vier typen kunnen in de daluren de kostprijs niet dekken met de huidige elektriciteitsprijs. Bij twee van deze vier typen biedt de afdrachtskorting echter voldoende ondersteuning om toch tijdens de daluren een positief resultaat te halen.
    - Voor de andere twee typen, de GT/AK van 7,5 MW<sub>e</sub> en de STEG van 47 MW<sub>e</sub>, biedt de afdrachtskorting geen soelaas. Deze twee typen hebben ook in de piek een negatief exploitatieresultaat waarmee ook hun gemiddelde exploitatieniveau negatief is. Hier zal de exploitant overwegen de installatie stop te zetten (wanneer technisch en contractueel haalbaar).
    - De exploitatieresultaten op basis van de enquêtegegevens zijn minder negatief dan de resultaten die de kerncases aangaven in Hoofdstuk 6. Op basis van de kerncases werd geconcludeerd dat geen enkel type tijdens de daluren een positief resultaat kan behalen. En de afdrachtskorting biedt bij één case voldoende steun om toch de kostprijs in de daluren te dekken. Op basis van de enquêtegegevens zijn er, rekening houdend met de afdrachtskorting, vier typen die in de daluren een positief resultaat kunnen halen.
    - Het verschil tussen de kerncases en de praktijk wordt vooral veroorzaakt door de lagere W/K-verhouding van de kerncase. Daardoor profiteert de WKK meer van de vermeden hoge brandstofkosten bij aparte productie van warmte.
    - Over het algemeen kan worden verwacht dat exploitanten hun installaties minder laten draaien of uitzetten in de daluren. Uit de bespreking van de energiecontracten is echter gebleken dat dit niet altijd mogelijk vanwege contractuele leveringsplichten. De exploitant kan dan pas na het aflopen van een contract op deze manier reageren.

## 8.6 Reflectie kostprijsberekeningen kerncases

### *B&O en investeringskosten*

Hoewel B&O en investeringskosten in de praktijk nogal eens afwijken van de uitgangspunten voor de kostprijsberekeningen in de kerncases zal dit vooralsnog niet leiden tot aanpassing van de uitgangspunten omdat zowel de onderbouwing van de kosten van specifieke typen als het integrale plaatje ontbreken. Dit onderwerp is overigens nog steeds onderwerp van een lopende discussie met het WKK-platform.

*Kleine gasturbine*

Naast de gasturbine van 7-8 MW<sub>e</sub> zal ook een turbine van 3-5 MW<sub>e</sub> aan de kerncases toegevoegd worden.

*STEG met W/K verhouding 0,5*

De relevantie van deze kerncase zal in samenspraak met het WKK-Platform onderzocht worden.

*Eigen verbruik joint venture WKK*

Het eigen verbruik van elektriciteit van joint venture WKK's blijkt minder dan aangenomen in de kerncases. Dit wordt nader onderzocht en indien nodig aangepast.

## 9. TOEKOMST WKK: VERWACHTE ONTWIKKELING VAN HET OPGESTELD VERMOGEN

### 9.1 Introductie

Het doel van deze monitoring is om de bedrijfseconomische positie van warmtekrachtkoppeling te beschrijven gedurende de afgelopen periode 2001 tot half 2002. Waarbij de nadruk ligt op de positie van de *bestaande* WKK-installaties.

Deze interesse in de positie van WKK komt grotendeels voort uit het Nederlandse klimaatbeleid. In deel 1 van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (UK-1, Ministerie van VROM, 1999) wordt aangegeven dat 5 tot 10% van de voorgenomen CO<sub>2</sub>-reducties gerealiseerd dient te worden door WKK. Deze reductieverplichtingen hebben betrekking op de eerste budgetperiode (2008 - 2012) van het Kyoto-protocol. In het kader van dit 'hoger gestelde' doel van de WKK-monitoring is het van belang om niet alleen naar de exploitatie van bestaande WKK te kijken maar ook naar de toekomst, de verwachte ontwikkeling van het opgesteld WKK-vermogen.

