

December 2002

ECN-C--02-021

MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING IN NEDERLAND

Periode 1999 - juni 2001

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

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 de mensen van de Vereniging voor Energie, Milieu en Water (VEMW), Cogen Nederland en specifiek de personen die zitting hebben in het WK platform bedanken voor hun medewerking aan deze studie. Daarnaast is dank verschuldigd aan de WKK-exploitanten die een waardevolle bijdrage hebben geleverd aan de enquête ten behoeve van deze monitoringstudie.

Deze studie is tijdens het tweede halfjaar van 2001 uitgevoerd. De voorliggende rapportage is geschreven en afgerond in januari 2002, ondanks dat de officiële publicatie van dit rapport gedateerd is op december 2002. De lezer dient er rekening mee te houden dat de inhoud van het rapport zodoende dateert uit 2001. Een concreet voorbeeld hiervan is dat alle financiële cijfers en prijzen gerapporteerd zijn in Nederlandse guldens.

Abstract

This report describes the financial position of existing Combined Heat and Power (CHP) units in the Netherlands. This description is based on information retrieved from the literature and on information obtained from market players (CHP operators). The study covers the period 1999 up to June 2001.

After the introduction in Chapter 1, an analysis of the Dutch prices and tariffs for gas, electricity and heat is given in Chapter 2. This analysis shows that electricity prices have decreased in the period 1999 - 2001 whereas gas prices have increased in that same period. This is due to the introduction of liberalisation on those markets. The heat prices are calculated according to avoided costs of heat production by a heat only boiler. Chapter 3 summarises the current production capacity of CHP in the Netherlands and the corresponding CO₂-emission reductions. The role and position of CHP in the Dutch electricity market as a whole and in the European market is discussed in Chapter 4. Chapter 5 gives an overview of the current policy instruments and incentives that apply to CHP in the Netherlands. In Chapter 6 a selection of six CHP types is made. These types are assumed to be representative for the different CHP units that exist in the Netherlands. Based on the energy prices described in Chapter 2 and using the effective financial instruments, the cost-effectiveness of these six standard CHP units is calculated in Chapter 7. This chapter shows the cost-effectiveness of these units based on the assumptions made by ECN and compares these with the cost-effectiveness based on information received by CHP operators. As the response to the enquiry was (unfortunately) very low, this comparison cannot be observed as being representative for all CHP units in the Netherlands. However, it gives an impression of the wide range that exists in cost-effectiveness within the same category of CHP types.

In 2003 a follow-up to this report will be published, covering the period of July 2001 up to June 2002.

INHOUD

SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	9
DEEL 1: MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING NEDERLAND - OVERZICHT	11
2. MARKTCONDITIES	13
2.1 Huidige gasprijzen en tarieven	13
2.1.1 Gastarieven gebonden afnemers	13
2.1.2 Gasprijzen en tarieven vrije afnemers	14
2.1.3 Heffingen op gas	15
2.1.4 Overzicht hoogte gasprijzen voor verschillende afnemers	16
2.2 Huidige elektriciteitsprijzen en tarieven	17
2.2.1 Commodityprijs van elektriciteit	17
2.2.2 Nettarieven	18
2.2.3 Heffingen op elektriciteit	19
2.2.4 Overzicht hoogte elektriciteitsprijzen voor verschillende afnemers	20
2.3 Warmteprijzen	20
2.3.1 Warmteprijs bij stoomlevering	21
2.3.2 Warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie	21
2.3.3 Warmwaterlevering met grootschalige warmtedistributie	22
2.3.4 Overzicht warmtewaardering	22
3. VERMOGEN, PRODUCTIE EN BESPARING WKK	23
3.1 Opgesteld WKK-vermogen	23
3.2 WKK-vermogen naar type	24
3.2.1 Grootschalig industrieel WKK	24
3.2.2 Kleinschalige WKK	25
3.2.3 Stadsverwarming en warmtedistributie	26
3.3 Elektriciteitsproductie WKK	26
3.4 Besparing en CO ₂ -emissiereductie WKK	27
3.4.1 Cijfers in perspectief	28
3.4.2 Besparingserosie	29
4. ELEKTRICITEITSVOORZIENING	31
4.1 Binnenland	31
4.2 Buitenland	32
4.3 De rol van WKK in de warmtevoorziening	33
4.3.1 Integratie van WKK in olieraffinageprocessen	33
5. STIMULERINGSBELEID WKK	34
DEEL 2: MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING NEDERLAND - INZICHT	37
6. BESCHRIJVING STANDAARDCASES WKK	39
6.1 Selectie standaardcases	39
6.2 Technische gegevens standaardcases en enquête	40
6.3 Kostengegevens standaardcases en enquête	42
6.4 Energieprijzen standaardcases en enquête	43
6.4.1 Gasprijzen	43
6.4.2 Elektriciteitsprijzen	43
6.4.3 Warmteprijzen	44
7. EXPLOITATIECONDITIES BESTAANDE WKK	45
7.1 Specificatie kostprijsberekening	45
7.1.1 Overige kapitaalkosten	46

7.2	Exploitatieresultaat standaardcases	46
7.2.1	Uitsplitsing kostprijs	49
7.3	Exploitatieresultaat enquêtecases	50
7.3.1	Prestatieverschil	51
7.3.2	Marktverschil	53
7.3.3	Vergelijking verschillende kostprijzen	55
7.4	Overige analyses	56
7.4.1	Effect eigen afname	56
7.4.2	Deellast draaien	57
	REFERENTIES	58
	DEEL 3: MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING NEDERLAND - BIJLAGEN	59
	BIJLAGE A GEREGLIEERDE MARGES GASPRIJZEN 2001	61
	BIJLAGE B ENQUETES	62
	BIJLAGE C LEVERINGSTARIEVEN ELEKTRICITEIT - GEBONDEN AFNEMERS	67
	BIJLAGE D CASE-SELECTIE	69
	BIJLAGE E WIJZIGINGEN RENDEMENT EN B&O-KOSTEN	70
	BIJLAGE F UITSPLITSING KOSTPRIJZEN STANDAARDCASES	72

SAMENVATTING

Het doel van deze rapportage is om de bedrijfseconomische positie van warmtekrachtkoppeling en de vooruitzichten op korte termijn te beschrijven. De nadruk ligt daarbij op de kosten en opbrengsten van bestaande WKK-installaties. Het rapport is een actualisering van eerder door ECN verricht onderzoek en richt zich op 1999, 2000 en de eerste helft van 2001. Deze samenvatting is toegespitst op de analyse van het exploitatieresultaat van WKK in 2001.

Gasprijzen

De brandstofprijzen voor WKK zijn in 2001 gestegen. Een belangrijke reden voor de stijging van de gasprijzen is de gestegen olieprijs, wat tot uiting komt in de G- en P-waarde. De P-waarde is meer dan verdubbeld ten opzichte van 1999. In de berekeningen voor 2001 zijn als G- en P-waarden respectievelijk 393 €/ton (865 gld/ton) en 184 €/ton (405 gld/ton) gebruikt. De stijging in prijs bij het vrijkomen op de gasmarkt is het grootst voor afnemers met een lage bedrijfstijd. Immers, het CDS is bedrijfstijdafhankelijk. Voor gebonden afnemers wordt het zone-tariefsysteem gebruikt zoals door Gasunie is vastgesteld. In 2001 wijken deze prijsformules enigszins af en is de marge op het tarief opgesplitst naar een marge voor transport en een marge voor levering.

Elektriciteitsprijzen

De commodityprijs van elektriciteit is voor het jaar 2001 gebaseerd op de forwardprijzen zoals deze in de maand November 2000 werden gepubliceerd. In deze commodityprijs is onderscheid gemaakt naar een prijs gedurende de zogenaamde peak en off-peak. Deze bedragen respectievelijk 5,2 €/kWh (11,4 gldct/kWh) en 1,6 €/kWh (3,3 gldct/kWh). De verkoopprijs van elektriciteit opgewekt door warmtekrachtkoppeling wordt 10% lager aangehouden dan deze forwardprijzen (zowel gedurende de peak als de off-peak). Deze verlaging fungeert als een risicopremie voor de leveringszekerheid van warmtekrachtkoppeling. Wanneer als back-up service elektriciteit moet worden ingekocht worden de commodityprijzen weer verhoogd met 10%. De nettarieven zijn gebaseerd op het gemiddelde nettarieef over alle netbeheerders uit het tweede kwartaal van 2001. Deze nettarieven worden gepubliceerd door DTe.

Warmtewaardering

De waardering van de warmte wordt gebaseerd op de vermeden productiekosten met behulp van een ketel. Het thermisch rendement van deze ketel kan verschillend zijn voor toepassingen met stoomproductie of warmwaterlevering. Voor de industrie is uitgegaan van een thermisch rendement van 90%, voor de tuinbouw van een thermisch rendement van 95%. In de warmtewaardering wordt geen rekening gehouden met een vaste kosten component aangezien in de analyse ook de investeringskosten van de ketel worden weggelaten.

Kostprijsberekening

Als belangrijkste indicator voor de marktpositie van WKK wordt de kostprijs per geproduceerde kWh gehanteerd. In deze kostprijs wordt uitgegaan van de exploitatie van bestaande installaties op korte termijn. In deze kostprijs worden in ieder geval de kosten en opbrengsten die direct samenhangen met het functioneren van de installatie meegenomen, te weten gaskosten; variabele en vaste bedienings- en onderhoudskosten; opbrengsten warmte; ver-

DISCLAIMER:

Zoals in de verantwoording is aangegeven zijn de financiële cijfers weergegeven in guldens. Alleen in de samenvatting zijn de cijfers omgerekend naar euro's.

meden netkosten over eigen afname elektriciteit; vermeden REB. Daarnaast wordt de rente op vreemd vermogen meegeteld. De kostprijs per geproduceerde kWh wordt vergeleken met de marktwaarde van de elektriciteit. De fiscale stimulering door afdrachtskorting van de REB wordt niet in de vergelijking meegenomen.

Standaardcases

Een groot aantal standaardcases van WKK is nader onderzocht om een beeld te krijgen van de bepalende factoren voor de bedrijfseconomische positie (d.w.z. de kostprijs). De grote lijnen worden in Tabel S.1 geschetst aan de hand van een zestal cases.

In de laatste twee kolommen zijn de kostprijzen per geproduceerde kWh vermeld en de waardering (opbrengst) van deze elektriciteit. Het verschil tussen deze twee getallen is het zogenoemde exploitatieresultaat. Uit de tabel is af te leiden dat de Gasturbine/AK in beheer van de warmteafnemer zelf (particulier) een relatief hoog exploitatieresultaat heeft. Twee van de zes cases hebben een negatief exploitatieresultaat. Merk op dat in de kostprijs geen rekening is gehouden met de kosten voor afschrijving c.q. aflossing. Wel is rekening gehouden met de rentelasten op het vreemd vermogen.

Tabel S.1 *Kostprijzen (excl. kapitaallasten) van zes relevante standaardcases van WKK*

Techniek	Beheer- vorm ²	Vollast uren	Vermogen [MW]	W/K	Senter rendement [%]	Eigen afname [%]	Kostprijs ¹		Elektriciteit waardering	
							[gldct/ kWh]	[€ct/ kWh]	[gldct/ kWh]	[€ct/ kWh]
Gasturbine/AK	JV	7500	7,5	1,6	58,4	25	8,48	3,85	7,04	3,19
Gasturbine/AK	Part.	7500	8,3	3,9	64,7	75	3,99	1,81	7,42	3,37
STEG/bijstook	JV	7500	28,3	0,8	62,9	25	6,98	3,17	7,04	3,19
STEG	JV	7500	47	0,6	59,5	25	7,84	3,56	7,04	3,19
STEG	JV	7500	250	0,7	62,9	25	6,80	3,09	7,04	3,19
Gasmotor tuind.	EBD	3500	0,35	1,5	70,0	0	7,05	3,20	9,46	4,29

¹ Exclusief afschrijving c.q. aflossing, exclusief 1,25 gldct/kWh afdrachtskorting <1000 GWh.

² JV = Joint venture, dan wel 100% energiebedrijf (EBD), Part. = Particulier beheer.

Enquête

In het kader van de monitoring is ook een geanonimiseerde enquête uitgevoerd bij bedrijven die WKK exploiteren. Daarmee wordt beoogd de representativiteit van de standaardcases te toetsen, zowel in omvang als in eigenschappen, en meer inzicht te krijgen in de spreiding. Voor de gasmotoren (tuinders en niet-tuinders) zijn alleen installaties onder beheer van het energiebedrijf geënquêteerd. Voor de zes eerder genoemde standaardcases is in Tabel S.2 aangegeven hoeveel respons op de enquête is geweest in aantal installaties en in vermogen.

De tabel laat ook per case het gemiddelde exploitatieresultaat uit de enquête zien, dit exploitatieresultaat kan worden vergeleken met het exploitatieresultaat van de standaardcases. De laatste drie kolommen geven dit verschil aan. Daarbij is tevens een splitsing gemaakt tussen externe en interne factoren. De externe factoren worden aangeduid met marktverschil, de interne met prestatieverschil. De enquête moet voor afzonderlijke cases met zeer veel voorbehoud worden geïnterpreteerd. De respons betreft bij grootschalige WKK slechts 3-5 gevallen per case. Het is daarom niet zeker welke conclusies getrokken kunnen worden met betrekking tot de representativiteit van de enquête dan wel de standaardcases.

Tabel S.2a *Respons op de enquête en de exploitatieresultaten (excl. kapitaallasten) standaardcases versus enquête [gldct/kWh]*

Techniek	Beheer	Respons enquête		Exploitatieresultaat [gldct/kWh]		Verschil in exploitatie [gldct/kWh]		
		Aantal [MW]		Standaardcase ¹	Enquête ²	Totaal	Prestatie	Markt ²
Gasturbine/AK	JV	5	24	-1,4	-0,9	0,5	-8,1	8,5
Gasturbine/AK	Part	4	28	3,4	6,6	3,2	3,2	-0,1
STEG/bijstook	JV	4	178	0,1	-2,1	-2,2	-2,5	0,3
STEG	JV	2	106	-0,8	-3,1	-2,3	-2,3	0,0
STEG	JV	4	1090	0,2	-1,0	-1,2	-1,2	0,0
Gasmotor tuind.	EBD	369	182	2,4	-2,0	-4,4	-3,7	-0,7

¹ Exclusief 1,25 gldct/kWh afdrachtskorting <1000 GWh.

² Voor zover kostengegevens niet zijn opgegeven wordt uitgegaan van met algemene uitgangspunten betreffende gas- en elektriciteitsprijzen en warmtewaardering, het marktverschil is dan per definitie nul.

Tabel S.2 b *Respons op de enquête en de exploitatieresultaten (excl. kapitaallasten) standaardcases versus enquête [€/kWh]*

Techniek	Beheer	Respons enquête		Exploitatieresultaat [€/kWh]		Verschil in exploitatie [€/kWh]		
		Aantal [MW]		Standaardcase ¹	Enquête ²	Totaal	Prestatie	Markt ²
Gasturbine/AK	JV	5	24	-0,6	-0,4	0,2	-3,7	3,9
Gasturbine/AK	Part	4	28	1,5	3,0	1,5	1,5	-0,0
STEG/bijstook	JV	4	178	0,1	-0,1	-1,0	-1,1	0,1
STEG	JV	2	106	-0,4	-1,4	-1,0	-1,0	0,0
STEG	JV	4	1090	0,1	-0,5	-0,5	-0,5	0,0
Gasmotor tuind.	EBD	369	182	1,1	-0,9	-2,0	-1,7	-0,3

¹ Exclusief 0,57 €/kWh afdrachtskorting <1000 GWh.

² Voor zover kostengegevens niet zijn opgegeven wordt uitgegaan van met algemene uitgangspunten betreffende gas- en elektriciteitsprijzen en warmtewaardering, het marktverschil is dan per definitie nul.

Marktverschil

Het marktverschil betreft de externe condities voor een specifieke WKK-installatie. Het betreft de inkoopkosten voor gas, de elektriciteitsprijzen en nettarieven en de waardering voor geleverde warmte. Circa 70% van de respondenten heeft geen opgave van deze gegevens. In dat geval is bij het marktverschil nul aangegeven, de enquêteresultaten geven op dit punt onvoldoende specifieke informatie. In het algemeen bestaan volgens WKK-exploitanten tussen gaskosten en elektriciteitsprijzen geen grote verschillen met de aannamen voor de standaardcases. De warmtewaardering wijkt soms sterk af, zowel in positief als negatief opzicht. Dit is het gevolg van specifieke contractbepalingen.

Prestatieverschil

De bedrijfsvoering, de technische prestaties en de bedienings- en onderhoudskosten zijn de factoren die het prestatieverschil van een WKK-installatie bepalen. Tabel S.3 vergelijkt de technische prestaties waarvan is uitgegaan voor de zes cases met de gemiddelde resultaten uit de enquête. De laatste kolom van deze tabel laat zien dat de in de enquête opgegeven B&O-kosten meestal hoger zijn dan in de standaardcases is aangehouden. De bedrijfsvoering, uitgedrukt in vollasturen stemt redelijk overeen met de aannamen van de standaardcases. Een belangrijk verschil is de efficiency van de installaties, deze is tot 12% punten minder dan in de standaardcases. Dit heeft een groot nadelig effect op de opbrengsten voor warmte en kracht. De enquête geeft om deze reden een veel ongunstiger beeld dan de standaardcases.

Tabel S.3 *Vergelijking van de technische prestaties van de enquêtes met de standaardcases*

Techniek	Vermogen [MW]	Realisatie Senter-rendement [% punten minder]	Vollasturen Enquête/standaard [%]	B&O-kosten Enquête/standaard [%]
Gasturbine/AK	7,5	12	93	204
Gasturbine/AK	8,3	2	107	66
STEG/bijstook	28,3	1	108	108
STEG	47	5	102	109
STEG	250	5	82	229
Gasmotor tuind.	0,35	3	105	127

Effect eigen afname

In Tabel S.4 is voor de zes cases aangegeven hoe groot het voordeel voor eigen gebruik in centen per kWh geproduceerd is. Dit voordeel wordt berekend uit de vermeden netkosten over het eigen verbruik plus de vermeden REB over het eigen gebruik. De kosten voor de aansluiting op het net (jaarlijkse aansluitkosten, vastrecht) plus de kosten die gemaakt worden wanneer als back-up gebruik wordt gemaakt van het net gelden ook bij eigen afname. Ook de REB wordt in deze back-up kosten meegenomen. Het voordeel als gevolg van de z.g. niet marktconforme kosten waarmee voorheen werd gerekend is niet langer van toepassing, aangezien dit niet geëffectueerd is door het Ministerie van Economische Zaken. In de laatste kolom is het voordeel van netlevering opgenomen tengevolge van de afdrachtkorting, eveneens berekend over de totale elektriciteitsproductie.

Tabel S.4 *Voordeel uit eigen afname elektriciteit en voordeel van de afdrachtkorting in 2001*

Techniek	Vermogen [MW]	Eigen afname [%]	Spannings niveau	Jaar	Voordeel eigen gebruik		Afdrachtkorting	
					[gldct/kWh]	[€ct/kWh]	[1,25 gldct/kWh]	[0,57 €ct/kWh]
Gasturbine/AK	7,5	25	MS	2001	0,43	0,20	0,00	0,00
Gasturbine/AK	8,3	75	MS	2001	0,89	0,40	0,31	0,14
STEG/bijstook	28,3	25	MS	2001	0,26	0,12	0,94	0,43
STEG	47	25	MS	2001	0,24	0,11	0,00	0,00
STEG	250	25	HS	2001	-0,07	0,03	0,67	0,30
Gasmotor tuind.	0,35	0	MS	2001	0,00	0	1,25	0,57

Alleen in piekuren draaien

Indien negatieve exploitatie voor daluren optreedt, kan het aantrekkelijk zijn de WKK in de daluren terug te regelen, stopzetten is voor grotere STEGs niet goed mogelijk. Voor WKK in de industrie heeft terugregelen ook nadelen: de efficiency vermindert en de gasafname wordt onregelmatiger. Uit de enquêtes blijkt dat terugregelen in de daluren voorkomt bij 9 van de industriële gevallen en bij de gasmotoren (nog) niet. Door terugregelen is het elektrisch WKK-vermogen bij de enquêtegevallen van 2000 op 2001 met 162 MW vermindert op 1813 MW. Dit terugregelen heeft een effect tussen 0 en 6% punten op het Senter-rendement.