In dit hoofdstuk worden de verwachte ontwikkelingen van het WKK-vermogen beschreven zoals deze recentelijk zijn onderzocht in een aantal studies uitgevoerd door ECN. Paragraaf 1.2. gaat in op de resultaten uit de Referentieraming. Deze worden vergeleken met de resultaten uit een eerdere ECN-studie (Van Dril, 1999). In september 2002 is gekeken naar de effecten van het Strategisch Akkoord op het toekomstig opgesteld vermogen van WKK. Deze effecten worden toegelicht in Paragraaf 9.3.

### 9.2 Referentieraming 2001-2010

Eind 2001 is door ECN een Referentieraming Energie en CO<sub>2</sub> opgesteld. Deze referentieraming geeft een zo plausibel mogelijke inschatting van de ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening tot en met 2010. Hierbij is ook uitgebreid gekeken naar de ontwikkeling van WKK, rekening houdend met het beleid zoals dat op 1 juni 2001 van kracht was<sup>38</sup>.

#### 9.2.1 Resultaten

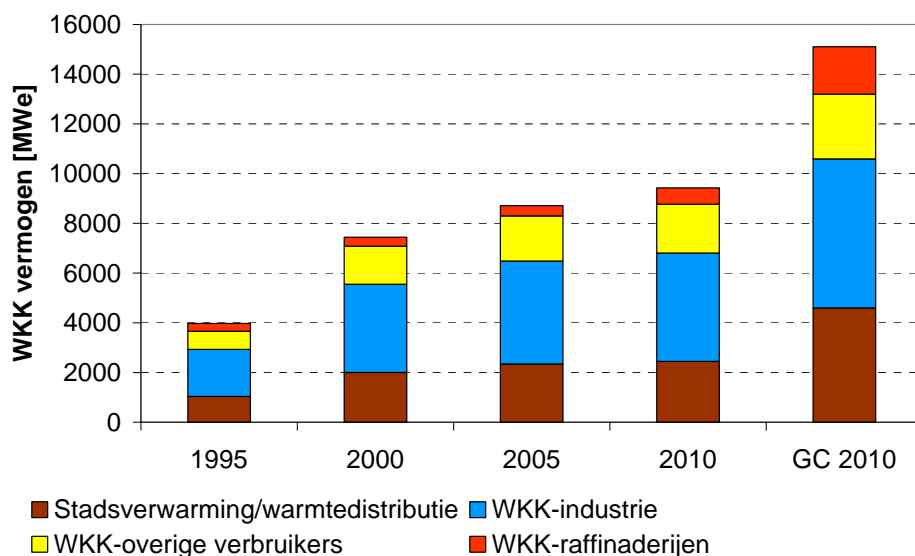
De referentieraming laat ten opzichte van 2000 een groei van 2000 MW<sub>e</sub> aan WKK-vermogen zien. Daarmee komt het totaal vermogen in 2010 op 9400 MW<sub>e</sub>, zie Figuur 9.1. Ten opzichte van de periode 1990-2000 is de groei gehalveerd. Bijna de helft van het WKK-vermogen staat in 2010 in de industrie.

In vergelijking met het Global Competition scenario (GC-scenario)<sup>39</sup> is het totaal WKK-vermogen in 2010 volgens de referentieraming fors kleiner: 5700 MW<sub>e</sub> minder. In het GC-scenario werd bijvoorbeeld nog uitgegaan van een substantiële uitbreiding van het stadsverwarmingvermogen. Bijgestelde aannamen met betrekking tot de energieprijzen hebben er toe geleid dat de huidige raming voorziet in minder WKK-vermogen voor de industrie, de raffinaderijen en de overige afnemers dan het GC-scenario.

---

<sup>38</sup> Hierbij is aangenomen dat de afdrachtkorting slechts een tijdelijke stimulering is en zodoende is aangenomen dat deze korting slechts gedurende 2,5 jaar wordt gegeven.

<sup>39</sup> Het Global Competition scenario is het scenario dat de afgelopen jaren het meest is gebruikt voor diverse beleidsnota's op het terrein van klimaat en energie (o.a. Energiebesparingsnota, Uitvoeringsnota Klimaatbeleid).



Figuur 9.1 *Ontwikkeling van het WKK-vermogen (exclusief afvalverbrandingsinstallaties en WKK-kolenvermogen)*

Naast een lagere verwachting van het totale vermogen zal naar verwachting ook de inzet van dit vermogen veranderen. In de toekomst zal de inzetstrategie van WKK steeds meer worden bepaald door de prijzen op de elektriciteitsmarkt. Deze trend is nu al zichtbaar bij de bestaande WKK-installaties. Zowel de interviewresultaten als de jaarcijfers van het CBS geven deze trend aan. Als gevolg van de lage prijzen in de daluren worden WKK-installaties in de daluren stilgezet of teruggeregeld. De verwachting is dat ook in de toekomst deze trend doorzet omdat de dalprijzen zo laag blijven dat ze in veel gevallen de marginale kostprijs van elektriciteit uit WKK niet dekken.

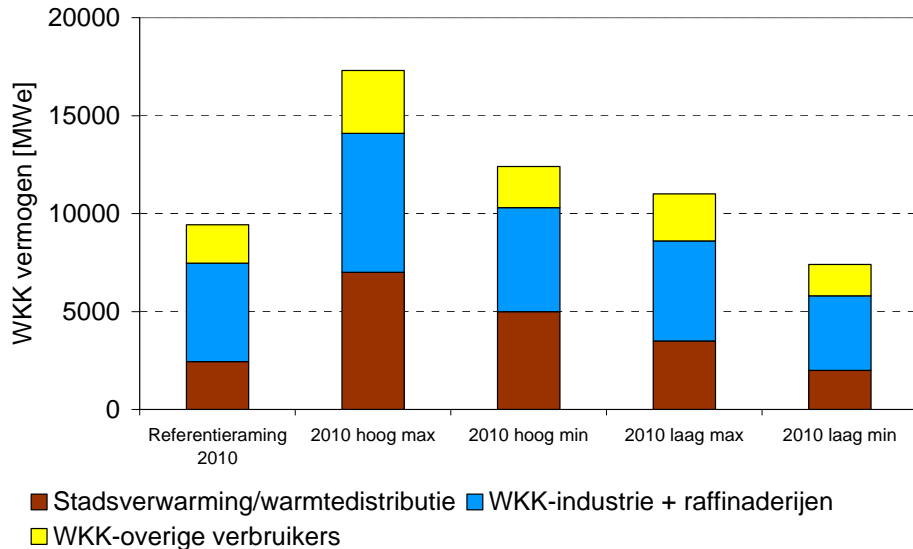
Uitgaande van het ingeschatte vermogen in 2010 en met inachtneming van de verwachte inzetstrategie van WKK, zal WKK 47 TWh bijdrage aan de elektriciteitsproductie. Hierbij is geen rekening gehouden met een structureel lagere bedrijfstijd voor WKK, aangezien wordt aangenomen dat het stimuleringsbeleid deze trend voorkomt. Gebruikmakend van dezelfde systeembenadering als toegepast in Hoofdstuk 3 voor het berekenen van de CO<sub>2</sub>-emissies, zal de extra CO<sub>2</sub>-reductie door WKK in 2010 circa 1,1 Mton CO<sub>2</sub> bedragen. Dit cijfer is dus gebaseerd op referentierendementen 55% (elektrisch) en 90% thermisch. Voor stadsverwarmingseenheden en industriële WKK zijn dezelfde referentierendementen gebruikt.