1. INLEIDING

Warmtekrachtkoppeling (WKK) speelt in Nederland een belangrijke rol in het energiebesparingsbeleid. Als reactie op de gesignaleerde problemen voor warmtekrachtkoppeling in een geliberaliseerde energiemarkt (Van Dril, 1999) heeft de Minister van Economische Zaken in oktober 2000 een pakket met stimuleringsmaatregelen voor warmtekrachtkoppeling geformuleerd. In juni 2001 heeft nog een intensivering plaatsgevonden van dit pakket. Zowel voor bestaande als nieuwe warmtekrachtkoppeling is de economische positie sterk afhankelijk van de marktcondities. Daarom heeft het Ministerie van Economische Zaken aan ECN Beleidsstudies opdracht gegeven tot het monitoren van de marktsituatie van warmtekrachtkoppeling en de kosteneffectiviteit van WKK in het algemeen. De monitoring van de marktcondities van warmtekrachtkoppeling in Nederland is een jaarlijks terugkerende activiteit, als aanvulling op de technische monitoring door Novem.

Het doel van deze rapportage is om de huidige bedrijfseconomische positie van warmtekrachtkoppeling te beschrijven. De nadruk ligt daarbij op de kosten en opbrengsten van bestaande WKK-installaties. Het rapport is een actualisering van eerder onderzoek in 1999, 2000 en de eerste helft van 2001.

De informatie die gebruikt is voor deze monitoring is grotendeels verkregen via de marktpartijen zelf¹ en via DTe en Novem. De informatie die gevraagd werd van de marktpartijen bestaat uit gegevens over de werkelijke bedrijfsvoering, de exploitatiekosten en de inkomsten van een WKK-installatie. Via een geanonimiseerde enquête onder een groot aantal WKK exploitanten is bovendien geprobeerd deze informatie voor afzonderlijke installaties te verkrijgen. Informatie over energietarieven en prijzen is via DTe verkregen en via Novem is informatie over het opgesteld vermogen en de gerealiseerde besparing verkregen.

Leeswijzer

De Hoofdstukken 2 tot en met 5 geven een overzicht van de omgeving van WKK in Nederland en vormen gezamenlijk het eerste deel van de rapportage. Hoofdstuk 2 beschrijft de energieprijzen en transporttarieven in 1999, 2000 en 2001, die relevant zijn voor warmtekrachtkoppeling: gas, elektriciteit en warmte. De aandacht richt zich hierbij op de structuur en de hoogte van de tarieven voor verschillende typen afnemers. Hoofdstuk 3 geeft een overzicht van het opgestelde WKK-vermogen in Nederland. Omdat het uiteindelijk draait om de besparing door WKK worden ook de werkelijke productie en de gerealiseerde energiebesparing besproken. Hier worden verschillende bronnen met elkaar vergeleken omdat de rapportage over productie en besparing door verschillende instanties nog niet consistent is. In Hoofdstuk 4 wordt de marktpositie van WKK in een bredere context geplaatst. Deze positie wordt immers in belangrijke mate bepaald door concurrerend elektrisch productievermogen op de nationale en internationale elektriciteitsmarkt. Hoofdstuk 5 gaat in op het huidige stimuleringsbeleid dat op WKK van toepassing is.

In het tweede deel van de rapportage ligt het accent op de financieel economische analyse van WKK op installatieniveau. Voor het analyseren van de exploitatiecondities van WKK is een selectie gemaakt van een aantal typen WKK-installaties. De selectie van deze zogenaamde standaardcases wordt toegelicht in Hoofdstuk 6. Ook worden de technische en financiële gegevens van deze cases besproken en vergeleken met de gegevens afgeleid uit de enquêtes die zijn uitgezet voor het verkrijgen van marktinformatie. Gebruikmakend van de informatie uit voorgaande hoofdstukken worden in Hoofdstuk 7 de exploitatiecondities van bestaande WKK besproken. Hierbij wordt een vergelijking gemaakt tussen de exploitatie-

¹ WK Platform, gecoördineerd door Cogen Nederland te Driebergen.

condities op basis van informatie van de standaardcases en op basis van informatie afgeleid uit de enquêtes.

Vooralsnog eindigt de rapportage met de bespreking van de exploitatiecondities van bestaande WKK. In 2003 zal een aanvullende rapportage worden uitgebracht met resultaten over het hele jaar 2001 en het eerste half jaar van 2002. In deze aanvullende rapportage zal ook een toekomstvisie op de investeringscondities voor nieuwe WKK worden opgenomen en de daaruit voortkomende groeiverwachtingen van WKK tot 2010. Deze analyse vindt plaats aan de hand van mogelijke ontwikkelingen op de energiemarkten die van invloed zijn op WKK.

DEEL 1: MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING
NEDERLAND - OVERZICHT

2. MARKTCONDITIES

Het exploitatieresultaat van een WKK-installatie wordt in belangrijke mate bepaald door de energieprijzen en de hoogte en structuur van de transporttarieven. De energieprijzen en transporttarieven spelen op drie manieren een rol. Ten eerste gaat het om de prijs die betaald wordt voor aardgas dat de WKK-installatie in gaat, ten tweede om de waardering van de geproduceerde elektriciteit en ten derde om de waarde van de geproduceerde warmte. In Paragraaf 2.1 worden de gasprijzen en tarieven besproken en in Paragraaf 2.2 de prijzen en tarieven van elektriciteit. Dit hoofdstuk eindigt met een toelichting van de warmtewaardering in Paragraaf 2.3.

2.1 Huidige gasprijzen en tarieven

De openstelling van de Nederlandse gasmarkt verloopt gefaseerd. Vóór het jaar 2000 waren alleen de afnemers met een afname boven de 50 miljoen m³ vrij hun gasleverancier te kiezen. Sinds 2000 is deze grens verschoven naar 10 miljoen m³ en vanaf 2002 zullen ook afnemers met meer dan 1 miljoen m³ gasverbruik vrij komen. In 2004 komen alle afnemers vrij. Voor gebonden klanten gelden gereguleerde tarieven voor zowel de commodity (d.w.z. het geleverde gas) als het transport. Voor de vrije afnemers geldt dat de prijs voor de commodity en het transport bepaald wordt door de markt.

In Paragraaf 2.1.1 zullen de tarieven voor gebonden klanten worden toegelicht zoals die in deze studie worden berekend. Het tariefsysteem dat door Gasunie in 1999 is ontwikkeld voor de vrije afnemers wordt uitgelegd in Paragraaf 2.1.2. In Paragraaf 2.1.3 worden de heffingen die op gas van toepassing zijn beschreven. In Paragraaf 2.1.4 volgt een overzicht van de gasprijzen voor verschillende verbruikerscategorieën zoals die in deze studie worden gehanteerd.

2.1.1 Gastarieven gebonden afnemers

Zonetarief

In 1999 en 2000 geldt voor de gebonden afnemers nog de oude tariefstelling van Gasunie met het zonetarief. Deze prijs van gas wordt bepaald door het zogenoemde marktwaarde-principe. Dit wil zeggen dat de prijs van gas substituten bepalend is voor de aardgasprijs. Zodoende koppelt het zonetarief de aardgasprijs direct aan de olieprijs. Voor de grootverbruikers is de prijs gekoppeld aan de zware stookolie via de Platt's notering, i.e. de P-waarde. Deze P-waarde wordt afgeleid van de gemiddelde stookolieprijs over een bepaalde periode.² Voor de kleinverbruikers is de gasprijs gekoppeld aan de huisbrandolie via de G-waarde.

Het zonetarief bestaat, zoals de naam al aangeeft, uit een aantal zones die zich onderscheiden op basis van het consumptieniveau. Elke afnemer doorloopt qua consumptie en bijbehorende prijs de achtereenvolgende zones.

Tabel 2.1 laat de verschillende zones met bijbehorende prijsformules zien. Voor WKK-installaties en tuinders gelden speciale gastarieven. Voor dit speciale tarief komen alleen WKK-installaties in aanmerking met minimaal 60 kW_e aan elektrisch vermogen en een minimaal totaal rendement van 75%.

² Als olieprijs wordt de Platt's notering voor zware stookolie met 1% zwavel gehanteerd plus f 48 voor de accijns, handels- en transportkosten. De P-waarde toegepast in het zonesysteem wordt per kwartaal afgeleid van de gemiddelde stookolieprijs over de laatste twee voorgaande kwartalen. Voor tuinders wordt de P-waarde berekend op basis van de twaalf voorgaande maanden.

Tabel 2.1 *Prijsformules zonetarief*

Zone 1999	Consumptie [m ³]	Prijsformule [gldct/m ³]
A	< 170.000	G/500 × 37,2 + 1,7
B	170.00 - 3 mln.	P/500 × 38,2 + 7,35
C	3 mln. - 10 mln.	P/500 × 38,2 + 3,6
D	10 mln. - 50 mln.	P/500 × 38,2 + 1,8
E	> 50 mln.	P/500 × 36,3 + 1,75
Tuinders*		Pt/500 × 38,2 + 7,05
WKK		P/500 × 38,2 + 1,8
WKK bij tuinders		P/500 × 38,2 + 2,8

* Dit tarief is sinds 1 februari 1999 van kracht voor tuinders met een afname groter dan 30.000 m³

Sinds 2001 is het aardgastarief voor gebonden afnemers aangepast. Als gevolg hiervan worden de maximale marges voor de regionale gastransportbedrijven vastgesteld door de DTe, gesplitst in een transportdeel en een leveringsdeel. Deze marges zijn gestructureerd volgens het bekende zonesysteem. Voor de hoogte van de marges is in deze studie uitgegaan van gemiddelde tarieven gepubliceerd voor het tweede kwartaal 2001 door Essent Energie Noord, Nuon, Eneco Midden Holland en Remu. Deze tarieven zijn opgenomen in Bijlage A.

Distributiekosten

De inkoopprijs van de energiebedrijven in 2001 voor gebonden afnemers wordt nog gebaseerd op het oude zonesysteem waarbij de prijsformules op een aantal punten zijn aangepast. De exacte inkoopsprijzen van Gasunie voor energiebedrijven zijn echter niet openbaar. De prijsformules die in deze studie worden gebruikt zijn afgeleid uit de tariefstelling van Nuon.³ In verband met vertrouwelijkheid zijn deze formules niet opgenomen in de rapportage. De verandering ten opzichte van de prijsformules van voorgaande jaren is niet groot.

2.1.2 Gasprijzen en tarieven vrije afnemers

Commodity/Dienstensysteem

In 2000 zijn de eerste gasafnemers vrij gekomen in de keuze van hun gasleverancier. Dit gaf voor Gasunie (al in 1999) de aanleiding om een nieuw tariefsysteem te ontwikkelen voor deze vrije afnemers; het Commodity Diensten Systeem (CDS).⁴ Dit gasprijzensysteem splitst de prijs op in een commodityprijs per afgenomen m³ en tarieven voor het gebruik van de gasinfrastructuur. In deze studie is aangenomen dat de prijzen voor vrije afnemers in 2000 en 2001 bepaald worden door dit systeem.⁵ Deze subparagraaf bespreekt hoe de twee componenten van de gasprijs worden berekend.

De eerste component is de prijs voor het goed (gas), oftewel de commodity. Het CDS koppelt de commodityprijs aan de olieprijs⁶ via de volgende prijsformule:

$$\frac{37,4}{500} \times P - 0,8$$

³ Via Teus van Eck, Nuon.

⁴ Het CDS is inmiddels gewijzigd op een aantal punten, met name voor wat betreft de transportcomponent. De splitsing in commodity en diensten en de bedrijfstijdcomponent worden hier ongewijzigd verondersteld.

⁵ Voor vrije gasafnemers is het mogelijk hun commodity in te kopen van een andere leverancier dan Gasunie. Voor het transport en services blijven de afnemers in 2000 en 2001 afhankelijk van Gasunie.

⁶ Sinds 1 januari 2001 wordt de P-waarde gebruikt in het CDS gebaseerd op de gemiddelde stookolieprijs over het afgelopen kwartaal, deze P-waarde wijkt dus af van de P-waarde in het zonetarief voor 2001.

De kosten voor het gebruik van de gasinfrastructuur worden in het CDS kosten voor 'diensten en services' genoemd. Het CDS maakt deze kosten afhankelijk van de bedrijfstijd van de gasafname en de afstand van de afnemer tot de entrypoints van het Gasunie-net. Uitgaande van de gemiddelde afstand van een afnemer tot de entrypoints kan de volgende formule worden afgeleid voor dit tarief in centen per m³ (voor een meer gedetailleerde beschrijving zie van Dril et al., 1999):

$$\frac{(30000 + 5000 * RTLfactor)}{bedrijfstijd} - \frac{26600}{8000}$$

De RTL-factor⁷ geeft het deel van het RTL-tarief aan dat in rekening wordt gebracht. Deze factor kan variëren tussen 0,1 en 1, onder andere afhankelijk van het afnamepatroon en de locatie van de afnemer. Sinds 1 januari 2001 heeft Gasunie deze tariefcomponent met 6,5% verlaagd.

In deze studie zal het CDS berekend worden met de twee bovenstaande componenten, het systeem biedt echter een aantal opties zoals het contracteren van incidentele capaciteit of uurflexibiliteit, waarmee in bepaalde gevallen aanzienlijke voordelen zijn te behalen. De berekening van dergelijke voordelen is in deze studie achterwege gelaten vanwege het detailniveau van deze studie.

Distributiekosten

Tot en met 2001 zijn slechts afnemers met een verbruik groter dan 10 miljoen m³ vrij. Aangenomen wordt dat deze afnemers direct aangesloten zijn op het hogedruknet en daarom geen overige distributiekosten berekend krijgen.

2.1.3 Heffingen op gas

In het kader van de Wet Belastingen op Milieugrondslag wordt de gasprijs verhoogd met brandstoffenbelasting (BSB). Naast de BSB is het verbruik van aardgas ook belast met de Regulerende Energie Belasting (REB). De hoogte van deze belastingen is afhankelijk van het jaarverbruik. Tabel 2.2 geeft een overzicht voor de jaren 1999, 2000 en 2001. Sinds 1999 geldt voor de levering van gas aan de glastuinbouw een aangepast REB-tarief. Op gas bestemd voor warmtekrachtkoppeling is geen REB van toepassing en vanaf 2001 ook geen BSB.

Tabel 2.2 *REB (excl. BTW)*

Consumptie [m ³]	REB [gldct/m ³]			REB-tuinbouw [gldct/m ³]		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001
0-800	0	0	26,5	0	0	0,1
800-5000	15,98	20,82	26,5	0	0,1	0,1
5000-170.000	10,44	11,44	12,38	0	0,05	0,05
170.000-1 mln	0,71	1,54	2,3	0	0,009	0,009
1 mln-10 mln	0	0	0	0	0	0
> 10 mln	0	0	0	0	0	0

⁷ RTL staat voor regionaaltransportleiding.

Tabel 2.3 *BSB (excl. BTW) [gldct/m³]*

Consumptie [m ³]	1999	2000	2001
0-10 mln	2,20	2,24	2,28
> 10 mln	1,44	1,46	1,49

Voor huishoudens is tenslotte 17,5% en vanaf 1 januari 2001 19% BTW van toepassing. De BTW-heffing geldt voor alle prijscomponenten, ook de REB-heffing.

2.1.4 Overzicht hoogte gasprijzen voor verschillende afnemers

Tabel 2.4 geeft een overzicht van de gasprijzen voor verschillende eindverbruikers voor de jaren 1999, 2000 en 2001. Voor gebonden klanten zijn de hoogte van de verschillende zones in het verbruik opgenomen. Afhankelijk van de uiteindelijke gasafname valt een verbruiker in één of meerdere opeenvolgende tariefzones. Voor vrije klanten vervalt de zoning van tarieven, zij betalen één prijs over hun hele verbruik op basis van het CDS.

Tabel 2.4 *Ontwikkeling gasprijzen voor eindverbruikers*

Eindtarieven voor gas bij verschillende bedrijfstijden inclusief BSB en REB [gldct/m ³]				
Zone [m ³]	Bedrijfstijd	1999	2000	2001
Kleinverbruikers				
< 800		46,1	60,5	88,9
800-5000		64,9	85,0	88,9
Middelgrootverbruikers				
5000-170.000		49,7	63,0	59,9
170.000-1 mln		25,6	38,1	43,1
Grootverbruikers				
1 - 3 mln		24,9	36,6	40,8
3 - 10 mln		21,2	32,8	38,1
10 - 50 mln		18,6		
> 50 mln		16,3		
CDS (> 10 mln)	4000		32,5	34,9
	7500		28,4	31,1
Tuinders ²		24,6	32,3 ¹	40,8 ¹
WKK		17,2	28,8	33,9
WKK-tuinders		18,1	25,8	34,7

¹ Sinds 1 januari 2000 betalen tuinders een speciaal, laag REB-tarief. Om de tabel overzichtelijk te houden is dit hier niet weergegeven. De hoogte van de REB voor tuinders is weergegeven in Tabel 2.2.

² Het speciale tuinders tarief geldt voor tuinders met een jaarlijkse afname van 30.000 m³ of meer.

Een belangrijke reden voor stijging van de gasprijzen is de gestegen olieprijs die tot uiting komt in de G- en P-waarde die in de tarieven worden gebruikt (zie Tabel 2.5). De stijging in prijs bij het vrijkomen op de gasmarkt is het grootst voor afnemers met een lage bedrijfstijd. Immers, het CDS is bedrijfstijdafhankelijk.

Tabel 2.5 *Gemiddelde G en P-waarde (bron: Energiebeursbulletin)*

[gld/ton]	1999	2000	2001
G-waarde huishoudens	474,75	639,60	864,86
P-waarde industrie	201,38	353,25	405,11
P-waarde tuinders	200,44	300,76	408,28
P-waarde CDS	n.v.t.	n.v.t.	390,05

2.2 Huidige elektriciteitsprijzen en tarieven

Elektriciteit komt op twee manieren terug in de kostprijsberekening van een warmtekrachtinstallatie: als opbrengst van aan het net geleverde elektriciteit en als vermeden kosten van ingekochte elektriciteit.

Als gevolg van de Elektriciteitswet (1998) zijn vanaf 1999 afnemers met een elektrisch vermogen van 2 MW of groter vrije klanten. Vanaf 1 januari 2002 geldt dit ook voor de afnemers met een vermogen kleiner dan 2 MW (en een aansluitwaarde groter dan 3×80 Ampère). Tot die tijd is deze groep afnemers gebonden klant.

De eindverbruikersprijzen voor zowel gebonden als vrije afnemers bestaat sinds 1 januari 2000 uit drie componenten.⁸ De eerste component is de prijs van het goed (*i.e.* elektriciteit) en wordt commodityprijs (voor gebonden afnemers ook wel leveringstarief) genoemd. De tweede component heeft betrekking op de transportdienst en overige diensten die de netbeheerder levert. Dit noemen we de nettarieven. De derde component bestaat uit de heffingen door de overheid.

In de vrije elektriciteitsmarkt vindt hoofdzakelijk concurrentie plaats op de productie en levering van de commodity. De transportdienst en overige diensten worden door DTe gereguleerd. De levering aan en teruglevering door gebonden klanten is eveneens door DTe gereguleerd.

In Paragraaf 2.2.1 wordt de commodityprijs besproken. In Paragraaf 2.2.2 wordt een overzicht gegeven van de nettarieven. Paragraaf 2.2.3 behandelt de heffingen door de overheid en Paragraaf 2.2.4 geeft tenslotte een overzicht van de elektriciteitsprijzen in de periode 1999-2001.

2.2.1 Commodityprijs van elektriciteit

In Tabel 6 van de volgende paragraaf zijn de hoogtes van de commodityprijzen weergegeven zoals deze gebruikt worden in deze studie. Deze paragraaf is een onderbouwing van deze commodityprijzen. De prijzen zijn verschillend voor vrije afnemers en gebonden afnemers.

Vrije afnemers

De prijs voor de commodity, dat wil zeggen voor het product elektriciteit, komt op een liberale elektriciteitsmarkt tot stand door vraag en aanbod. Hoewel de commodityprijs voor elektriciteit dan niet langer direct voortvloeit uit de onderliggende kosten, zijn kosten toch bepalend voor de hoogte van de elektriciteitsprijs. Een relevant onderscheid dat hierbij gemaakt kan worden is het verschil tussen marginale kosten en vaste kosten. Marginale kosten zijn de kosten voor het in werking hebben van de elektriciteitscentrale, met name de brandstofkosten. De vaste kosten zijn die kosten die blijven bestaan wanneer de elektriciteitscentrale geen vermogen levert.

In deze studie zijn voor 2001 de jaarlijkse forwardprijzen zoals gepubliceerd in November 2000 gebruikt.⁹ Op de Nederlandse markt wordt gehandeld in jaarlijkse, kwartaal, maand en week forwards. Hier is gekozen voor de prijs van jaar forwards waarvan de prijs niet seizoensafhankelijk is. Forwardprijzen die gebaseerd zijn op kortere perioden zijn daarentegen wel seizoensafhankelijk. Deze prijzen zullen in de winterperiode hoger zijn dan in de zomer. Voor 1999 en 2000 zijn geen forwardprijzen beschikbaar daarom zijn de commodity-

⁸ In 1999 bestonden er nog geen aparte nettarieven.

⁹ Deze forwardprijzen zijn afkomstig uit de European Power Daily, verkregen via Essent Trading.

prijzen voor deze jaren bepaald op basis van het Protocol.¹⁰ Verondersteld is, dat de waarde van een kWh elektriciteit die een vrije warmtekrachtinstallatie elektriciteit verkoopt aan derden, gelijk is aan de commodityprijs minus een korting van 10% vanwege de lagere leveringszekerheid die een warmtekrachtinstallatie kan bieden. Voor het eigen gebruik van geproduceerde elektriciteit geldt deze korting niet. Voor de inkoop van back-up elektriciteit wordt gerekend met een toeslag van 10% als compensatie voor het korte tijdsbestek waarin de levering moet worden afgehandeld.

Gebonden afnemers

De commodityprijzen voor gebonden afnemers (leveringstarieven) worden driemaandelijks vastgesteld door de Minister van Economische Zaken en gereguleerd door DTe. Het is de bedoeling van de Elektriciteitswet 1998 dat de gebonden afnemers in vergelijking met de vrije afnemers niet worden benadeeld. In de wet is zelfs vastgesteld dat gebonden afnemers in gelijke mate moeten profiteren van de voordelen die behaald worden op de vrije markt. Anders zouden bedrijven hun goedkoopste contracten voor vrije afnemers kunnen reserveren en de gebonden afnemers laten opdraaien voor de kosten van hun duurste contracten. Hiertoe is een systeem van maatstafconcurrentie van inkoopkosten (inclusief brandstof) ontwikkeld waarin energiebedrijven worden gestimuleerd om efficiënt in te kopen en hun kosten nauwkeurig op te geven. DTe controleert hiertoe de inkoopkosten die een vergunninghouder maakt voor de gebonden afnemers. Deze inkoopkosten baseert DTe voor 50% op de werkelijk inkoopkosten van de vergunninghouder zelf en voor 50% op de gemiddelde inkoopkosten van alle energiebedrijven. Dit laatste vormt de sectormaatstaf.

Voor de berekeningen in deze studie wordt het ongewogen gemiddelde van de energiebedrijven als leveringstarief gebruikt (zie Bijlage C).¹¹

De terugleververgoedingen voor gebonden klanten zijn eveneens gereguleerd en gepubliceerd door DTe. Deze vergoeding is gebaseerd op het tarief voor levering van elektriciteit aan huishoudens. Vergunninghouders zijn verplicht deze elektriciteit van gebonden klanten in te kopen. In deze studie wordt het ongewogen gemiddelde van de verschillende energiebedrijven als terugleververgoeding gehanteerd.

2.2.2 Nettarieven

Beheer van de elektriciteitsnetten

In Nederland zijn de elektriciteitsnetten toegankelijk voor derden tegen bepaalde voorwaarden en tarieven die vastgesteld worden door DTe. Naast het vaststellen van de tariefstructuren en voorwaarden voor het transport van elektriciteit, houdt DTe toezicht op de bedrijfsvoering van netbeheerders en speelt ze een adviserende rol voor Economische Zaken ten aanzien van levering aan gebonden afnemers.

Tariefstructuur

De structuur van de tarieven voor het elektriciteitsnet is door DTe vastgesteld en vastgelegd in de zogenoemde TarievenCode. De kosten die de netbeheerders maken worden op drie verschillende manieren bij afnemers in rekening gebracht. Afnemers betalen voor het transport van elektriciteit (transportdienst), voor leveringszekerheid (systeemdiensten) en voor aansluiting en bemetering (aansluitdienst). De tarieven zijn gebaseerd op kWh of kW, af-

¹⁰ Deze tarieven bestaan uit een kW component en een peak en off-peak component (die weer afhankelijk is van de LBT brandstofcomponent). Door deze benadering is de commodityprijs voor vrije afnemers in 1999 en 2000 afhankelijk van het aantal draaiuren.

¹¹ De leveringstarieven voor 2000 zijn gepubliceerd exclusief brandstofkosten. Deze brandstofcomponent is bepaald op basis van de LBT brandstofcomponent, gecorrigeerd voor netverliezen. Aparte leveringstarieven voor 1999 ontbreken. Deze zijn benaderd met behulp van de leveringstarieven voor 2000 met de LBT (landelijk basis tarief) brandstofcomponent van 1999, die destijds door de Sep werden vastgesteld.

hankelijk van het soort dienst en het aansluitniveau van de afnemer. Bemetering is echter geen onderdeel van dit gereguleerde tarief, de tarieven voor deze dienst zijn vrij.

Vaststelling van de nettarieven

De hoogte van de nettarieven voor 2000 is gebaseerd op de kosten van de netbeheerders in het jaar 1996. Vanaf 2000 dienen deze tarieven te worden verlaagd volgens de zogenaamde CPI-x methode. Dit houdt in dat met ingang van 2001 een korting wordt toegepast op de nettarieven die afhankelijk is van de consumentenprijsindex (CPI) en de efficiencykorting (x) die door DTe wordt vastgesteld. De efficiencykortingen voor de verschillende netbeheerders liggen tussen de -3,7% tot 9,4%. Het gemiddelde van de jaarlijkse efficiencykorting bedraagt 5,4%.

Nettarief voor incidentele capaciteit

Voor afnemers die slechts incidenteel gebruik maken van het net is de zogenaamde 600 uren regeling in het leven geroepen. Deze regeling houdt in dat wanneer een afnemer minder dan 600 uur per jaar gebruik maakt van het net een afwijkend nettatarief gehanteerd wordt. Dit is een kW/week tarief in plaats van een kW/maand tarief. Ook de hoogte van de verschillende componenten wijkt af. Warmtekrachtinstallaties die het net voornamelijk als back-up gebruiken worden volgens dit speciale tarief afgerekend.

Hoogte nettarieven

Voor deze studie is een gemiddelde van de nettarieven van de verschillende netbeheerders gehanteerd. Hiervoor zijn de gepubliceerde tarieven uit 2001 gebruikt. Om tarieven voor de jaren 1999 en 2000 te berekenen is gebruik gemaakt van de gemiddelde efficiencykorting van 5,4%.

Tabel 2.6 *Gemiddelde nettarieven over alle netbeheerders uit 2^e kwartaal 2001*
(www.nma-dte.nl)

Afnemers	Vastrecht transport	kW gecontracteerd	kW per maand	kWh tarief laag	kWh tarief normaal	Systeem diensten	Vastrecht aansluit dienst	kW max/week
	[gld/jaar]	[gld/kW]	[gld/kW]	[gld/kWh]	[gld/kWh]	[gldct/kWh]	[gld/jaar]	[gld/kW]
HS (110 - 150 kV)	58296	19,54	2,28			0,38		
TS(25 - 50 kV)	16486	36,5	3,60			0,38	1899	
Trafo HS+TS/MS	9472	35,9	3,82			0,38	4702	
MS (1 - 20 kV)	752	25,9	2,65	0,02	0,02	0,38	1246	
Trafo MS/LS	716	39,5	2,49	0,02	0,02	0,38	367	
LS (0.4 kV)	210	18,7		0,03	0,06	0,38	71	
EHS max. 600 uur	0	2,8				0,38		
HS max 600 uur	47145	9,5				0,38		3,04
TS max 600 uur	30000	17,2				0,38		1,26
HS+TS/MS max 600 uur	9307	19,2				0,38		1,32

2.2.3 Heffingen op elektriciteit

De regulerende energiebelasting (REB) die in Nederland wordt geheven op elektriciteit is de afgelopen jaren steeds verhoogd en ook voor 2001 geldt een verhoging. Tabel 2.7 toont de ontwikkeling van de REB op elektriciteit sinds 1999.

Tabel 2.7 *REB op elektriciteit in [gldgldct/kWh]*

	1999	2000	2001
0-800 kWh	0	0	12,85
800-10000 kWh	4,95	8,2	12,85
10000-50000 kWh	3,23	3,54	4,27
50000-10 miljoen kWh	0,22	0,48	1,31
meer dan 10 miljoen kWh	0	0	0

Sinds 1 januari 2001 wordt op elektriciteit ook over de eerste schijf (0-800 kWh) REB geheven. De REB-verhoging staat niet op zich zelf, maar maakt onderdeel uit van het overheidsbeleid om belasting op inkomen te verschuiven naar consumptie (vergroening van het belastingstelsel). Vanaf 2001 is ook de BTW verhoogd van 17,5 naar 19%. De BTW-heffing vindt ook over de REB-heffing plaats.

Als gevolg van de omzetting van de brandstoffenbelasting (BSB) van een inputheffing naar een outputheffing heeft in 2001 een extra verhoging van de REB plaatsgevonden. Door deze maatregel dalen de brandstofkosten van kolencentrales het sterkst. Omdat STEG-centrales in de regel een hoger elektrisch rendement hebben dan WKK, dalen de brandstofkosten van WKK iets meer. Door de maatregel wordt de competitiviteit van alle drie de opties ten opzichte van importelektriciteit versterkt.

Voor 2002 en 2003 wordt voorlopig geen verdere reële stijging van de REB verwacht.

2.2.4 Overzicht hoogte elektriciteitsprijzen voor verschillende afnemers

Tabel 2.8 geeft een overzicht van de elektriciteitsprijzen op basis van de commodityprijzen en de nettarieven zoals toegelicht in voorgaande paragrafen. Duidelijk is te zien dat het verschil tussen peak- en off-peakprijzen in de afgelopen twee jaar groter geworden is. Met name de off-peak prijs is sterk gedaald.

Tabel 2.8 *Overzicht elektriciteitsprijzen 1999-2001 [gldct/kWh]*

		1999		2000		2001		
		Bedrijfstijd	off peak	peak	off peak	peak	off peak	peak
Inkoopprijs (back-up elektriciteit) ¹	Vrije afnemer	4000	10,5	14,0	11,0	14,9	3,6	12,6
		7500	7,1	10,6	7,7	11,5	3,6	12,6
	Gebonden ²	4000	7,8	10,5	8,7	11,4	7,5	11,0
		7500	6,6	9,3	7,5	10,2	6,6	10,1
Verkoopprijs	Vrije afnemer	4000	8,6	11,4	9,0	12,2	2,9	10,3
		7500	5,8	8,7	6,3	9,4	2,9	10,3
	Gebonden ²	-	5,3	10,2	6,2	11,1	6,1	11,3
Nettarief	HS	500 ³	8,6	8,6	8,1	8,1	7,7	7,7
		4000	2,4	2,4	2,3	2,3	2,1	2,1
		7500	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
	MS	4000	4,3	4,3	4,1	4,1	3,9	3,9
		7500	3,3	3,3	3,1	3,1	3,0	3,0

¹ De waarde van zelf gebruikte elektriciteit is exclusief de back-up toeslag en ligt dus 10% lager dan de getallen in deze tabel.

² Terugleveringstarief op basis van aansluiting op middenspanning.

³ Op basis van 600 uurregeling.

2.3 Warmteprijzen

De prijs voor levering van warmte en stoom uit WKK hoeft in een marktsituatie niet lager te zijn dan de kosten op basis van opwekking met een ketel. In het algemeen is er voor de warmteafnemer namelijk alleen een ketel als alternatieve voorziening beschikbaar. Voor de kostenberekening wordt onderscheid gemaakt naar drie verschillende vormen van warmte:

1. Stoomlevering.
2. Warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie.
3. Warmwaterlevering met grootschalige warmtedistributie, ofwel stadsverwarming.

In deze rapportage is het derde toepassingsgebied buiten beschouwing gelaten, hier wordt slechts een eerste aanzet gegeven voor de warmtewaardering bij stadsverwarming.

2.3.1 Warmteprijs bij stoomlevering

De kosten van stoomlevering met een ketel bestaan uit variabele en vaste kosten. De vaste kosten bestaan voornamelijk uit kapitaallasten en onderhoudskosten, terwijl de variabele kosten voornamelijk door de brandstofkosten worden bepaald.

De variabele kostencomponent is gebaseerd op de brandstofkosten voor stoomopwekking met een ketelrendement van 90%. Deze is aanzienlijk hoger dan de vaste component en ligt in de orde van 20-30,- gulden per ton stoom. Ingeval de installatie in eigendom is van een energiebedrijf (of joint venture, j.v.) wordt tot op heden vaak aan de warmteafnemer circa 10% korting gegeven op de totale warmteprijs. Deze korting kan worden beschouwd als transactiekosten en fungeert tevens als stimulans voor de warmteafnemer om mee te werken aan het warmtekrachtproject. Als de WKK in eigendom van het energiebedrijf is, wordt ook in de berekeningen voor deze studie de warmteprijs gekort met 10%.

Wanneer de installatie geëxploiteerd wordt door de warmteafnemer zelf, kan in principe ook gerekend worden met een dergelijke korting van 10%. Dit kan een uitgangspunt zijn bij een investeringsbeslissing in WKK. In geval van een bestaande situatie waarin de WKK in beheer is van de warmteafnemer vindt echter geen verrekening van warmte plaats, dus wordt er ook niet gerekend met een warmtekorting. Dit is dus afwijkend met de vorige situatie waarin de WKK in beheer was van een j.v. of een energiebedrijf. Daar wordt de warmteprijs expliciet vastgelegd in een contract tussen energiebedrijf en warmteafnemer.

Voor de berekening van de brandstofkosten wordt uitgegaan van de gasprijzen zoals deze beschreven zijn in Paragraaf 2.1.

De investeringskosten van een stoomketel (in gld/MWth) zijn afhankelijk van de grootte van de ketel. De vaste kostencomponent voor stoom varieert zodoende met de grootte van het stoomdebiet. Tabel 2.9 laat de vaste component zien voor de marktprijzen van warmte die gebruikt worden in voorliggende studie.¹²

Tabel 2.9 *Warmtekosten per stoomdebiet [gld/ton]*

Grootte stoomdebiet [ton/uur]	Vaste component [gld/ton]
> 50	2,75
40-50	3,00
30-40	3,40
20-30	4,00
10-20	5,00
< 10	6,00

2.3.2 Warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie

Voor de vergoeding voor warm water wordt dezelfde methodiek toegepast als bij stoomlevering. Voor de variabele vergoeding wordt uitgegaan van verschillende ketelrendementen; voor WKK toegepast in de utiliteitsbouw wordt gerekend met 85%, in de tuinbouw 95%, woningbouw voor warm tapwater 75% en in andere sectoren wordt gerekend met 95%.¹³ Ook wordt er rekening gehouden met een vaste vergoeding gebaseerd op de investerings-

¹² Bij het berekenen van de kostprijs van elektriciteit geproduceerd door WKK wordt in deze studie niet expliciet rekening gehouden met de kapitaallasten van de back-up ketel. Door in de berekening ook de vaste component in de warmtewaardering weg te laten, wordt hier impliciet wel rekening mee gehouden.

¹³ Als deze rendementen zijn gebaseerd op onderwaarde. In voorgaande studies van ECN is voor ketelrendementen bij kleinschalige toepassingen altijd uitgegaan van 100% ketelrendement. Dit wordt echter door marktpartijen als te hoog gezien. Vergelijking met gemiddelde cijfers is 100% inderdaad hoger. In de rapportage zal worden aangegeven wat dit lagere rendement voor verschillen geeft.

kosten van een ketel van 100 gld/kW_{th}. Uitgaande van een afschrijvingstermijn van 15 jaar en een rentepercentage van 8% komt dit neer op een vergoeding van 0,72 gld/GJ.

De korting die wordt gegeven op de warmteprijs wanneer de installatie in handen is van een energiebedrijf bedraagt standaard 10%. In de tuinbouw wordt echter uitgegaan van 15%, omdat dit beter aansluit bij de gangbare praktijk.

2.3.3 Warmwaterlevering met grootschalige warmtedistributie

Ook hier wordt gerekend met een vaste en variabele kostenvergoeding die per project via onderhandeling tot stand komt. Stadsverwarming heeft ten opzichte van andere toepassingen van WKK een bijzondere positie. Een dergelijk project is niet puur op economische kenmerken te evalueren. Voor de warmtewaardering is het lastig een inschatting te maken daar dit sterk afhankelijk is van het aantal consumenten dat aangesloten is aan het warmtewet en het type consument. Voor een gemiddelde referentie kan worden aangenomen dat 50% van de warmte verbruikt wordt door kleinverbruikers en 50% door grotere afnemers, zoals ziekenhuizen. Aan de kostenkant moeten ook de investeringskosten van het net meegerekend worden. In deze rapportage valt warmtedistributie buiten de analyse.

2.3.4 Overzicht warmtewaardering

Tabel 2.10 geeft een overzicht van warmtewaarderingen voor twee verschillende vormen van warmte; stoomlevering en warmwaterlevering zonder grootschalige warmtedistributie. Voor de stoomlevering is onderscheid gemaakt naar twee verschillende debietgroottes. Daarnaast worden de prijzen (of waarderingen) voor zowel beheer in energiebedrijf, beheer door de warmteafnemer en voor twee verschillende bedrijfstijden weergegeven. Bij het berekenen van de stoomprijzen is uitgegaan van een WKK met een thermisch rendement van 46% en een elektrisch rendement van 32%.

Voor de warmteprijs bij warmwaterlevering is uitgegaan van een 350 kW_e gasmotor bij een tuinder met een thermisch rendement van 52% en een elektrisch rendement van 35%.

De tabel laat zien dat wanneer wordt uitgegaan van beheer door een energiebedrijf, er gerekend wordt met een warmtekorting en anders niet. Ook is duidelijk zichtbaar dat een langere bedrijfstijd zorgt voor een lagere warmtewaardering per MJ, aangezien de vaste kosten vergoeding gelijk blijft. In de periode 1999-2001 stijgen de warmteprijsen als gevolg van de stijgende gasprijzen (zie Paragraaf 2.1).