### 9.2.2 Vergelijking met voorgaande studie

In januari 2001 heeft ECN eveneens een toekomstverkenning van WKK uitgevoerd (Van Dril, 2001). Vergeleken met deze resultaten geeft de referentieraming een beeld dat overeenkomt met het lage (voor WKK ongunstige) scenario, zie Figuur 9.2.

Voor stadsverwarming en grootschalige warmtedistributie is de referentieraming minder optimistisch, voor het industrieel WKK-vermogen en het WKK-vermogen van de overige verbruikers geldt dat de resultaten van de referentieraming qua omvang overeenkomen met de scenario's hoog minimum en laag maximum.





Figuur 9.2 *Vergelijking resultaten referentieraming met ECN prognose januari 2001*

### 9.2.3 Onzekerheden

De groei van WKK-vermogen en inzet van bestaand WKK-vermogen zal, naast ontwikkelingen in de warmte- en stoomvraag, voor een groot deel afhangen van de concurrentiepositie van WKK. Deze concurrentiepositie wordt met name bepaald door ontwikkelingen van de aardgas- en elektriciteitsprijs.

In de referentieraming wordt uitgegaan van een daling van de gasprijs wat gunstig is voor WKK. De daadwerkelijke ontwikkeling van de gasprijs, komende veranderingen in de systematiek van gasprijzen en het geheel vrij komen van de elektriciteitsmarkt vormen in de praktijk echter nog onzekere factoren die de groei van het WKK-vermogen kunnen beïnvloeden.

In de referentieraming wordt uitgegaan van een lichte stijging van de elektriciteitsprijs na 2004, met name in de piekprijzen. Een stijging van de elektriciteitsprijs is gunstig voor WKK. In welke richting de elektriciteitsprijs zich daadwerkelijk gaat ontwikkelen zal mede afhangen van de ontwikkeling van de overcapaciteit en het klimaat op de Nederlandse c.q. Europese elektriciteitsmarkt, bijvoorbeeld met betrekking tot het uitoefenen van marktmacht.

## 9.3 Strategisch akkoord

In September 2002 zijn door ECN nieuwe berekeningen uitgevoerd om de effecten van het gewijzigd beleid (invoering MEP, afschaffing afdrachtkorting en Vamil) door te rekenen. Het nieuwe beleid leidt bij een (voorlopig) tarief van 2,1 ct/kWh tot een toename van het WKK-vermogen t.o.v. de Referentieraming met ongeveer 400 MW. De toename vindt vooral plaats bij grootschalige WKK in de industrie. Een belangrijk element daarin is de in het kader van de MEP geboden garantie voor ondersteuning gedurende 10 jaar.

De veronderstelde WKK-groei wordt enerzijds verklaard doordat de investeerder meer zekerheid wordt geboden (i.t.t. de afdrachtkorting voor WKK), anderzijds door een voor WKK iets gunstiger wordende verhouding tussen gas en elektriciteitsprijs. Ten opzichte van de referentieraming zorgt deze groei voor nog eens een extra CO<sub>2</sub>-reductie van + 0,2 Mton in 2010 (d.w.z. 1,3 Mton totaal).

Inmiddels is besloten dat ook het eigen gebruik van elektriciteit voor de MEP-subsidie in aanmerking komt. De consequenties hiervan zijn niet meegenomen in de resultaten van september 2002.

## REFERENTIES

CBS (2002): *De Nederlandse Energiehuishouding 2001*.

Eck, T. van, J.G. Rödel, A.H.M. Verkooijen (2002): *Binnenlands vermogen biedt onvoldoende zekerheid*, in *Energietechniek*.

Energiemanagement (2001 - 2002): Internet: [www.energiemanagement.net](http://www.energiemanagement.net). Diverse persberichten

Energiened (2001 - 2002): *Energie in Nederland 2001 en 2002*.

Ensoc Weekly (2001-2002): Diverse persberichten.

Lako, P, A.J. Seebregts (1998): *Characteristics of power generation options for the 21<sup>st</sup> century*, ECN-C--98-085, Petten, ECN.