Tabel 2.10 *Overzicht warmtewaardering 1999-2001 in [gld/GJ]*

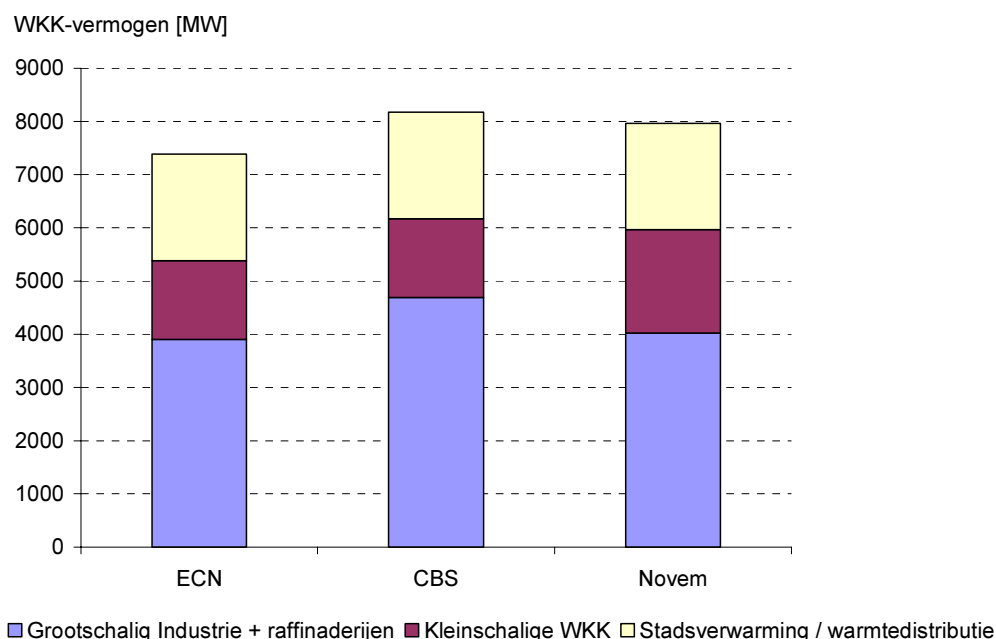
Type warmtelevering	Beheervorm	Bedrijfstijd	1999	2000	2001
<i>Stoomlevering</i> 20 ton/uur	Energiebedrijf	4000	9,3	13,1	14,6
		7500	8,8	11,2	12,1
	Warmteafnemer	4000	10,2	14,3	16,0
		7500	9,6	12,2	13,2
<i>Stoomlevering</i> 40 ton/uur	Eigen beheer	4000	8,1	11,8	12,6
		7500	7,7	10,4	11,3
	Warmteafnemer	4000	8,9	13,0	13,8
		7500	8,4	11,5	12,4
<i>Warmwaterlevering</i> Gasmotor tuinder	Energiebedrijf	3500	7,7	9,9	12,3
	Warmteafnemer	3500	8,9	11,5	14,3

3. VERMOGEN, PRODUCTIE EN BESPARING WKK

In dit hoofdstuk wordt het opgesteld WKK-vermogen in Nederland besproken. Er zijn in Nederland verschillende instanties die rapporteren over het opgesteld vermogen en de verschillende bronnen blijken nog steeds niet geheel overeen te komen. In Paragraaf 3.1 wordt zodoende het opgesteld vermogen van verschillende bronnen (CBS, Novem en ECN) met elkaar vergeleken.¹⁴ Vervolgens wordt in Paragraaf 3.2 de groei van grootschalige en kleinschalige WKK in de periode 1990-2000 toegelicht. Hierbij wordt ook aandacht geschonken aan de verdeling naar type installatie en naar sector. Om tot een besparingscijfer te komen wordt in Paragraaf 3.3 een overzicht van de werkelijke productie van WKK gegeven. Ook hier zijn de verschillen tussen de verschillende bronnen aangegeven. In Paragraaf 3.4 wordt vervolgens de besparing en de CO₂-emissiereductie door WKK berekend.

3.1 Opgesteld WKK-vermogen

Het opgesteld WKK-vermogen in Nederland is de afgelopen 10 jaar fors gegroeid: van ongeveer 3000 MW in 1990 tot 7400 MW in 2000. Deze groei betrof zowel zogenoemde centrale WKK (stadsverwarming, grootschalige warmtedistributie in de tuinbouw) als decentrale WKK (industrie, tuinbouw, dienstensector). Figuur 3.1 geeft een overzicht van het opgesteld WKK-vermogen in 2000 ingedeeld naar de drie categorieën: Warmtedistributie, kleinschalige toepassingen en grootschalige industriële toepassingen.¹⁵ Omdat verschillende bronnen verschillende cijfers geven aan opgesteld vermogen zijn in deze figuur de cijfers van zowel Novem, CBS als ECN weergegeven.



Figuur 3.1 *WKK-vermogen in 2000 naar categorie*

¹⁴ De verschillende instituten zijn hierover in overleg, verwacht wordt dat in 2002 de verschillen zijn opgehelderd.

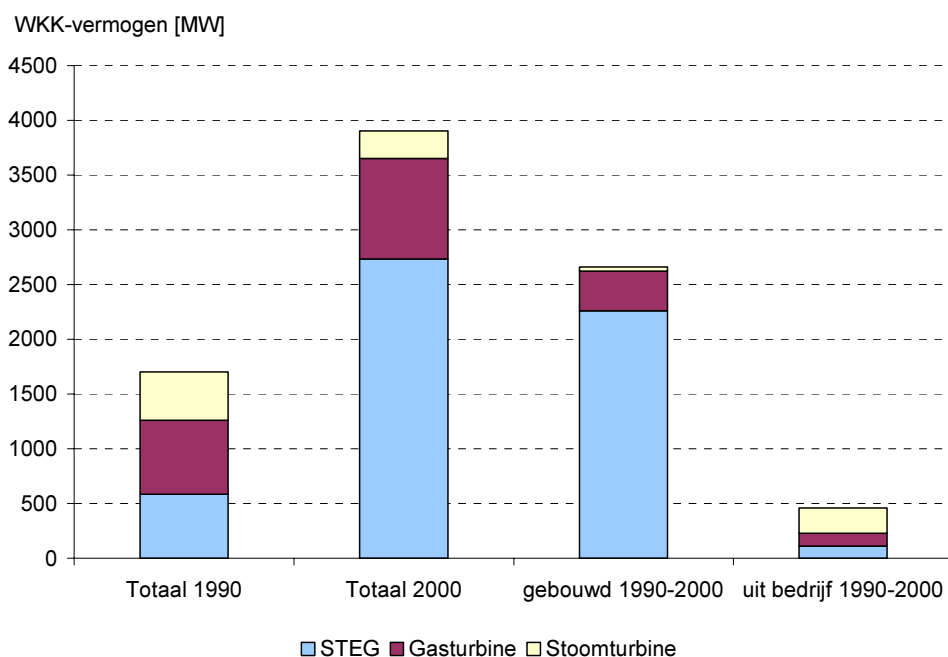
¹⁵ Dit opgesteld vermogen is exclusief vuilverbrandingsinstallaties (429 MW) en centraal kolenvermogen met warmtelevering (Amercentrale + centrale Gelderland, samen ongeveer 1850 MW).

ECN schat het totaal opgesteld vermogen het laagst in. De totalen van Novem en CBS wijken circa 600-800 MW af van het cijfer van ECN. Figuur 3.1 laat duidelijk zien dat het verschil tussen ECN en CBS ligt bij het grootschalig industrieel vermogen. Het totaal industrieel vermogen dat door Novem wordt gerapporteerd is wel nagenoeg gelijk aan het cijfer van ECN. Hier zit het verschil juist in het kleinschalig vermogen. ECN is zowel met Novem en CBS in overleg om de verschillen te verklaren. In 2002 zal hierover opheldering komen. Voorlopig zal in deze rapportage worden uitgegaan van de cijfers van ECN tenzij anders aangegeven.

3.2 WKK-vermogen naar type

3.2.1 Grootschalig industrieel WKK

De sterke toename in WKK-vermogen gedurende de afgelopen 10 jaar is voor circa de helft toe te schrijven aan de groei van het grootschalig industrieel vermogen. Dit vermogen is van ongeveer 1700 MW in 1990 gegroeid naar 3900 MW in 2000.¹⁶ Figuur 3.1 laat deze groei van vermogen zien onderverdeeld naar type installatie. In de figuur is het totaal industrieel WKK-vermogen in 1990 en 2000 weergegeven, de installaties die tussen 1990 en 2000 gebouwd zijn en de installaties die in dezelfde periode uit bedrijf genomen zijn.



Figuur 3.2 *Grootschalig industrieel warmtekrachtvermogen naar type [MW]*

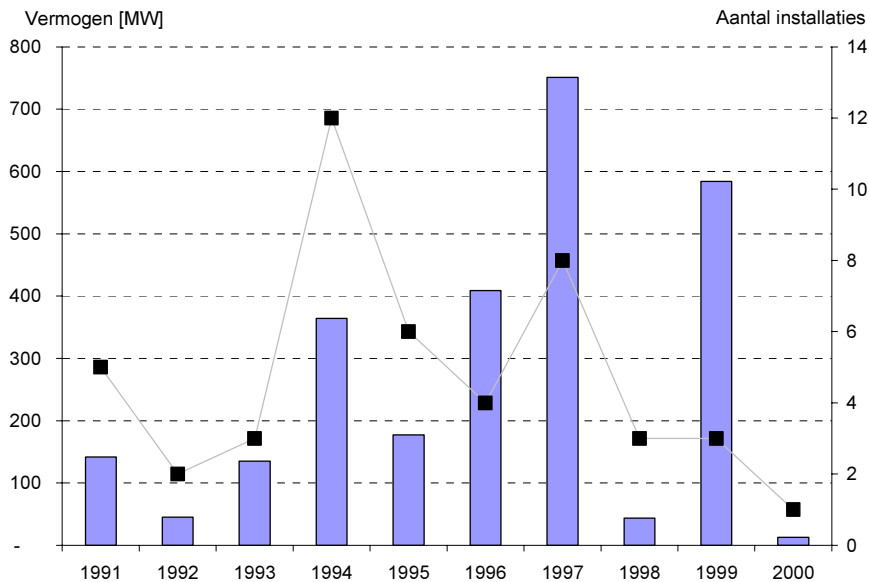
Hieruit is op te maken dat de groei van WKK voor het grootste deel toe te schrijven is aan STEG-vermogen en in minder mate aan gasturbinevermogen.¹⁷ Het opgestelde vermogen aan stoomturbines is in de gegeven periode afgenomen. Ook de verhouding tussen installaties in beheer van de warmteafnemer of in beheer van een joint venture is in de afgelopen 10 jaar veranderd. Het vermogen in beheer van de warmteafnemer is gedaald, terwijl het vermogen ondergebracht in een joint venture sterk gestegen is. In termen van vermogen was de verhouding tussen joint venture en beheer door de warmteafnemer in 1990 20:80. In 2000 is deze verhouding verschoven naar 50:50.^{18 19}

¹⁶ Dit cijfer is inclusief raffinaderijen (350 MW) en de drie centrale WKK eenheden voorheen in beheer van de Sep (Moerdijk, Velsen en Geleen, tezamen 717 MW).

¹⁷ Het aantal nieuwgebouwde STEGs en gasturbines ligt in dezelfde ordegrootte (iets meer dan 20).

¹⁸ Exclusief Moerdijk, Velsen en Geleen.

Figuur 3.3 geeft een overzicht van het vermogen dat in de jaren negentig in bedrijf genomen is. In de figuur is met de blokjeslijn aangegeven om hoeveel installaties het per jaar gaat. Opvallend is, dat in 1999 relatief grote centrales in bedrijf genomen zijn (gemiddeld 200 MW), wat in iets mindere mate ook geldt voor 1996 en 1997 (gemiddeld 100 MW). In alle andere jaren is het gemiddeld vermogen per installatie veel kleiner. Van het totaal opgesteld industrieel WKK-vermogen in 2000 staat ongeveer 60% in de chemie. Ongeveer 5% staat in de basismetaal en de sectoren papier, voeding- en genotmiddelen en de raffinage zijn ieder goed voor circa 10% van het opgesteld vermogen.²⁰



Figuur 3.3 *Nieuw opgesteld grootschalig industrieel vermogen per jaar [MW] met bijbehorend aantal installaties*

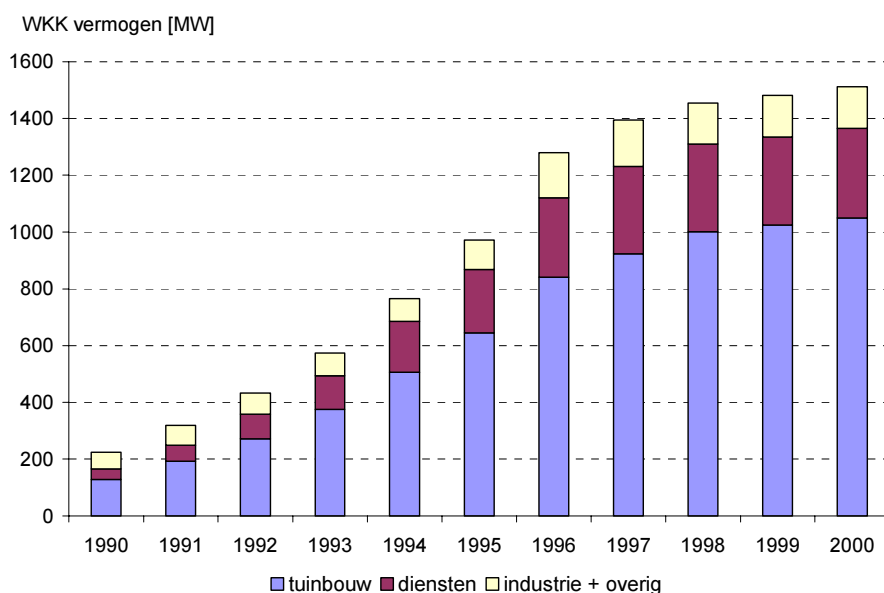
3.2.2 Kleinschalige WKK

Het kleinschalige WKK-vermogen bestaat hoofdzakelijk uit gasmotoren. In 1990 bedroeg het opgesteld vermogen aan gasmotoren ongeveer 220 MW, waarvan meer dan de helft werd toegepast in de glastuinbouw. Net zoals het grootschalig vermogen is in de afgelopen 10 jaar ook het kleinschalig vermogen fors gestegen tot iets meer dan 1500 MW in 2000.²¹ In Figuur 3.4 wordt deze groei weergegeven onderverdeeld naar de sectoren: diensten, tuinbouw en industrie plus overige. In de glastuinbouw bedroeg het vermogen in 2000 naar schatting 1050 MW waarvan 510 MW in eigen beheer. In de dienstensector stond in 2000 circa 300 MW aan gasmotoren.

¹⁹ In termen van aantallen installaties ligt de verhouding in 2000 op 30/70. Dit impliceert dat de gebouwde joint venture installaties een relatief groter vermogen hebben dan de installaties in eigen beheer.

²⁰ Inclusief Moerdijk, Velsen en Geleen.

²¹ Exclusief de gasmotoren van de afvalverbrandingsinstallaties, cijfers gebaseerd op CBS-gegevens.



Figuur 3.4 *Ontwikkeling kleinschalig WKK-vermogen (gasmotoren) tussen 1990-2000 [MW]*

3.2.3 Stadsverwarming en warmtedistributie

In 1990 bedroeg het opgesteld vermogen aan stadsverwarming in beheer van SEP 985 MW en in beheer van de toenmalige distributiebedrijven 110 MW. In de jaren negentig is het vermogen aan stadsverwarming nauwelijks toegenomen. Wel zijn in het kader van het Warmteplan SEP niet-industrie een drietal WKK-installaties gebouwd met een gezamenlijk vermogen van 720 MW.²² Eén van deze drie installaties, de ROCA-centrale, levert warmte aan de glastuinbouw. De andere twee, Diemen en Lage Weide, leveren warmte aan woningen en utiliteitsbouw. Door EDON (een voormalig distributiebedrijf inmiddels ondergebracht bij Essent) en Gasunie is in dezelfde periode 135 MW WKK-vermogen geplaatst dat eveneens warmte levert aan de glastuinbouw. In totaal stond in 2000 circa 2000 MW opgesteld aan stadsverwarming en warmtedistributie.

3.3 Elektriciteitsproductie WKK

Het opgesteld WKK-vermogen in Nederland zegt alleen iets over de *potentiële* bijdrage van WKK aan de warmte- en elektriciteitsvoorziening. Gezien de rol van WKK in het energiebesparingsbeleid is de werkelijke productie en dus de gerealiseerde energiebesparing van WKK belangrijker. De werkelijke productie van WKK wordt bepaald door de feitelijke bedrijfsvoering. Deze bedrijfsvoering kan worden beïnvloed door interne of externe factoren, zoals technische storingen of verslechterde marktomstandigheden. De marktsituatie kan voor WKK-exploitanten aanleiding zijn om installaties terug te regelen in de daluren of meer te gaan variëren met de W/K verhouding. Deze feitelijke bedrijfsvoering bepaalt uiteindelijk de economische prestatie en de milieuprestatie van een installatie.

De elektriciteitsproductiecijfers van WKK worden, net zoals het totaal opgesteld vermogen, door verschillende instanties gerapporteerd. Ook hier zijn verschillen tussen de diverse bronnen. Zodoende zijn in Tabel 3.1 de productiecijfers van zowel Cogen, Novem en CBS weergegeven. Er wordt naar gestreefd om in 2002 helderheid te verschaffen omtrent deze

²² De centrale eenheden die in het kader van het Warmteplan SEP industrie zijn gebouwd (Moerdijk, Velsen, Geleen), zijn hier ingedeeld onder grootschalige industrie, zie Paragraaf 3.2.1.

verschillen. De verschillen kunnen deels verklaard worden door het verschil in registratie en categorisatie.

Het CBS registreert de elektriciteitsproductie door industriële WKK jaarlijks en beschouwt de jointventures als een afzonderlijke categorie. Door ECN wordt een correctie op de CBS-cijfers uitgevoerd waarbij de elektriciteitsproductie door jointventures wordt toegerekend aan de warmteverbruikende sectoren (eindverbruikers). De elektriciteitsproductie door de drie centrale eenheden (Moerdijk, Geleen en Velsen) wordt niet toegerekend aan de eindverbruiker (respectievelijk chemie en basismetaleen). Novem voert sinds 1999 ook een jaarlijkse enquête uit van de industriële elektriciteitsproductie in het kader van haar WKK-monitoring. Cogen heeft productiecijfers verkregen uit een (eenmalige) enquête onder haar leden. Vervolgens zijn de resultaten van deze enquête opgeschaald naar het totale WKK-vermogen. Zowel Cogen als Novem delen de joint ventures in bij de warmteverbruikende sectoren. In de Cogen-cijfers zijn ook de niet-industriële WKK-installaties inbegrepen. In Tabel 3.1 zijn de productiecijfers weergegeven met daarbij het gedeelte dat aan het net wordt geleverd. De verschillen tussen de verschillende bronnen zijn inderdaad aanzienlijk en kunnen grotendeels verklaard worden uit het verschil in populatie.

Tabel 3.1 *Elektriciteitsproductie en netlevering door WKK [TWh]*

	Totale productie [TWh]	Totale netlevering [TWh]
1999-productie		
Cogen	33,2	24,4
Novem	29,4	--
CBS	25,4	--
2000-productie		
Cogen	33,0	24,1
Novem	25,0	12,2
CBS	26,4	--
2001-productie, eerste half jaar		
Cogen	15,7	11,5

Netlevering

Voor de financiële monitoring van WKK is de hoeveelheid aan het net geleverde elektriciteit van belang. Zowel Novem als Cogen rapporteren over het percentage aan het net geleverde elektriciteit. De data van Cogen geven inzicht in de ontwikkelingen van de afgelopen 2,5 jaar. Het percentage netlevering blijft volgens Cogen min of meer constant op ongeveer 70%. Novem rapporteert daarentegen een percentage netlevering van circa 49% in 2000. Dit verschil wordt waarschijnlijk verklaard doordat Novem WKK-installaties die in beheer zijn van een energiebedrijf en 100% van de geproduceerde elektriciteit aan het net leveren, niet meetelt.

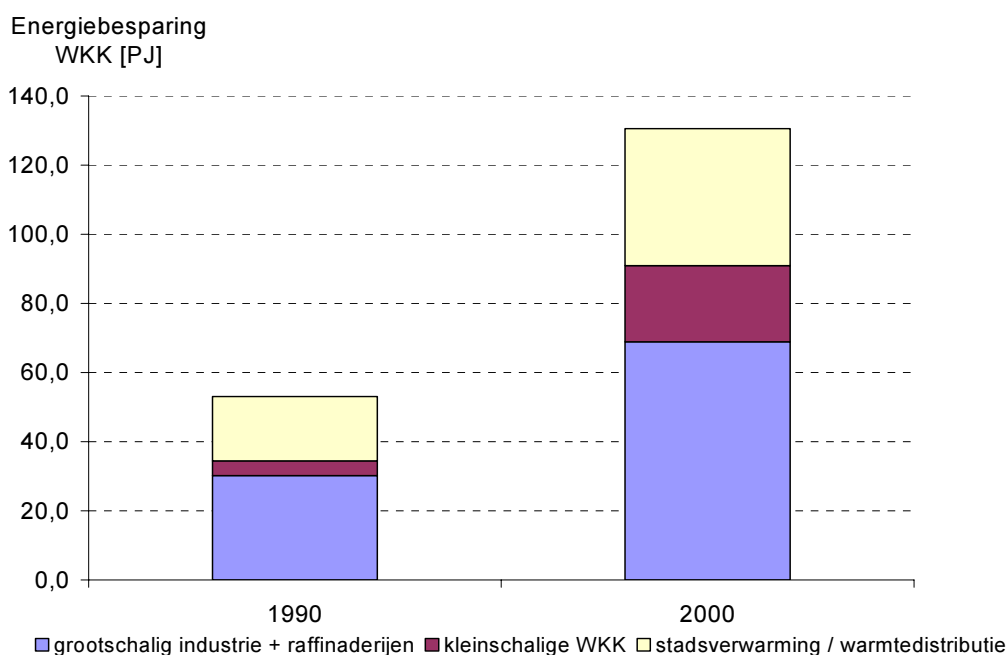
3.4 Besparing en CO₂-emissiereductie WKK

De besparing van WKK kan op verschillende manieren worden berekend. In deze studie wordt de besparing berekend ten opzichte van gescheiden opwekking aan de hand van de zogenaamde systeembenadering (Van Dril et al., 1999). Daarbij wordt uitgegaan van vergelijking van de WKK-installatie met een referentiesysteem dat dezelfde hoeveelheid warmte en kracht levert. Deze benadering is in overeenstemming met de methode gehanteerd door Novem en de methode uit het Protocol Energiebesparing (Boonekamp et al., 2001).

De energiebesparing door WKK ten opzichte van gescheiden opwekking hangt sterk af van het gekozen referentierendement. In deze studie is het elektrisch referentierendement vastgesteld op 40,5%. Dit is het gemiddelde rendement van het centraal fossiel gestookt vermo-

gen in 1990.²³ Als thermische referentierendement is, in overleg met het WK-Platform, gekozen voor: grootschalig industrie 90%, glastuinbouw 95%, utiliteitsbouw 85% en stadsverwarming 75%. Bij deze laatste is het rendement gebaseerd op het gebruik van warm tapwater. De elektrische en thermische rendementen van de WKK-installaties zelf verschillen per installatie. Voor de berekeningen zijn gemiddelde rendementen per type (STEG, gasturbine, stoomturbine) aangehouden.

Op basis van bovenstaande referentierendementen bedraagt de totale energiebesparing door WKK in 2000 131 PJ (exclusief WKK-kolen en avi's).²⁴ Ten opzichte van 1990 betekent dit een extra besparing van 77 PJ. Dit komt overeen met een extra CO₂-emissiereductie van 7,3 Mton. In Figuur 3.5 is de besparing opgedeeld naar de drie WKK-categorieën: grootschalige WKK, kleinschalige WKK en warmtedistributie. Met name in de industrie, de glastuinbouw (behorend tot kleinschalige WKK) en bij de centrales die in het kader van het Warmteplan van de SEP gebouwd zijn (vallen onder warmtedistributie), is de energiebesparing de afgelopen 10 jaar sterk toegenomen.



Figuur 3.5 *Energiebesparing door WKK in Nederland in 1990 en in 2000 [PJ]*

3.4.1 Cijfers in perspectief

In eerdere studies van ECN²⁵ ligt de *totale* besparing door WKK iets hoger dan berekend voor deze studie met 1990 als referentiebasisjaar (respectievelijk 148 PJ en 136 PJ). De spreiding wordt veroorzaakt door zowel andere uitgangspunten (de eerdere ECN-cijfers dienden niet voor monitoring maar voor vergelijking van besparingen in verschillende scenario's) als ook door het beschikbaar komen van meer recente monitoring-gegevens met betrekking tot de ontwikkeling van het opgestelde WKK-vermogen. De volgende factoren liggen ten grondslag aan de bijgestelde waarde voor de totale WKK-besparing:

²³ Dit rendement is hoger dan het referentierendement dat voor het Protocol Energiebesparing is aangehouden (36,7% voor 1990).

²⁴ De energiebesparing berekend conform het Protocol Energiebesparing bedraagt (basisjaar 1990) 166 PJ (exclusief WKK-kolen). Het verschil van 35 PJ wordt verklaard door het lage elektrisch referentierendement dat in het Protocol wordt aangehouden. Recent is hierover aan EZ gerapporteerd in het kader van het project Besparingstrends 1990-2000.

²⁵ Van Dril et al., 1999, in 2000 en 2001 geactualiseerd, deels vertrouwelijk.

- Recente monitoring gegevens van Cogen wijzen uit dat in de industrie circa 750 MW minder WKK-vermogen²⁶ is opgesteld dan in eerdere studies is aangenomen. Dit heeft een negatief effect op de totale besparing.
- In overleg met de sector zijn de thermische referentierendementen naar beneden bijgesteld. Dit heeft een positief effect op de besparing door WKK.
- Voor basisjaar 1990 wordt uitgegaan van een referentierendement voor elektriciteit van 40,5%. In de eerdere (toekomstgerichte) studie werd uitgegaan van een referentierendement van 43%. Deze bijstelling heeft een positief effect op de aan WKK toe te rekenen besparing.
- In de berekeningen is uitgegaan van gerealiseerde WKK-rendementen die lager blijken te liggen dan de theoretische rendementen uit de eerdere studie. Dit heeft een negatief effect op de WKK-besparing.

Resultaten 'MJA'-variant

In de recent verschenen Milieubalans en in de WKK-monitoring door Novem worden WKK-besparingscijfers voor de industrie gegeven. Om deze besparingscijfers met die van deze studie te kunnen vergelijken is de besparing volgens deze studie ook berekend met een elektrisch referentierendement van 40% (en een thermisch referentierendement van respectievelijk 85% cf RIVM en 92% cf Novem). In deze z.g. 'MJA'-variant wordt de totale besparing door industriële WKK in 2000 respectievelijk 80 en 66 PJ.

Vergelijking met CBS-cijfers / Milieubalans RIVM

Conform de meest recente WKK-cijfers van het CBS bedraagt de besparing in 1999 door industriële WKK 74 PJ.²⁷ Naar verwachting ligt het besparingscijfer voor 2000 hoger als gevolg van de ingebruikname van een aantal nieuwe installaties in 1999. Het besparingscijfer van ECN volgens de 'MJA'-variant (80 PJ) komt derhalve overeen met het besparingscijfer berekend door het CBS.²⁸

Vergelijking met Novem-monitoring

In de meest recente voortgangsrapportage van haar WKK-monitoring project (december 2001) komt Novem voor de industrie (inclusief raffinaderijen) tot een totale besparing van 98 PJ. Exclusief de drie industriële warmteplanelenbedrijven bedraagt de geschatte besparing volgens Novem 92 PJ. Dit is fors hoger dan de 66 PJ die in deze studie is berekend onder de 'MJA'-variant. Het besparingscijfer van Novem is bepaald op basis van een (opgeschaalde) WKK-populatie met een gemiddeld hoger rendement. Dit kan betekenen dat de Novem populatie relatief veel nieuwe STEGs en relatief weinig oude stoomturbines bevat. Dit zou het verschil tussen het besparingscijfer van ECN en RIVM/CBS enerzijds en dat van Novem anderzijds kunnen verklaren.

3.4.2 Besparingserosie

De gekozen brandstofmix en het rendement van centrale elektriciteitsopwekking bepalen voor een groot deel de berekende besparing en CO₂-emissiereductie door WKK. In deze studie is uitgegaan van de brandstofmix en het rendement van 1990. In 2000 is het rendement van centrale elektriciteitsopwekking gestegen naar 43,2%, terwijl de brandstofmix ongeveer gelijk is gebleven. Wanneer de besparing door WKK wordt berekend op basis van het rendement in 2000, dan is de totale besparing in 2000 109 PJ. Dit is 22 PJ minder dan wanneer het rendement wordt gebaseerd op 1990. De extra CO₂-emissiereductie in de peri-

²⁶ Dit is niet het gevolg van het uit gebruik nemen van WKK-installaties in 1999-2000 maar puur door het opschonen van de database met bestaande WKK-installaties.

²⁷ In de Milieubalans rapporteert RIVM 71 PJ besparing in 1999. Volgens de CBS-gegevens is dit de besparing door WKK in 1998.

²⁸ Overigens heeft CBS aangegeven nogmaals het WKK bestand op te schonen. Deze nieuwe cijfers zijn nog niet beschikbaar.

ode 1990-2000 bedraagt met de nieuwe referentie 6,3 Mton (1 Mton minder vergeleken met 1990-referentie).

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 52% afkomstig uit centraal vermogen, 30% uit decentraal vermogen en 18% uit import. Het aandeel decentraal is ten opzichte van 1999 minimaal gestegen, met 0,4% punt. De import is in 2000 vrijwel gelijk gebleven na de forse stijging in 1999. Het centrale vermogen is ongewijzigd in 2000 ten opzichte van 1999. Bij het decentrale vermogen is zowel het windvermogen als het WKK-vermogen licht gestegen.²⁹

Het centrale vermogen voor elektriciteitsopwekking in Nederland bedraagt 14300 MW ultimo 2000, tegenover 6600 MW decentraal. Van het centraal vermogen draait 58% op normaal aardgas, ca 10% op een afwijkend gas, 28% op kolen en 3% op kernenergie. Qua input primaire energie is de verdeling in 2000: 43,5% aardgas, 5,6% overig gas, 43,8% kolen en 7,1% uranium (MONIT, 2000). Het verschil tussen vermogen en primaire energie-inzet wordt veroorzaakt door de verschillende benuttingsgraad. In Tabel 4.1 staan de voornaamste kostenkarakteristieken aangegeven (Lako, 1998).

Tabel 4.1 *Globale kostenkarakteristieken van elektriciteitsproductie [gldct/kWh]*

	Bedrijfsuren	Vast	Kosten	
			Variabel	Totaal
Kerncentrale	7500	3,7	2,2	6,0
Bruinkoolcentrale	7500	4,4	2,9	7,1
Kolencentrale	7500	2,6	3,7	6,4
STEG	4000	2,4	6,4	8,8
Gasturbine	1000	6,8	10,4	17,0
WKK STEG	7500	1,5	5,3	6,8

* Inclusief warmtewaardering, exclusief afdrachtskorting 1,25 gldcent.

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 gecomcurreerd moeten ook kapitaalskosten 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 milieu-oogpunt niet haalbaar en vergt bovendien veel hogere investeringen. De termijn waarop buitengebruikstelling plaats-

²⁹ Bronnen: Energiened 2001, ECN powersmodel.

vindt is onzeker, wat betekent 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. De exploitanten zullen het voordeel van lage en stabiele brandstofkosten voorlopig willen handhaven. De extra investeringen in biomassaverwerking zullen gecompenseerd moeten worden door fiscale stimulering van deze vorm van duurzame opwekking.

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. Afvalverbranding blijft momenteel stabiel, maar uitbreiding van capaciteit wordt verwacht binnen enkele jaren.

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 omdat ook een goedkope aanvoer van gas een rol speelt. 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; er hoeft dan minder op- en afgeregeld te worden.

4.2 Buitenland

De import van elektriciteit is in 2000 toegenomen met slechts 2,5% ten opzichte van 1999, terwijl het in 1999 met meer dan 50% was gegroeid. Dit hangt samen met de beperkte importcapaciteit. Ook dit jaar is de import nog enigszins gestegen, mogelijk gemaakt door de uitbreiding van de importcapaciteit met 400 MW naar 3900 MW. Exacte gegevens hierover zijn nog niet beschikbaar. In 2000 is 19,3 TWh geïmporteerd en in het eerste kwartaal van 2001 ca 5,5 TWh (Energie monitor). Hierbij vergeleken is de elektriciteitsexport van Nederland gering, minder dan 0,4 TWh in 2000.

In Duitsland houden de elektriciteitsimport en -export elkaar nagenoeg in evenwicht en liggen beiden op een niveau van ongeveer 40 TWh. België importeert iets meer dan het exporteert. De netto import fluctueert van 1,4 TWh in 1998 en 0,7 TWh in 1999 tot 3,8 TWh in 2000. België voert een deel van de geïmporteerde stroom door naar Nederland. Frankrijk is een belangrijke netto elektriciteitsexporteur. De export van stroom uit Frankrijk is gestegen van 62,2 TWh in 1998 naar 67,8 TWh in 1999 en 72,2 TWh in 2000. De stroomimport van Frankrijk is in dezelfde periode gedaald.

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 is 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 dit medio 2002 gerealiseerd kan worden. De concurrentie op de basislast kan daardoor verder toenemen.

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.

4.3 De rol van WKK in de warmtevoorziening

Een analyse van de betekenis van warmtekrachtkoppeling voor de warmtevoorziening, zoals hiervoor gedaan voor de elektriciteitsvoorziening, ligt minder voor de hand. Impliciet wordt de concurrentiepositie van WKK op de 'warmtemarkt' meegenomen bij de analyse van de exploitatie van WKK. Daar wordt immers op installatieniveau beschouwd wat de marktpositie is van de 'warmteconcurrent', de met aardgas gestookte ketel. Concurrentie tussen warmteleveranciers treedt nauwelijks op. In principe wordt de concurrentiepositie van WKK beïnvloed door:

- goedkopere warmtevoorziening uit ketels op restgassen of afvalstoffen in de raffinage, de chemische industrie en de basismetale (Corus),
- levering van restwarmte door industrie, raffinage, centrale productie-eenheden en AVI's.

Op deze locatiegebonden gevallen is het moeilijker om de warmtevraag in te vullen met WKK. Grote veranderingen in het aanbod van restgassen of restwarmte zijn niet waargenomen en worden ook niet verwacht, zodat de positie van WKK in de warmtevoorziening niet wezenlijk achteruit gaat.

4.3.1 Integratie van WKK in olieraffinageprocessen

Een groot potentieel voor WKK betreft de ondervuring van destillatietorens voor ruwe aardolie (crudeforuizen) in de raffinagesector. Daarbij kunnen hete uitlaatgassen van gasturbines direct gebruikt worden als proceswarmte. Dit is tot nu toe alleen toegepast bij een kleine eenheid in Denemarken in de jaren tachtig. Voor Nederland is een besparing mogelijk van enkele tientallen PJ. Een belangrijk probleem is de bedrijfszekerheid en regelbaarheid van de warmtetoevoer. Verder is integratie alleen mogelijk indien een belangrijk deel van een raffinaderij stilgelegd wordt. In Nederland is door een raffinaderij samen met een energiebedrijf in 1996 een project voorgedragen voor financiële stimulering. Dit project is niet doorgegaan omdat de warmteafnemer flexibel wilde blijven in de afname van proceswarmte en stoom, waardoor voor de elektriciteitsproducent teveel onzekerheid over de elektriciteitsproductie bleef bestaan. Vanwege de hoge bezettingsgraad in de aardoliesector is naar verwachting een hoge continue warmtevraag nu minder een knelpunt dan in 1996. Niettemin zijn de marktomstandigheden voor gasgestookte WKK minder gunstig geworden door relatief hoge gasprijzen in vergelijking tot de voor crudeforuizen gangbare stookolie. Bovendien zijn de mogelijkheden voor eigen afname van elektriciteit in de raffinagesector beperkt door de reeds omvangrijke toepassing van WKK voor stoomopwekking. Om überhaupt een afweging te kunnen maken voor deze toepassing van WKK zal gewacht moeten worden op een nieuwe gelegenheid bij vervanging of nieuwbouw van een crudeforuiz.

5. STIMULERINGSBELEID WKK

Vanwege de verslechterde concurrentiepositie van WKK is het besef gegroeid dat voortgaande groei van WKK-vermogen niet vanzelfsprekend is. In de in 1999 gepubliceerde Uitvoeringsnota Klimaatbeleid zet de overheid in op groei van WKK via het benchmarkconvenant en nieuwe meerjarenafspraken, voor die bedrijven die buiten het convenant vallen. Omdat deze groei ook door andere factoren wordt bepaald, zoals de rentabiliteit van (bestaande) WKK en de huidige overcapaciteit van elektriciteitsproductievermogen, zijn in het Actieprogramma Energiebesparing concrete initiatieven geformuleerd, op basis waarvan nieuwe beleidsmaatregelen ter stimulering van bestaande en nieuw te bouwen WKK ontwikkeld zijn. Deze nieuwe maatregelen komen bovenop de al bestaande stimuleringsmaatregelen zoals de fiscale stimulering via de REB-vrijstelling op WKK-gas en de EIA/Vamil regeling.

In oktober 2000 heeft de Minister van Economische Zaken een pakket met extra maatregelen voor zowel bestaande als nieuwe WKK bekend gemaakt. In oktober 2000 en mei 2001 heeft de Minister deze maatregelen aangepast c.q. verruimd. Het totale pakket ziet er nu als volgt uit:

- Afdrachtskorting voor bestaande en nieuwe WKK. Deze bedraagt voor 2001 1,25 gldct/kWh en is beperkt tot de eerste 1000 GWh aan het net geleverde elektriciteit. Voor de afdrachtskorting geldt een minimaal Senter-rendement van 60%.
- Verhoging van de EIA voor alle investeringen van 40 naar 55% (dit komt feitelijk neer op een financieringssteun van 14% naar 19,25%). Om in aanmerking te komen voor EIA dient het Senter-rendement van de WKK-installatie 65% of hoger te zijn.
- REB-vrijstelling op WKK-gas en op eigen verbruik van WKK-stroom, dit laatste ook na generieke omvorming van de brandstoffenbelasting (BSB). Met deze omvorming wordt de brandstoffenbelasting voor elektriciteitsproductie een outputheffing in plaats van een inputheffing. De heffing komt hiermee te liggen bij de eindconsument van elektriciteit en resulteert in een verhoging van de REB. De brandstofkosten van kolencentrales dalen door de maatregel het sterkst. Omdat STEG-centrales in de regel een hoger elektrisch rendement hebben dan WKK, dalen de brandstofkosten van de laatste iets meer. Door de maatregel wordt de competitiviteit van alle drie de opties ten opzichte van importelektriciteit versterkt. De omvorming van de BSB geldt alleen voor installaties met een elektrisch rendement van 30% of hoger en de installatie moet minimaal 60 kW_e zijn.
- Voor incidentele afnemers van elektriciteit is de zogenaamde 600-uurs regeling voor transporttarieven in werking getreden. Deze regeling is bedoeld om de transportkosten te verlagen van afnemers die een zeer beperkt aantal uren (maximaal 600 uur) per jaar elektriciteit van het net afnemen. Dit is vormgegeven door de kW-component van het transporttarief op jaar- en maandbasis om te zetten naar een kW-component op weekbasis. Deze regeling geldt alleen voor afnemers aangesloten op het 25-50 kV-net (tussenspanning) en hoger.
- Vanaf 2002 mogen netbeheerders WKK-installaties een vergoeding geven voor invoeding op het laagspannings- en middenspanningsnet van 0,22 gldct/kWh ter compensatie van de uitgespaarde netkosten. Deze tijdelijke regeling loopt vooruit op de evaluatie van de tarievcodes die in 2002 wordt uitgevoerd. De netbeheerders zijn niet verplicht deze regeling toe te passen.

In de kostprijsberekeningen (zie Hoofdstuk 7) is de afdrachtskorting niet meegenomen. Ook met de vergoeding voor uitgespaarde netkosten is geen rekening gehouden aangezien deze tussenrapportage betrekking heeft op de drie jaren vóór 2002.

Momenteel wordt onderzoek gedaan naar de mogelijkheden om WKK te stimuleren op basis van een CO₂-prestatie-index. Hiermee wordt de stimulering van WKK direct gerelateerd aan de werkelijk gerealiseerde CO₂-emissiereductie door een WKK-installatie. Eventuele resultaten van dit onderzoek zijn nog niet gepubliceerd.

DEEL 2: MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING
NEDERLAND - INZICHT

6. BESCHRIJVING STANDAARDCASES WKK

In dit hoofdstuk worden de verschillende typen WKK-installaties beschreven die in deze studie zijn gebruikt om inzicht te krijgen in de financiële en economische situatie van warmtekracht in Nederland. Deze installaties worden de standaardcases genoemd. In Paragraaf 6.1 wordt toegelicht hoe de selectie van de standaardcases tot stand is gekomen. Om deze standaardcases te toetsen aan de werkelijkheid (monitoren) is een enquête uitgevoerd onder verschillende WKK-exploitanten. De gegevens uit deze enquête worden in Paragraaf 6.2 tot en met 0 vergeleken met de gedefinieerde standaardcases.

6.1 Selectie standaardcases

In 1999 is voor de studie ‘Toekomst Warmtekrachtkoppeling’ (ECN-C--99-086) in samenwerking met o.a. Stork Engineering Consultancy, VEMW en Cogen Nederland een aantal representatieve WKK-typen geselecteerd. Uitgaande van deze WKK-typen is voor de monitoring een aantal standaardcases nader gedefinieerd in overleg met het WK-Platform. Een tabel met de standaardcases is opgenomen in Bijlage D. Deze standaardcases kunnen als de meest representatieve cases voor Nederland worden beschouwd.