Lange, T.J. de (2002): *Informatie over de regeling Milieuvriendelijke elektriciteitsproductie (MEP)*, colloquium dec 2002, ECN Petten.

Rijkers, F.A.M. et al. (2002): *Marktmonitoring warmtekrachtkoppeling in Nederland - Periode 1999 - juni 2001*, ECN-C--02-021.

Saint-Drenan, Y.M. (2002): *Wind power predictions analysis. Part. 1: TenneT imbalance price system. Development of a model for TenneT imbalance price*, ECN-I--02-010, Augustus 2002.

Tennet: Internet: [www.tennet.nl](http://www.tennet.nl)

Utilities (2001-2002): Diverse persberichten.

## BIJLAGE A TARIEVEN VOOR METER- EN AANSLUITDIENSTEN VAN ENBU B.V.

*Tabel A.1 Tarieven aansluitdienst 2002 - REMU Infra N.V. voor vrije gasafnemers*

Aansluitcapaciteit [m <sup>3</sup> /uur]	Tarief [Euro/jr]
< 10	12,6
10 - 16	13,2
16 - 25	28,8
25 - 40	30,6
40 - 65	31,8
65 - 100	171
100 - 160	217
160 - 250	354
250 - 400	487
400 - 650	548
650 - 1000	637
1000 - 1600	884
1600 - 2500	1150
2500 - 4000	1459
4000 - 6500	1875
6500 - 10000	2582
> 10000	Op aanvraag

*Tabel A.2 Tarieven meterdiensten 2002 - ENBU B.V. voor vrije gasafnemers*

Aansluitcapaciteit [m <sup>3</sup> /uur]	Tarief [Euro/jr]
< 6	14,4
6 - 10	14,4
10 - 16	28,2
16 - 25	51,6
25 - 40	56,4
40 - 65	112,2
65 - 100	138,6
100 - 160	145,2
160 - 250	190,8
250 - 400	283,2
400 - 650	421,8
650 - 1000	499,2
1000 - 1600	901,2
1600 - 2500	1243,8
2500 - 4000	1332
4000 - 6500	1513,8
>6500	Op aanvraag

## BIJLAGE B INTERVIEW EN ENQUETE

In deze bijlage is de begeleidende brief met de interviewvragen opgenomen en het enquêteformulier. Dit enquêteformulier is gelijk aan de enquête die vorig jaar is uitgestuurd voor de WKK-marktmonitoring over 1999 tot en met het eerste half jaar van 2001.

Onderwerp : Interview door ECN ten behoeve van marktmonitoring studie

Geachte mijnheer \_\_\_\_\_,

De Nederlandse WKK-exploitanten, vertegenwoordigd door COGEN en de Vereniging voor Energie- Milieu en Water (VEMW) en enkele energiebedrijven, hebben vorig jaar in overleg met het Ministerie van Economische Zaken vastgesteld:

- o dat een zorgvuldige monitoring van de marktsituatie van WKK-installaties nodig is om een gericht stimuleringsbeleid te voeren,
- o dat algemene veronderstellingen daarbij niet volstaan en het in kaart brengen van de specifieke omstandigheden van WKK-installaties nodig is.

Gezien met name dit laatst genoemde aspect wil ECN een aantal WKK-exploitanten interviewen. Deze interviews dienen om voor individuele situaties een helder, gekwantificeerd beeld te scheppen van de huidige financiële problematiek.

U heeft aangegeven bereid te zijn mee te werken aan deze interviews betreffende de door u geëxploiteerde WKK-installaties:

1) \_\_\_\_\_

2) \_\_\_\_\_

Het interview bestaat uit drie gedeeltes; het invullen van een enquête over fysieke en financiële gegevens van de WKK over de afgelopen 3 jaar, het evalueren van WKK-gegevens waarmee wordt gerekend door ECN en een aantal open (kwalitatieve) vragen betreffende de structuur van uw contracten voor met name gas, elektriciteit en warmte.