Tabel 6.1 deelt het huidige WKK-park op naar de standaardcases zodat de representativiteit kan worden getoetst. Uit de enquêtegegevens blijkt dat voor grootschalige installaties gemiddeld een afschrijftermijn van 10-15 jaar wordt gehanteerd. Derhalve worden voor het huidige WKK-park alleen de installaties beschouwd die gebouwd zijn vanaf 1985.³⁰ Groot-schalige warmtedistributie valt buiten deze studie. De kolommen vijf tot en met zeven van Tabel 6.1 geven respectievelijk aan hoeveel WKK-installaties van de verschillende types zijn opgesteld, hoeveel MW dit bedraagt en hoeveel procent dit is van het totaal opgesteld vermogen. Hieruit is op te maken dat de STEG van 250 MW in eigendom van joint ventures een groot percentage dekt van het totaal opgesteld vermogen in Nederland. Ook de kleinere STEG en de STEG met bijstook in eigendom van joint ventures beslaan een relatief groot aandeel van het opgesteld vermogen. Alleen de stoomturbines kunnen niet worden ingedeeld in de gekozen standaardcases, dit is slechts 1% van het huidige park (exclusief de genoemde uitzonderingen).

³⁰ Voor de gasmotoren is deze grens van 1985 niet relevant aangezien het gros van de huidige gasmotoren in de jaren negentig geplaatst is.

Tabel 6.1 *Indeling van alle bestaande WKK-installaties en de geënquêteerde installaties naar de standaardcases*

Type WKK	Standaardcases		Beheer	Opgesteld in Nederland			Aantal installaties	Enquête	
	Cases	MW		Aantal installaties (<15 jaar)	MW	Totaal opgesteld vermogen [%]		MW	Dekking MW praktisch door enquête [%]
Gasturbine/AK	2a, 2b, 4a, 4b	7,5	JV	15	85	2	5	24	27
Gasturbine/AK	1a, 1b, 3a, 3b	8,3	Part	11	65	1	4	28	44
Gasturbine/AK	5, 6, 7, 8	35	Part/JV	10	340	7	1	75	22
STEG/bijstook	9, 11	29	Part	} 5	110	2	4	178	} 45
STEG	13, 15	47	Part						
STEG/bijstook	10, 12	29	JV	} 14	630	14	2	106	
STEG	14, 16	47	JV						
STEG	17a	250	Part	0	0	0			
STEG	17b	250	JV	7	1750*	39	4	1090	62
Stoomturbine	--	--	--	4	60	1	--	--	--
Gasmotor ov.	18	0,25	EBD	n.b.	210**	5	293	130	62
Gasmotor tuind.	20	0,35	EBD	n.b.	540	12	369	182	33
Gasmotor ov.	19	0,25	Part	n.b.	240**	5	--	--	--
Gasmotor tuind.	21	0,35	Part	n.b.	510	11	--	--	--
<i>Totaal</i>					4540***	100	682	1813	40

* Inclusief Moerdijk, Geleen, Velsen (centrale eenheden, voorheen in SEP beheer).

** Schatting.

*** Het totale WKK-vermogen in 2000 is 7400 MW. De resterende 2920 MW is opgebouwd uit stadsverwarming en warmtedistributie eenheden (2000 MW) en grootschalig industrieel vermogen gebouwd voor 1985 (920 MW).

n.b. = niet bekend.

In het kader van de monitoring is een geanonimiseerde enquête uitgevoerd bij bedrijven die WKK exploiteren. Daarmee wordt beoogd de representativiteit van de standaardcases te toetsen, zowel in omvang als in eigenschappen, en meer inzicht te krijgen in de spreiding. De laatste drie kolommen van Tabel 6.1 geven de respons op deze enquête weer. Hier wordt aangegeven: het aantal installaties dat per case heeft gereageerd, het bijbehorend totaal vermogen en als laatste de dekking van deze respons ten opzichte van het werkelijk opgesteld vermogen van dat type. Hierbij moet worden opgemerkt dat de gasmotoren in eigen beheer niet geënquêteerd zijn. Dit betreft naar schatting ongeveer 510 MW in de glastuinbouw en 240 MW voor de niet-glastuinbouw; 16% van het totale vermogen. In totaal dekt de respons slechts 40% van het totaal opgesteld vermogen. Daarnaast was niet alle respons volledig, zodoende is de representativiteit van de enquêteresultaten niet voldoende om algemene conclusies over het totale Nederlandse WKK-park te trekken. Bij interpretatie van de resultaten dient hiermee rekening te worden gehouden.

Op basis van de respons per case en de relevantie is een subselectie gemaakt van een zestal cases waarop in deze studie dieper wordt ingegaan. In de volgende paragrafen worden de specificaties van deze zes cases nader toegelicht en vergeleken met de resultaten van de enquête.

6.2 Technische gegevens standaardcases en enquête

De technische karakteristieken van de cases zijn vermeld in Tabel 6.2. De B&O-kosten van deze zes cases zijn ten opzichte van voorgaande studies gewijzigd. Deze wijzigingen zijn

gebaseerd op praktijkgegevens die door het WK-Platform ter beschikking zijn gesteld.³¹ Uit deze informatie en uit de informatie verkregen via de enquêtes is geconcludeerd dat de B&O-kosten van een aantal standaardcases die in voorgaande studies door ECN zijn gehanteerd te laag zijn (ECN-C--99-086).

Ook de rendementen zijn op basis van deze informatie bijgesteld.³¹ De rendementen waarvoorheen mee gerekend is, hebben betrekking op de ontwerpcondities, waarbij rekening is gehouden met de gemiddelde technische prestaties over de levensduur van de installatie. De in de praktijk gerealiseerde rendementen liggen lager. Dit kan komen door korte termijn schommelingen in de warmtevraag, een lagere warmteafname dan vooraf voorzien of door een gewijzigde bedrijfsvoering vanwege veranderde marktomstandigheden (bijvoorbeeld deellast draaien of start/stop bedrijf).³² Voor de eerste twee effecten zijn de rendementen gecorrigeerd; dit worden de realisatie rendementen genoemd. Voor het laatst genoemde effect niet, in deze studie wordt daar afzonderlijk aandacht aan besteed (zie Paragraaf 7.4.2).

Tabel 6.2 *Technische gegevens van de geselecteerde standaardcases*

Case	Techniek	Beheervorm**	Vollast uren	Vermogen [MW]	W/K	Realisatie Senter rendement [%]	Eigen afname [%]	Ontwerp Senter rendement [%]
2a	Gasturbine/AK	JV	7500	7,5	1,6	58,4	25	63
3b	Gasturbine/AK	Part.	7500	8,3	3,9	64,7	75	70
10	STEG/bijstook	JV	7500	28,3	0,8	62,9	25	67
14	STEG	JV	7500	47	0,6	59,5	25	58
17b	STEG	JV	7500	250	0,7	62,9	25	68
20	Gasmotor tuind.	Energieb.	3500	0,35	1,5	70,0	0	70

**JV = Joint venture, dan wel 100% energiebedrijf, Part. = Particulier beheer.

In Tabel 6.3 staan de gemiddelde technische gegevens uit de enquête gesorteerd naar het type case per geënquêteerd jaar. De Senter-rendementen afgeleid uit de enquête zijn voor alle cases lager dan aangenomen voor de standaardcases. Dit is tot op zekere hoogte toe te schrijven aan over-dimensionering van het apparaat en korte termijn schommelingen in de warmtevraag. Daarnaast wordt condensatiebedrijf in mindere mate toegepast omdat elektriciteit minder oplevert, ook dit brengt het rendement van een installatie omlaag.

Tabel 6.3 *Gemiddelde van de technische gegevens van de geënquêteerde installaties*

Case	Techniek	Vermogen [MW]	Vollasturen			W/K			Realisatie Senter rendement [%]			Eigen afname [%]		
			1999	2000	2001*	1999	2000	2001	1999	2000	2001	1999	2000	2001
2a	Gasturbine/AK	4,0	6956	7501	3063	1.4	1.6	1.8	47	48	44	1	1	2
3b	Gasturbine/AK	5,2	7877	8015	4226	2.7	2.8	2.7	62	62	64	91	94	93
10	STEG/bijstook	44,5	8604	8154	3556	1.2	1.3	1.5	61	63	62	38	40	38
14	STEG	53,0	8027	7915	3218	0.6	0.6	0.7	54	54	54	22	22	26
17b	STEG	261	4794	7542	3074	1.0	0.4	0.5	60	57	55	23	8	8
20	Gasmotor tuind.	0,63	3442	3611	2097	1.4	1.5	1.5	67	68	67	0	0	0

* Dit aantal uren heeft slechts betrekking op het eerste halfjaar van 2001. Een verdubbeling van het aantal uren geeft een indruk van de jaarlijkse vollasturen dat te verwachten is voor het hele jaar 2001.

³¹ Alleen de zes standaardcases waarop in deze studie wordt gefocust, zijn aangepast. Dit zijn niet alle standaardcases die in de modellen van ECN worden gebruikt. Bijlage V bevat een toelichting van deze wijzigingen.

³² Zie ook de brief van de heer P. Steenbergen namens het WK Platform kenmerk: PS/CN 01.156.

De gemiddelde vermogens van de enquêtes behorend bij Case 3b en Case 20 verschillen relatief veel van de vermogens die voor de standaardcases zijn aangenomen. De vollasturen en het percentage eigen afname komen redelijk overeen met de verwachtingen. Hierbij dient echter wel opgemerkt te worden dat door de lage respons op de enquête, individuele uitschieters de gemiddelde uitkomsten sterk kunnen beïnvloeden. Een dergelijke uitschieter is zichtbaar in het percentage eigen afname van de grote STEG (Case 17b) in het jaar 1999. Eén van de geënquêteerde installaties in 1999 heeft vermoedelijk door speciale omstandigheden veel van de geproduceerde elektriciteit zelf afgenomen. Uit het gemiddelde cijfer kan dus niet de algemene conclusie worden getrokken dat in Nederland een dalende trend is waar te nemen in de eigen afname bij grote STEGs.

De vollasturen in het eerste halfjaar van 2001 doen vermoeden dat het totaal aantal vollasturen licht afneemt. Dit effect is het meest aanwezig bij de gasturbine met de lagere W/K verhouding (en dus relatief veel elektriciteit producerend) en de STEGs. Ook de Senterrendementen van deze cases nemen af. Een lager Senterrendement is een logisch gevolg van meer op- en afregelen van de installatie.

6.3 Kostengegevens standaardcases en enquête

In Tabel 6.4 worden de aannames betreffende de investeringen en de bediening- en onderhoudskosten van de standaardcases vergeleken met de cijfers uit de enquête. De B&O-kosten in de enquête verschillen per jaar.

Case 2a, de gasturbine/AK, blijkt in de praktijk gemiddeld veel hogere kosten te hebben dan voor de standaardcase is aangenomen. Dit geldt voor de investering en de B&O-kosten. Belangrijk is dat dit hoge gemiddelde wordt veroorzaakt door één installatie met driemaal hogere B&O-kosten dan aangenomen voor de standaardcase. Wanneer deze installatie niet wordt meegenomen bij het berekenen van de gemiddelde B&O-kosten, dan is dit gemiddelde slechts 10% hoger dan de B&O-kosten van de standaardcase. Omdat de respons op de enquête laag is kan niet worden aangegeven of dergelijke uitschieters uitzonderlijk zijn of juist veelvuldig voorkomen en zodoende terecht het gemiddelde beïnvloeden.

Voor de gasturbine/AK met een hogere w/k-verhouding (Case 3b) zijn juist hogere kosten aangenomen voor de standaardcase vergeleken met de enquête resultaten. Ook de kosten uit de enquête en de standaardkosten van de grote STEG (Case 17b) verschillen significant. Wederom is een grote spreiding waarneembaar in de kosten van de verschillende geënquêteerde STEG-installaties, zodat de resultaten met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd moeten worden.

Tabel 6.4 *Financiële gegevens van de geselecteerde standaardcases en de bijbehorende enquêtes*

Case	Techniek	Investering [gld/kW]		B&O [gldct/kWh]			
		Standaard	Enquête	Standaard	Enquête 1999	Enquête 2000	2001
2a	Gasturbine/AK	1745	2207	2,06	4,4	4,0	4,2
3b	Gasturbine/AK	2978	1883	1,73	1,2	1,1	1,1
10	STEG/bijstook	2091	2395	1,63	1,6	1,6	2,1
14	STEG	1822	1968	1,86	1,9	1,9	2,3
17b	STEG	1086	1793	0,96	2,7	1,7	2,2
20	Gasmotor tuind.	1793	1571	1,88	2,0	1,9	1,7

6.4 Energieprijzen standaardcases en enquête

In deze paragraaf worden de energieprijzen van de cases, berekend met de informatie uit Hoofdstuk 2, vergeleken met de energieprijzen afgeleid uit de enquêtes. De prijzen uit de enquêtes zijn afgeleid uit de totale inkoopkosten en verkoopopbrengsten van gas, elektriciteit en warmte. Omdat slechts van ca 30% van de installaties gegevens zijn verkregen over deze kosten en opbrengsten zijn de enquêteprijzen niet representatief en moeten ze dan ook met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd worden.

6.4.1 Gasprijzen

Tabel 6.5 vergelijkt de gasprijzen van de standaardcases met de prijzen afgeleid uit de enquêtes voor de drie verschillende jaren. De gasprijzen van de standaardcases en de enquêtes liggen relatief dicht bij elkaar. In 2001 zijn de verschillen het kleinst. Dit kan verklaard worden door het feit dat sinds de liberalisering meer transparantie omtrent prijsinformatie wordt geëist. Sinds 2001 worden bijvoorbeeld de maximum marges op de inkoopprijzen, die de energiebedrijven mogen hanteren, gereguleerd en gepubliceerd.

De verschillen die wel aanwezig zijn tussen enquête en standaardcases zijn veelal het resultaat van speciale contracten die de WKK-exploitanten met hun energieleverancier hebben afgesloten. Deze contractvormen kunnen een onderdeel zijn van een zogenaamd geïntegreerd contract waarin bijvoorbeeld ook de afname van de warmte tegen een bepaalde prijs is opgenomen. Dit soort effecten middelt zich niet voldoende uit in de gemiddelde cijfers door de lage respons en doordat sommige respondenten wel de gaskosten hebben ingevuld maar niet de inkomsten aan warmte en elektriciteit. Door dit laatste kan niet worden geconcludeerd of een afwijkende gasprijs wordt gecorrigeerd door afwijkende inkomsten.

Tabel 6.5 *Vergelijking gemiddelde gasprijzen enquête en standaardcases [gldct/m³]*

	Case	MW	Beheer	Gemiddelde gasprijs standaardcases			Gemiddelde gasprijs enquêtes		
				1999	2000	2001	1999	2000	2001
GT/AK	1b	7,5	Part	17,2	27,0	29,6	19,4	23,8	28,5
GT/AK	2a	7,5	JV	17,2	27,0	29,6	--	--	--
GT/AK	3b	8,3	Part	17,2	27,0	29,6	15,8	26,5	31,7
GT/AK	5	35	JV/Part	17,2	26,6	29,3	--	--	--
STEG	10	29	JV	17,2	26,6	29,3	19,5	30,9	27,7
STEG	14	47	JV	17,2	26,6	29,3	--	--	--
STEG	17b	250	JV	17,2	26,5	29,2	17,5	21,4	26,4
GM ov.	18	0,25	EBD	26,2	38,4	40,8	20,9	31,5	36,0
GM tuind.	20	0,35	EBD	18,1	25,8	33,3	21,1	31,6	32,9

-- = geen gegevens beschikbaar

6.4.2 Elektriciteitsprijzen

De elektriciteitsprijzen van de standaardcases en de enquête worden vergeleken in Table 6.6. De verkoopprijzen in 1999 en 2000 van STEG-installaties en gasturbines zijn vergelijkbaar. In 2001 is de verkoopprijs van gasturbines in de enquêtes hoger dan de prijs die in de standaardcases gebruikt wordt, terwijl die van de STEGs lager uitvalt. Wederom dient opgemerkt te worden dat deze conclusie sterk afhankelijk is van individuele gevallen.

Uit de enquête blijkt verder dat de gasmotoren in 1999 en 2000 in de praktijk een aanzienlijk hogere vergoeding ontvingen voor aan het net geleverde elektriciteit dan de terugleververgoeding waar in de standaardcases van uitgegaan wordt. In 2001 is dit verschil minder groot. Voor tuinders is in 2001 de enquêteprijs gedurende de off-peak juist lager dan de standaardcaseprijs.

Tabel 6.6 *Vergelijking gemiddelde verkoopprijzen enquête en standaardcases [gldct/kWh] (gasmotoren: peak / off peak)*

Case	MW	Beheer	Gem. verkoopprijs elektriciteit standaardcases [gldct/kWh]			Gem. verkoopprijs elektriciteit enquêtes [gldct/kWh]			
			1999	2000	2001	1999	2000	2001	
GT/AK	1b	7,5	Part	7,4	8,0	6,9	7,5	6,9	7,6
GT/AK	2a	7,5	JV	7,4	8,0	6,9	--	--	--
GT/AK	3b	8,3	Part	7,4	8,0	6,9	7,5	7,0	7,6
GT/AK	5	35	JV/Part	7,4	8,0	6,9	--	--	--
STEG	10	29	JV	7,4	8,0	6,9	7,1	7,7	5,5
STEG	14	47	JV	7,4	8,0	6,9	--	--	--
STEG	17b	250	JV	7,4	8,0	6,9	--	--	5,5
GM ov.	18	0,25	EBD	10,2/5,3	11,1/6,2	11,3/6,1	17,7/5,2	14,5/9,1	12,7/7,6
GM tuind.	20	0,35	EBD	10,2/5,3	11,1/6,2	11,3/6,1	17,2/5,2	14,5/9,1	12,4/3,2

-- = geen gegevens beschikbaar

6.4.3 Warmtepreizen

Deze paragraaf vergelijkt de gemiddelde warmtepreizen uit de enquêtes met de warmtepreizen berekend volgens de informatie uit Hoofdstuk 2. Tabel 6.7 laat deze vergelijking zien. Ook hier geldt dat de enquêtepreizen met de nodige voorzichtigheid geïnterpreteerd moeten worden.

Vooral de warmtepreizen voor Case 2a (Gasturbine/AK) vertonen grote verschillen tussen de enquêtepreizen en de standaardcasepreizen. Hier kan de juistheid van de enquêtegegevens in twijfel worden getrokken. Het is ook mogelijk dat de geënuquêteerde installaties een speciaal contract hebben binnen de joint venture waarin afwijkende warmtepreizen (hoger of lager dan de eigenlijke marktwaarde) zijn vastgelegd (zie ook voorgaande toelichting bij de gaspreizen). Vermoedelijk gaat dit gepaard met afwijkende inkomsten uit andere bronnen (bijvoorbeeld lage waardering van elektriciteit) of speciale gaspreizen. In geval van Case 2a is een dergelijk verband niet aan te tonen omdat de respondenten geen gegevens over elektriciteit- en gaspreizen hebben ingevuld. De preizen van de gasmotor bij de tuinder vertonen de minste verschillen.

Tabel 6.7 *Vergelijking warmtepreizen uit enquêtes en standaardcases [gld/GJ]*

Case	MW	Beheer	Gem. warmtepreijs standaardcases [gld/GJ]			Gem. warmtepreijs enquêtes [gld/GJ]			
			1999	2000	2001	1999	2000	2001	
GT/AK	1b	7,5	Part	7,9	10,3	11,3	--	--	--
GT/AK	2a	7,5	JV	7,1	9,3	10,2	33,8	39,0	43,4
GT/AK	3b	8,3	Part	7,0	10,1	11,1	--	--	--
GT/AK	5	35	JV/Part	6,8	10,0	10,9	--	--	--
STEG	10	29	JV	6,4	9,1	10,0	--	--	--
STEG	14	47	JV	6,4	9,1	10,0	--	--	--
STEG	17b	250	JV	5,8	8,9	9,7	9,8	8,6	6,4
GM ov.	18	0,25	EBD	24,1	31,8	31,7	13,0	17,4	22,4
GM tuind.	20	0,35	EBD	7,7	9,9	12,2	6,4	8,7	10,7

-- = geen gegevens beschikbaar

7. EXPLOITATIECONDITIES BESTAANDE WKK

In dit hoofdstuk worden de exploitatiecondities van bestaande WKK in Nederland besproken voor de jaren 1999, 2000 en het eerste halfjaar van 2001 (januari tot en met juni 2001). De exploitatiecondities van een WKK-installatie worden bepaald door de opbrengsten en de kosten. In Paragraaf 7.1 wordt toegelicht welke kosten wel of niet worden meegenomen in de gehanteerde kostprijs. Vervolgens worden in Paragraaf 7.2 de kostprijzen van WKK berekend op basis van de standaardgegevens uit Hoofdstuk 6 en de prijsinformatie uit Hoofdstuk 2. De kostprijzen worden alleen berekend voor de geselecteerde WKK-typen die besproken zijn in Hoofdstuk 6. In Paragraaf 7.3 worden de enquêtegegevens gebruikt om de kostprijzen van de cases te berekenen. Paragraaf 7.4 besluit dit hoofdstuk met een korte analyse van het voordeel van eigen gebruik van elektriciteit en een bespreking van de enquêteresultaten over het terugregelen dan wel uitzetten van de WKK.