De enquête, de WKK-gegevens zoals beschikbaar bij ECN en de aanvullende open vragen zijn bijgevoegd aan deze brief en wij zouden u vriendelijk willen vragen om in ieder geval de enquête vooraf aan het interview voor zover mogelijk in te vullen.

Wij begrijpen dat de enquête deels vertrouwelijke bedrijfsinformatie betreft. Wanneer u er geen prijs opstelt om bepaalde gegevens in te vullen is dit ook niet nodig, wij verzoeken u dan deze specifieke vragen open te laten en u te concentreren op de overige vragen. Wij willen benadrukken dat we de gegevens vertrouwelijk zullen behandelen en dat de gegevens slechts op anonieme wijze gepubliceerd zullen worden. Op uw verzoek zullen wij de uiteindelijke rapportage van de door u verstrekte gegevens, ter goedkeuring aan u voorleggen.

Alvast hartelijk dank voor uw medewerking.

Hoogachtend,  
F.A.M. Rijkers  
ECN Beleidsstudies

## Onderdeel 1: Enquête

De enquête is elektronisch bijgevoegd op diskette. Voor gasmotoren geldt een andere versie dan voor overige WKK-technieken. Beide versies staan op de diskette.

De enquête beslaat de periode 1999 tot en met het eerste half jaar van 2002. Wij willen u vragen prioriteit te geven aan de meest recente jaren. De gegevens worden gevraagd in de oude Nederlandse gulden. Wanneer het invullen van de gegevens in Euro u voorkeur heeft, is dit geen probleem, wilt u dit dan wel duidelijk aangeven in de enquête?

## Onderdeel 2: ECN gegevens

ECN rekent in haar modellen met een aantal type WKK-technologieën (cases). Deze cases worden gekarakteriseerd door een aantal aannames o.a. betreffende het gemiddeld thermisch en elektrisch rendement, gemiddelde bedienings- en onderhoudskosten, de jaarlijkse draaiuren en cetera.

De WKK-installatie(s) die tijdens het interview met u worden belicht, komen het meest overeen met de volgende door ons gebruikte (gemiddelde) cases:

- 1) \_\_\_<WKK-installatie >\_\_\_\_\_ komt overeen met \_\_\_<ECN case, voluit> \_\_\_\_\_
- 2) \_\_\_<WKK-installatie >\_\_\_\_\_ komt overeen met \_\_\_<ECN case, voluit> \_\_\_\_\_

Graag zouden wij uw mening willen over onze voornaamste aannames aangaande deze cases:

## Onderdeel 3: Open vragen betreffende contractvormen

Graag zouden we een duidelijker beeld krijgen van de structuur en opzet van energiecontracten die worden opgesteld voor WKK. Dit betreft de contracten voor warmte, elektriciteit en gas. De volgende vragen c.q. onderwerpen zijn ons inziens relevant:

1. Betreft het één totaal geïntegreerd contract voor zowel gasinkoop als de verkoop van elektriciteit en warmte? Of is er voor elk product een apart contract?
2. Zijn (een aantal van) de lopende energiecontracten herzien sinds de liberalisering in werking is getreden (na 1998)?
3. Wat is het termijn van de contracten?
4. Hoe is de deal in het contract opgezet?
5. Verloopt de gasinkoop voor een bepaald percentage tegen een vaste commodityprijs? Hoe groot is dit percentage?
6. Verloopt de elektriciteitsverkoop via bilaterale contracten of via de APX?
7. In geval van bilaterale contracten: is de elektriciteitsverkoop (gedeeltelijk) gerelateerd aan de APX? Zo ja, voor welk gedeelte?
8. Hoe ziet het warmtecontract eruit? Hoe wordt de warmteprijs bepaald? Of is dit geïntegreerd met gasinkoop en/of elektriciteitsverkoop?
9. Hoe kan men, gezien de opzet van het contract, reageren op veranderende marktomstandigheden (zoals bijvoorbeeld prijsfluctuaties van gas en elektriciteit)? Of is dit niet of nauwelijks mogelijk?
10. Wordt hedging toegepast voor (onverwachte) hoge gasprijzen of juist lage inkomsten aan elektriciteit? Zo ja, op wat voor een manier?