7.1 Specificatie kostprijsberekening

Als belangrijkste indicator voor de marktpositie van WKK wordt de kostprijs per geproduceerde kWh gehanteerd. In deze kostprijs worden (in ieder geval) de kosten en opbrengsten die direct samenhangen met het functioneren van de installatie meegenomen, te weten:

1. gaskosten warmtekrachtinstallatie,
2. variabele en vaste bedienings- en onderhoudskosten (b&o-kosten),
3. netkosten voor back-up services,
4. systeemkosten en eventuele kosten door lup,³³
5. opbrengsten geproduceerde warmte,
6. vermeden reb en bsb,
7. vermeden netkosten over eigen afname elektriciteit,
8. rentelasten op het vreemd vermogen.

De kostprijs wordt berekend op basis van deze componenten en kan vervolgens worden vergeleken met de marktwaarde van elektriciteit. De wijze waarop deze marktwaarde wordt bepaald, is toegelicht in Hoofdstuk 2. Ook de wijze waarop de gaskosten en de warmtewaardering worden berekend, is in Hoofdstuk 2 behandeld. Voor de andere componenten volgt hieronder een toelichting hoe ze berekend zijn en welke uitgangspunten aangenomen zijn. *De afdrachtkorting van 1,25 gldct/kWh, geldig vanaf 2001, is in alle resultaten van dit hoofdstuk buiten beschouwing gebleven.*

Ad 3. Netkosten voor back-up services

De WKK-installatie is voor onderhoud of door uitval niet altijd beschikbaar, zodat een voorziening voor vervangende elektriciteitslevering moet zijn getroffen. Voor alle cases is uitgegaan van 500 uur per jaar back-up afname van elektriciteit. Aangenomen is dat deze back-up afname plaats vindt in 4 verschillende maanden en 8 verschillende weken. Dit is van belang omdat de transporttarieven op maand- en soms op weekbasis worden berekend. Het vermogen van de back-up is ingeschat aan de hand van het vermogen van de eigen afname. De kosten bestaan uit de netkosten voor de back-up (dit is inclusief vastrecht; hierbij kan gebruik worden gemaakt van de 600-uursregeling), de systeemkosten die betaald moeten worden over de back-up elektriciteit en de REB over deze elektriciteit.

³³ LUP = Landelijk Uniform Producententarieef.

Ad 4. Systeemkosten en eventuele LUP

De systeemkosten (0,38 gldct/kWh in 2001) worden geheven over zowel elektriciteit afgenomen uit het net als elektriciteit geconsumeerd uit eigen productie. De LUP (0,26 gldct/kWh) geldt voor alle installaties aangesloten op het 110 kV-net en hoger (overeenkomend met de netvlakken TS, HS en Trafo HS+TS/MS).

Ad 6. Vermeden REB en BSB

WKK-gas is vrijgesteld van REB en BSB. Ook de eigen afname van elektriciteit is vrijgesteld van REB. Dit voordeel geldt voor zowel WKK in eigendom van een joint venture als van een particulier. De fiscale stimulering door afdrachtskorting van de REB wordt niet in de kostprijs meegenomen.

Ad 7. Vermeden netkosten over eigen afname elektriciteit

De structuur en de hoogte van de nettarieven voor elektriciteit zijn toegelicht in Paragraaf 2.2.2. Op basis van deze cijfers wordt een voordeel toegekend in de vorm van vermeden netkosten over de eigen afname van elektriciteit (inclusief vastrecht en systeemkosten). Dit voordeel geldt voor zowel WKK in eigendom van een joint venture als van een particulier. Afhankelijk van de case is een hoeveelheid eigen afname van 25%, 75% of 100% aangenomen.

Ad 8. Rentelasten op het vreemd vermogen

Als rentelasten worden de gemiddelde jaarlijkse rentelasten aangehouden over het vreemd vermogen bij een afschrijvingstermijn van 10 jaar en een rente van 6%. Voor alle cases wordt uitgegaan van financiering van de investering met 60% vreemd vermogen. Er wordt gerekend met het investeringsbedrag na subsidies (EIA plus VAMIL) en een lineaire afschrijving. Een installatie kan aanspraak maken op de EIA en de VAMIL wanneer het ontwerp Senter-rendement 65% of hoger is. In een aantal cases komt het voor dat de praktijkrendementen (waarmee gerekend wordt voor de exploitatie) niet aan een Senter-rendement van 65% voldoen en de ontwerp-rendementen wel.

7.1.1 Overige kapitaalkosten

De overige kapitaalkosten bestaan uit de aflossing van het vreemd vermogen en de kosten voor eigen vermogen. In deze studie is ervoor gekozen om voor de exploitatie van bestaande installaties de kostprijs te baseren op die kosten waarvoor een exploitant onmogelijk uitstel van betaling kan bedingen voor een langere periode. In de berekening van de kostprijs wordt daarom geen rekening gehouden met afschrijving, aflossingen van vreemd vermogen en met eventuele vergoedingen voor het eigen vermogen.

In de resultaten gepresenteerd in Bijlage D is het afschrijvingsbedrag apart vermeld zodat het effect van het wel meenemen van dit afschrijvingsbedrag is af te leiden.

7.2 Exploitatieresultaat standaardcases

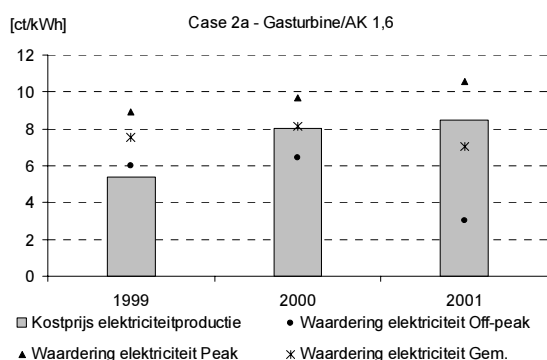
Alvorens de enquêtes te bestuderen (zie volgende paragraaf) zijn de gemiddelde kostprijzen (exclusief kapitaallasten, inclusief rentelasten) van de zes standaardcases berekend voor de jaren 1999, 2000 en het eerste half jaar van 2001. Het exploitatieresultaat van de WKK volgt uit de vergelijking van deze kostprijzen met de financiële waardering van de geproduceerde elektriciteit in dat jaar. Deze waardering van elektriciteit is verschillend voor de elektriciteit geleverd aan het net en elektriciteit die door de warmteafnemer zelf wordt afgenomen. Wanneer in een case sprake is van zowel netlevering als eigen consumptie wordt de kostprijs vergeleken met het gewogen gemiddelde van de twee verschillende waarderingen. De verschillende elektriciteitsprijzen en tarieven zijn toegelicht in Hoofdstuk 2. Ook de

gasprijzen en warmtewaardering zijn gebaseerd op de informatie beschreven in dat hoofdstuk.

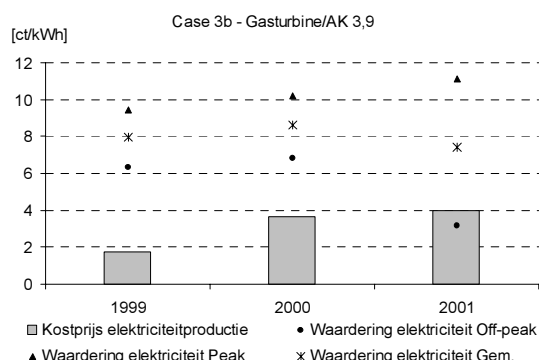
In de onderstaande figuren (Figuur 7.1 t/m Figuur 7.6) zijn de resultaten weergegeven. In deze figuren wordt onderscheid gemaakt tussen de elektriciteitswaardering gedurende de peak, de off-peak en gemiddeld over de dag.³⁴ De grafieken laten het verloop van de kostprijs over de drie jaren 1999, 2000 en 2001 zien als de waardering van de elektriciteit gedurende de peak en de off-peak. Uit deze waarden is het exploitatieresultaat af te leiden (waardering elektriciteit minus kostprijs).

De sterke daling van met name de off-peak prijs is duidelijk zichtbaar in alle figuren (zie ook Paragraaf 2.2). Terwijl de gemiddelde elektriciteitsprijs over de jaren daalt, stijgt de kostprijs voor alle standaardcases. Deze toename in kostprijs wordt alleen veroorzaakt door verandering van energieprijzen, tarieven en heffingen. Immers, rendementen, bedrijfsvoering en bedienings- en onderhoudskosten zijn in de standaardcases constant verondersteld over de drie jaren.

Twee van de zes cases (zie Figuur 7.1 t/m Figuur 7.6) hebben een duidelijk negatief exploitatieresultaat in 2001, de overige cases hebben gemiddeld een positief exploitatieresultaat doordat de geboekte winsten gedurende de peak de verliezen in de off-peak compenseren.



Figuur 7.1 Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) en energieprijzen standaardcase



Figuur 7.2 Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) en energieprijzen standaardcase

Case 2a - Gasturbine/AK in beheer van een energiebedrijf

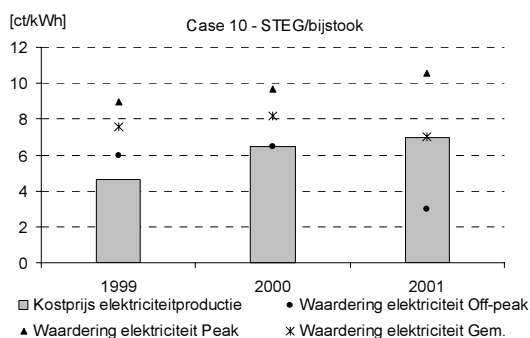
Figuur 7.1 laat de kostprijzen zien van een gasturbine/afgassenketel van 7,5 MW in beheer van een joint venture waarbij 75% van de elektriciteit aan het net wordt geleverd. In de kostprijs is de afdrachtkorting die voor deze elektriciteit geldt niet meegenomen.

In 1999 is het exploitatieresultaat gemiddeld en ook gedurende de dagdelen positief. In 2000 is de kostprijs sterk toegenomen. Dit komt door de sterk gestegen gasprijs als gevolg van een hoge olieprijs in 2000 (75% hoger ten opzichte van 1999). De hoge gasprijs leidt ook tot een hogere warmtewaardering. Dit is echter niet voldoende om de gestegen gaskosten volledig te compenseren. Het gemiddelde exploitatieresultaat in 2000 is nagenoeg nul. Gedurende de daluren is het resultaat negatief en dat wordt gecompenseerd door de winsten die gedurende de piekuren worden geboekt. In het jaar 2001 is ook het gemiddelde exploitatieresultaat negatief (circa -1,4 gldct/kWh). In de figuur is duidelijk te zien dat dit met name wordt veroorzaakt door de zeer lage off-peak prijs van elektriciteit.

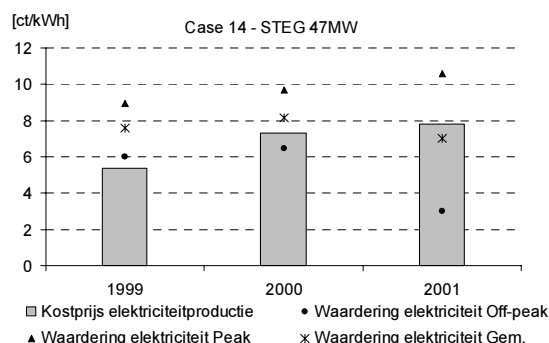
³⁴ Gewogen gemiddelde o.b.v. het aantal draaiuren in de peak en off-peak.

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

Figuur 7.2 geeft de kostprijzen van de gasturbine/afgassenketel van 8,3 MW met warmtekrachtverhouding 4 in beheer van de warmteafnemer waarbij slechts 25% van de elektriciteit aan het net wordt geleverd. Door het hoge percentage eigen afname is het voordeel aan vermeden netkosten relatief hoog (ca. -2.3 gldct/kWh). Daarnaast is verondersteld dat bij beheer door een warmteafnemer geen rekening wordt gehouden met een warmtekorting van 10% (zie ook Paragraaf 2.3). De warmtewaardering door een warmteafnemer zelf ten opzichte van een joint venture ligt hierdoor 10% hoger. Voor deze case levert dit circa 1,5 gldct/kWh 'voordeel' op.³⁵ De twee genoemde voordelen zorgen voor een relatief lage kostprijs en daarmee een positief exploitatieresultaat in alledrie de jaren. Bovendien is het voordeel per kWh uitvergroet door de hoge W/K-verhouding van 4.



Figuur 7.3 Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) en energieprijzen standaardcase



Figuur 7.4 Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) en energieprijzen standaardcase

Case 10 - STEG/bijstook in beheer van een energiebedrijf

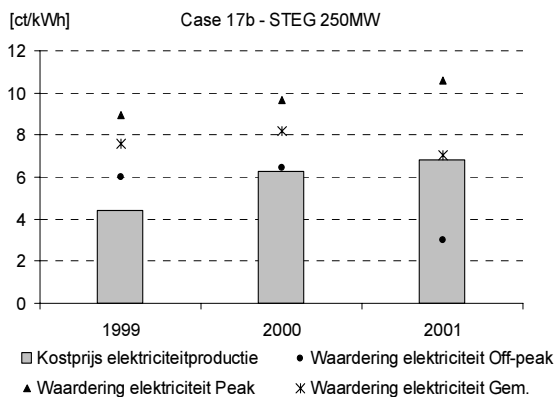
De resultaten voor een STEG met bijstook van 28 MW en een w/k-verhouding van 0,8 zijn weergegeven in Figuur 7.3. Voor deze situatie is het voordeel door vermeden netkosten en de warmtewaardering lager dan bij beheer door een warmteafnemer en 25% netlevering. Het exploitatieresultaat neemt ook hier sterk af over de drie jaren. Tussen 2000 en 2001 wordt dit veroorzaakt door een stijgende kostprijs als gevolg van hogere gasprijzen en een dalende elektriciteitswaardering. Het exploitatieresultaat blijft net positief.

Case 14 - STEG 47 MW in beheer van een warmteafnemer

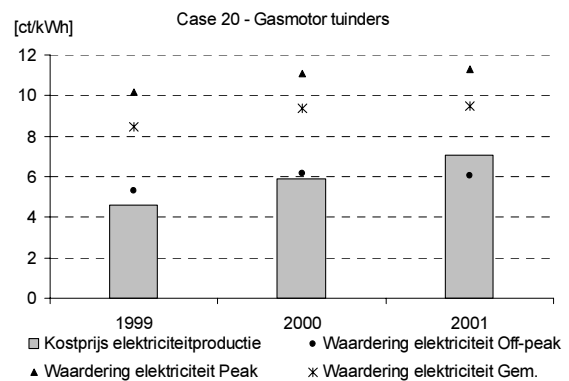
De situatie voor de STEG van 47 MW met een warmtekrachtverhouding van 0,6 geeft nagenoeg hetzelfde resultaat als de voorgaande case. Echter door de lagere w/k-verhouding van deze STEG produceert de installatie minder warmte per kWh zodat ook de warmtewaardering per kWh lager is. Daarnaast zijn de bedienings- en onderhoudskosten per kWh

³⁵ Het rekenen met een warmtekorting bij JVs is het gevolg van de contractvormen die vaak gebruikt worden voor JVs. In een dergelijk contract wordt een gedeelte van de inkomsten vooraf toegewezen aan één van de JV-partijen, de warmteafnemer. Dit gedeelte van de inkomsten wordt vertaald naar een korting op de warmteprijs. Deze korting dient als prikkel voor de warmteafnemer om deel te nemen aan de joint venture. De joint venture krijgt hierdoor minder inkomsten uit warmteproductie dan wanneer de installatie in eigendom is van een warmteafnemer zelf. Deze laatste waardeert de warmte namelijk op basis van de totale vermeden kosten. Door het rekenen met een warmtekorting in geval van JVs, is de kostprijs van elektriciteitsproductie door WKK afhankelijk van de beheerssituatie. Er heeft veel discussie plaats gevonden of dit wel terecht is. Immers mocht een joint venture failliet gaan omdat de warmte-inkomsten te laag zijn dan zou een contractverandering (waarbij de warmteprijs wel op werkelijke kosten wordt gebaseerd) een oplossing kunnen bieden. De overheid vindt extra steunmaatregelen pas noodzakelijk wanneer ook na contractheronderhandelingen de installatie niet rendabel kan draaien. De analyse in deze studie laat echter zien wat de huidige financiële situatie is, onder de bestaande contractvormen. Een tweede punt dat pleit voor het rekenen met een warmtekorting is het feit dat in de analyse geen rekening wordt gehouden met eventuele transactiekosten van de joint venture.

hoger dan voor de STEG met bijstook.³⁶ Deze twee effecten zorgen voor een iets hogere kostprijs per kWh. Het gemiddelde exploitatieresultaat in 2001 is voor deze case negatief (-0,8 gldct/kWh).



Figuur 7.5 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) en energieprijzen standaardcase*



Figuur 7.6 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) en energieprijzen standaardcase*

Case 17b - STEG 250 MW in beheer van een energiebedrijf

De grote STEG met w/k-verhouding 0,7 heeft in alle drie de jaren een positief gemiddeld exploitatieresultaat. In 2001 is het exploitatieresultaat gedurende de off-peak uren negatief. De exploitant zal in deze situatie overwegen om de installatie terug te regelen of mogelijk uit te zetten. Hierbij moet wel rekening worden gehouden met dat het terugregelen van de installatie effect heeft op het totaal rendement van de installatie. Voor deze case is het exploitatieresultaat gedurende de peak voldoende positief om dit op te vangen.

Case 20 - Gasmotor bij een tuinder in beheer van een energiebedrijf

De laatste case betreft de gasmotor toegepast bij een tuinder en in eigendom van een energiebedrijf (100% van de elektriciteit wordt geleverd aan het net). Dit is de enige van de zeven cases die in 2001 nog steeds gebonden is op zowel de elektriciteits- als de gasmarkt. Voor elektriciteit gelden zodoende in alle jaren gereguleerde tarieven, die voor de daluren duidelijk hoger liggen dan de marktprijs waarmee gerekend wordt in deze studie. De gasprijs wordt voor tuinders berekend met de speciale P-waarde voor tuinders. Deze P-waarde voor tuinders is tussen 1999 en 2000 minder sterk gestegen dan voor de industrie (50% i.p.v. 75% voor de industrie) wat zichtbaar is in de kostprijs. Dankzij de gereguleerde tarieven wordt de gasmotor gekenmerkt door een ruim positief exploitatieresultaat.

7.2.1 Uitsplitsing kostprijs

De kostprijzen die in de voorgaande paragraaf zijn weergegeven, zijn opgebouwd uit de componenten die zijn besproken in Paragraaf 7.1. In Bijlage F zijn tabellen opgenomen met een uitsplitsing van de kostprijs naar deze componenten voor elke standaardcase. Ter illustratie laat Tabel 7.1 deze uitsplitsing zien voor de STEG van 47 MW (Case 14).

Het bovenste gedeelte van de tabel geeft een aantal karakteristieken zoals de totale gasconsumptie en de totale elektriciteitsproductie van de installatie. Vervolgens worden de verschillende kosten en inkomsten opgeteld per kWh geproduceerde elektriciteit. In de kostprijs die hier gehanteerd wordt is de aflossing niet meegenomen. De tabel laat wel de hoog-

³⁶ Dat de B&O-kosten voor een STEG met bijstook lager zijn dan de B&O-kosten van een STEG zonder bijstook komt voort uit de aanpassingen van deze kosten in overleg met het WK-Platform (zie tevens bijlage V). In theorie zou men verwachten dat deze kosten gelijk zijn of juist de kosten voor een STEG met bijstook hoger zijn. In 2002 worden eenduidige afspraken gemaakt over de B&O-kosten.

te van de afschrijving zien zodat zichtbaar is hoe het exploitatieresultaat van deze installatie is wanneer uitgegaan zou zijn van een integrale kostprijs.