Enquete WKK monitoring - 2002						
1	Wie beheert de installatie?	omcirkelen wat van toepassing is	joint venture	energiebedrijf	warmteafnemer	anders.....
2	Wat voor type installatie betreft het?	omcirkelen wat van toepassing is	gasturbine met afgasketel	STEG met bijstook	STEG zonder bijstook	tegendruk stoomturbine
3.1	Wat is het gemiddelde elektrisch vermogen van de installatie bij normaal bedrijf?	[MWe]				
3.2	Wat is dan het gemiddelde thermisch vermogen ?	[MWth]				
4.1	installatie, en hoeveel is in dat geval het thermisch vermogen?	[MWe] maximaal		[MWth]		
4.2	Wat is het maximale thermisch vermogen van de installatie, en hoeveel is in dat geval het elektrisch vermogen?	[MWth] maximaal		[MWe]		
5.1	In welk jaar is de installatie in bedrijf genomen?					
5.2	Hoe groot was de totale investering voor de installatie (exclusief overheidssteun)	[1000 €]				
5.3	Hoe groot was de investeringssteun van de overheid voor de installatie voor die totale investering? (EIA en voorlopers daarvan)	[1000 €]				
5.4	Over hoeveel jaar wordt de installatie afgeschreven?	[jaren]				
5.5	Is gebruik gemaakt van de VAMIL-regeling?	[ja/nee]				
5.6	Hoeveel bedroeg het aandeel vreemd vermogen ?	[1000 €]				
6	Op welk elektriciteitsnetniveau is de installatie aangesloten?	omcirkelen wat van toepassing is	a) HS: (380/220 KV)		e) Trafo MS/LS	
			b) TS: (150/110/50 KV)		f) LS: (230/400 V)	
			c) Trafo HS+TS/MS		g) anders nl. ....	
			d) MS: (20/12,5/10 KV)			
7	Op welk gasdrukniveau is de installatie aangesloten?	omcirkelen wat van toepassing is	a) HTL: 65-40 bar	b) RTL: 40-16 bar	c) 8 bar	d) 4 bar
		peak= ma tm vrijdag van 7.00-23.00 u	1999 (jaar)		2000 (jaar)	
		off-peak = rest van de uren	peak	off-peak	peak	off-peak
8	Aantal draaiuren van de installatie	[uren]				
9.1	Is de installatie teruggeregeld?	[ja/nee]				
9.2	Zo ja, hoeveel MWe (gemiddeld over periode)	[MWe]				
			1999 (jaar)		2000 (jaar)	
10.1	Aantal weken geplande stilstand	[weken]				
10.2	Aantal gevallen van ongeplande stilstand	[aantal gevallen]				
10.3	Gemiddelde hoeveelheid benodigd back-up vermogen bij stilstand van de installatie	[MWe]				
			1999 (jaar)		2000 (jaar)	
11.2	Totale gasverbruik installatie (cf vraag 14 NOVEM)	[mln m3 aardgas (eq)]				
11.2	Kosten gas t.b.v. de installatie	[1000 €]				
			1999 (jaar)		2000 (jaar)	
12.1	Totale elektriciteitsproductie installatie (cf vraag 20 NOVEM)	[MWh]				
12.2	Hoeveelheid elektriciteit geleverd aan het net (cf vraag 22 NOVEM)	[MWh]				
12.3	Opbrengsten van aan het net geleverde elektriciteit	[1000 €]				
12.4	Hoeveelheid elektriciteit niet geleverd aan het net (geconsumeerd op de lokatie zelf, cf vraag 21 NOVEM)	[MWh]				