Tabel 7.1 *Opbouw van de kostprijs van de STEG 47 MW in eigendom van een joint venture en uitgaande van 75% netlevering (Case 14)*

Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	91,96	91,96	91,96	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	188	188	188	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	165	165	165	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[jaar]
Rentepercentage	6	6	6	[%]
Warmtekorting	10	10	10	[%]
Inkoopkosten gas	4,48	6,95	7,65	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-1,27	-1,80	-1,97	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,86	1,86	1,86	[gldct/kWh]
Back-up kosten elektriciteit (net + REB)	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-electriciteit	-0,01	-0,01	-0,04	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,88	6,82	7,36	[gldct/kWh]
Rentelasten (vreemd vermogen)	0,48	0,48	0,48	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	5,36	7,30	7,84	[gldct/kWh]
Afschrijving (vreemd en eigen vermogen)	2,43	2,43	2,43	[gldct/kWh]
Gemiddelde elektriciteitswaardering	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>5,36</i>	<i>7,30</i>	<i>7,84</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

Wanneer als kostprijs de integrale kostprijs (d.w.z. inclusief de afschrijving) wordt gehanteerd zouden in 2001 vijf van de zes cases een negatief exploitatieresultaat hebben, in plaats van twee. Tabel 7.2 laat dit zien. De achterliggende cijfers van dit overzicht zijn af te leiden uit de tabellen in Bijlage F.

Tabel 7.2 *Exploitatieresultaten inclusief aflossing voor zes standaardcases in het jaar 2001 [gldct/kWh]*

	Case 2a	Case 3b	Case 10	Case 14	Case 17b	Case 20
Kostprijs	8,48	3,99	6,98	7,84	6,80	7,05
Aflossing	3,70	2,14	1,51	2,43	2,15	2,77
Totaal	12,18	6,13	8,48	10,27	8,95	9,81
Elektriciteitswaardering	7,04	7,42	7,04	7,04	7,04	9,46
Exploitatieresultaat	-5,14	1,29	-1,44	-3,23	-1,91	-0,35

7.3 Exploitatieresultaat enquêtecases

In deze paragraaf wordt het exploitatieresultaat van de enquêtecases (d.w.z. de praktijksituaties) besproken. Omdat de bruikbare respons laag is dienen deze resultaten voor de afzonderlijke cases met zeer veel voorbehoud te worden geïnterpreteerd. De respons betreft bij grootschalige WKK slechts 3-5 gevallen per case. Het is zodoende niet mogelijk om op basis van de enquêtegegevens algemene conclusies te trekken over het totale Nederlandse WKK-park. Om dezelfde reden is het ook onmogelijk om harde conclusies te trekken met betrekking tot de representativiteit van de enquête dan wel de standaardcases.

Ondanks dat de enquête zich niet leent voor generalisatie en algemene uitspraken over de praktijksituatie, worden de resultaten hier gepresenteerd en besproken daar ze een goede indruk geven van de mogelijke variaties die in de praktijk kunnen voorkomen ten opzichte van de standaardcases.

In Paragraaf 7.3.1 zal het gemiddelde exploitatieresultaat per case worden berekend op basis van de technische cijfers verkregen via de enquête en de gemiddelde energieprijzen zoals berekend volgens de gegevens in Hoofdstuk 2. Hieruit kan het prestatieverschil van de praktijkgevallen met de standaardcases worden afgeleid. In Paragraaf 7.3.2, wordt het exploitatieresultaat berekend op basis van de inkoop- en verkoopprijzen zoals deze in de enquête zijn aangegeven. Door deze te vergelijken met de overige exploitatieresultaten kan het zogenoemde marktverschil worden afgeleid. De sectie eindigt met een overzichtstabel van zowel het prestatieverschil als het marktverschil tussen de enquêteresultaten en de standaardcases.

7.3.1 Prestatieverschil

De bedrijfsvoering, de technische prestaties en de bedienings- en onderhoudskosten zijn de factoren die het prestatieverschil van een WKK-installatie bepalen. In Tabel 7.3 worden de gemiddelde prestaties van de geënquêteerde cases vergeleken met de prestaties zoals aangenomen voor de standaardcases. De tabel vergelijkt het (gerealiseerd)³⁷ Senter-rendement, de vollasturen en de B&O-kosten.

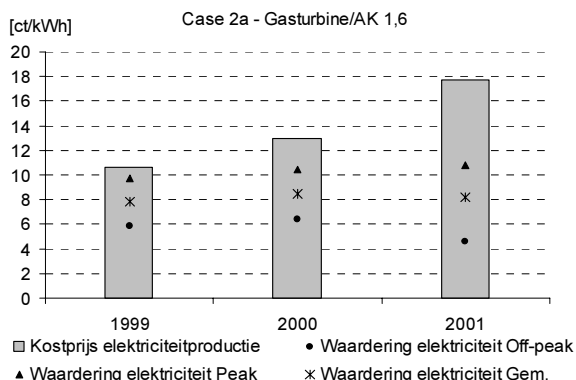
De tabel laat zien dat voor vier cases ieder jaar de in de enquête opgegeven B&O-kosten gemiddeld hoger zijn dan voor de overeenkomende standaardcases. Omdat in deze B&O-kosten ook rekening is gehouden met de vaste B&O-kosten zijn deze gecorreleerd aan de vollasturen: Wanneer de vollasturen in de enquête gemiddeld lager zijn, zijn de B&O-kosten relatief hoger. Over alle cases bekeken stemmen de vollasturen redelijk overeen met de aannamen van de standaardcases. De gemiddelde efficiency in de enquête is voor de meeste cases minder dan in de standaardcases (zie ook Paragraaf 6.2). Dit heeft een nadelig effect op de opbrengsten voor warmte en kracht. Voor de gasturbine/AK van 7,5 MW is dit effect heel groot.

Tabel 7.3 *Vergelijking van de technische prestaties van de enquêtes met de standaardcases*

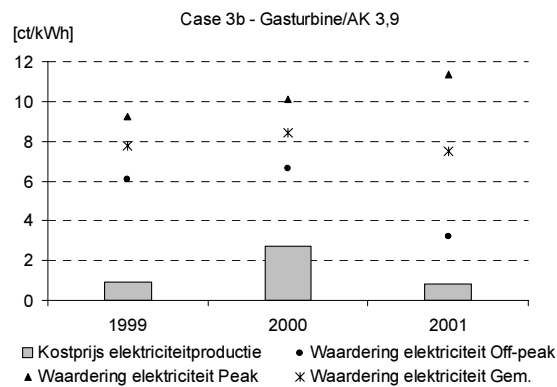
Case	Techniek	Vermogen standaard MW	Realisatie Senter rendement [% punten minder]			Vollasturen Enquête/standaard [%]			B&O-kosten Enquête/standaard [%]		
			1999	2000	2001	1999	2000	2001	1999	2000	2001
2a	Gasturbine/AK	7,5	12	11	14	93	100	82	211	194	206
3b	Gasturbine/AK	8,3	2	2	1	105	107	113	72	63	62
10	STEG/bijstook	28,3	2	0	1	115	109	95	97	98	103
14	STEG	47	5	5	6	107	106	86	101	102	125
17b	STEG	250	3	6	7	64	101	82	285	180	224
20	Gasmotor tuind.	0,35	3	2	3	98	103	120	135	130	114

In de onderstaande figuren worden de kostprijzen van de geënquêteerde installaties vergeleken met de berekende energieprijzen op basis van Hoofdstuk 2. Zoals eerder toegelicht, is in deze kostprijsberekening alleen gebruik gemaakt van de technische gegevens uit de enquête. De in de enquête opgegeven energiekosten en inkomsten zijn niet gebruikt zodat het prestatieverschil duidelijk zichtbaar wordt. In Paragraaf 7.3.2 worden kostprijzen gepresenteerd die gebaseerd zijn op zowel de technische als de financiële enquêtegegevens.

³⁷ Het gerealiseerd Senterrendement wijkt af van het ontwerp Senterrendement, hiermee is ook bij de rendementen van de standaardcases rekening gehouden.



Figuur 7.7 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquête - prestatie gegevens*



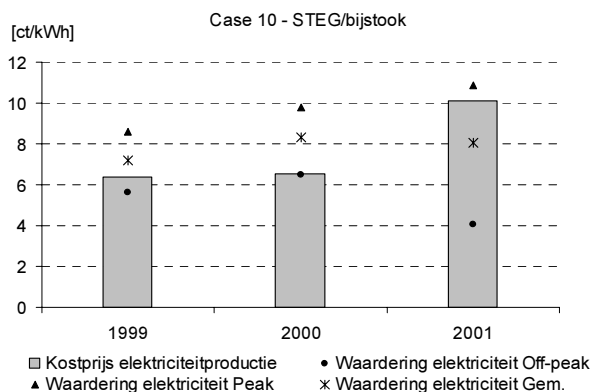
Figuur 7.8 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquête - prestatie gegevens*

Case 2a - Gasturbine/AK in beheer van een energiebedrijf

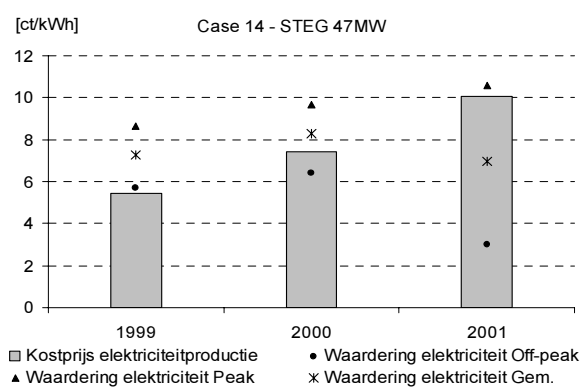
De gemiddelde kostprijs volgens de enquêteresultaten verschilt sterk met de kostprijs zoals deze voor de standaardcase is berekend (zie Figuur 7.1 in Paragraaf 7.2). Het verschil in 2001 bedraagt meer dan 9 gldct/kWh, oftewel een verdubbeling van de kostprijs. Deze hogere kostprijs wordt veroorzaakt door minder vollasturen, hogere B&O-kosten en een lagere efficiency. Kortom: de technische prestatie van dit WKK-type blijkt volgens de verkregen praktijkgegevens minder goed te zijn dan is aangenomen voor de standaardcase. Het exploitatieverschil is voor alle drie jaren negatief.

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

De gasturbine/AK met w/k-verhouding 3,9 heeft volgens de enquête een lagere kostprijs dan berekend op basis van de standaardcase. Uit Tabel 7.3 blijkt dat dit voornamelijk ligt aan de lagere B&O-kosten van deze installatie. Het exploitatieverschil is in deze situatie zeer positief.



Figuur 7.9 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquête - prestatie gegevens*



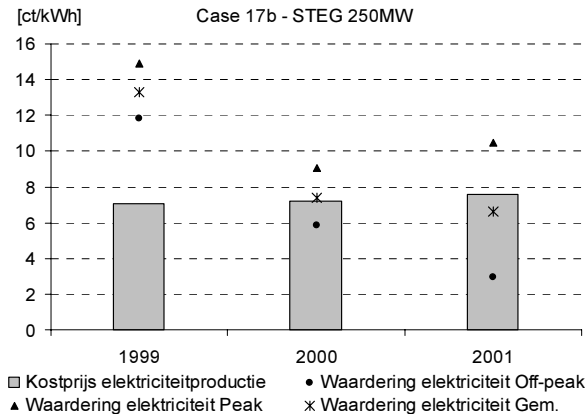
Figuur 7.10 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquête - prestatie gegevens*

Case 10 - STEG/bijstook in beheer van een energiebedrijf

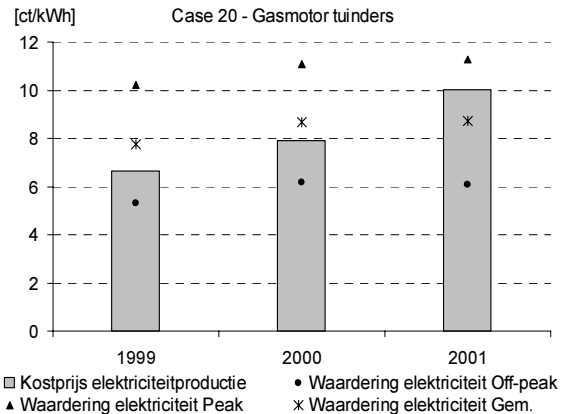
De gemiddelde kostprijs van de STEG/bijstook is volgens de enquête sterk gestegen tussen 2000 en 2001. Dit komt door hogere gemiddelde B&O-kosten gecombineerd met een lager aantal vollasturen in die periode. Voor deze techniek is het exploitatieresultaat in 2001 negatief, voor de voorgaande jaren was deze positief.

Case 14 - STEG 47 MW in beheer van een energiebedrijf

De kostprijzen in 1999 en 2000 zijn nagenoeg gelijk aan de kostprijzen berekend op basis van de standaardcase. In 2001 is de kostprijs op basis van de enquêteresultaten meer dan 2 gldct/kWh hoger. Ook hier wordt dit veroorzaakt door minder vollasturen in 2001 en daarmee hogere B&O-kosten per kWh vergeleken met voorgaande jaren.



Figuur 7.11 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquête - prestatie gegevens*



Figuur 7.12 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquête - prestatie gegevens*

Case 17b - STEG 250 MW in beheer van een energiebedrijf

Voor de STEG van 250 MW is de gemiddelde kostprijs op basis van de enquêteresultaten ook al in 1999 significant hoger. Dit komt doordat in 1999 het gemiddelde aantal vollasturen veel lager was dan in de standaardcase aangenomen. Bovenstaand figuur laat zien dat er volgens de enquêtegegevens weinig fluctuatie is in de kostprijs over de drie jaren. Door de afnemende marktprijs wordt de gemiddelde exploitatie in 2001 negatief.

Case 20 - Gasmotor bij een tuinder in beheer van een energiebedrijf

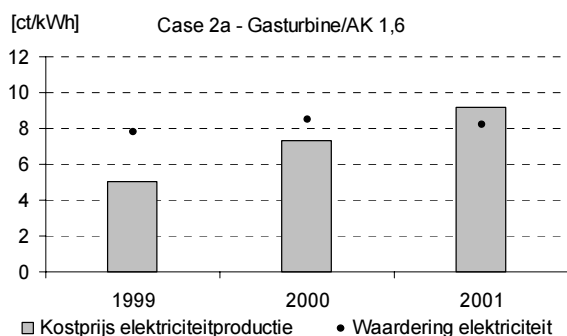
Volgens de enquêtegegevens is de kostprijs voor elk jaar minimaal 2 gldct/kWh hoger ten opzichte van de standaardcase. Omdat de vollasturen in de enquête juist hoger uitvallen (zie Tabel 7.3) wordt dit voornamelijk veroorzaakt door de relatief hogere B&O-kosten en door de lagere efficiency.

In de volgende paragraaf worden gelijksoortige figuren als Figuur 7.7 t/m Figuur 7.12 getoond, echter de berekening van de kostprijzen en de waardering van de elektriciteit zijn dan gebaseerd op de energiekosten zoals deze zijn opgegeven in de enquêtes. Na de bespreking van die resultaten volgt een overzicht van de verschillende kostprijzen en de verschillen daartussen.

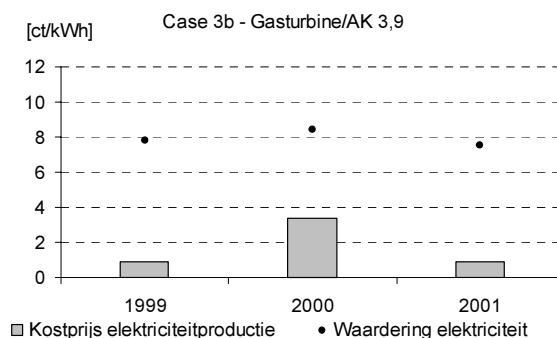
7.3.2 Marktverschil

Het marktverschil tussen de standaardcases en de enquêtecijfers betreft het verschil in inkoopkosten voor gas, de elektriciteitsprijzen en nettarieven en de waardering voor geleverde warmte. Circa 70% van de respondenten geeft geen opgave van deze gegevens, waardoor het niet mogelijk is om voor deze enquêtes kostprijzen te berekenen. Het gevolg is dat voor twee cases helemaal geen financiële gegevens zijn verkregen, en de representativiteit van de overige cases nog lager is geworden. Desondanks wordt in deze subparagraaf het exploitatieresultaat voor de vier overgebleven cases aangegeven. Let wel dat deze situaties geen representaties zijn van het Nederlands gemiddelde. Het geeft wel aan hoe sterk de praktijk kan afwijken van de standaardcases.

Een eerdere vergelijking van de energieprijzen in Paragraaf 6.4 liet zien dat er geen extreme verschillen bestaan tussen gaskosten en elektriciteitsprijzen uit de enquête en die van de standaardcases. De warmtewaardering wijkt echter soms sterk af, zowel in positief als negatief opzicht. Dit is veelal het gevolg van specifieke contractbepalingen. Onderstaande figuren laten zien wat het effect hiervan is op het exploitatieresultaat van de verschillende cases. Omdat in de enquêtevragen geen onderscheid is gemaakt naar prijzen en kosten gedurende de peak en de off-peak wordt alleen de gemiddelde elektriciteitswaardering weergegeven.



Figuur 7.13 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquêtes - prestatie & markt*



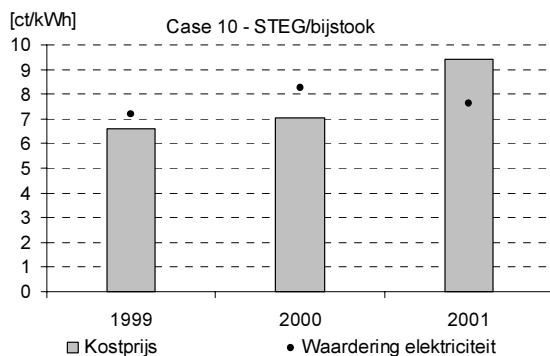
Figuur 7.14 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquêtes - prestatie & markt*

Case 2a - Gasturbine/AK in beheer van een energiebedrijf

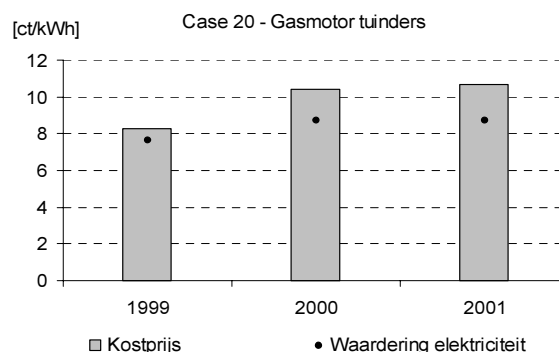
De enquêteresultaten geven hier een relatief hoge warmtewaardering waardoor de kostprijs lager uitvalt dan wanneer alleen rekening werd gehouden met de gerealiseerde technische prestaties van dit type (vergelijk met Figuur 7.7 uit de vorige paragraaf). Over de waardering van de geproduceerde elektriciteit en de gaskosten is geen informatie beschikbaar voor deze case, zodoende is deze gelijk gesteld aan de energieprijzen uit Hoofdstuk 2. Hierdoor kan uiteraard een vertekend beeld ontstaan omdat tegenover deze hoge warmtewaardering ook hogere gaskosten kunnen staan. De enquête geeft hier echter geen inzicht in.

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

Bij de berekeningen in Paragraaf 7.3.1 waarin gekeken werd naar het prestatieverschil van de enquêteresultaten werd geconcludeerd dat de kostprijs door het prestatieverschil lager ligt; de installatie presteert in de praktijk beter dan werd aangenomen. Door nu ook de werkelijke marktprijzen te verwerken wordt dit voordeel in 2000 gedeeltelijk tenietgedaan maar de kostprijs blijft nog steeds onder die van de standaardcase. Voor de waardering van warmte is uitgegaan van de standaardprijzen uit Hoofdstuk 2 wegens gebrek aan enquêtegegevens.



Figuur 7.15 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquêtes - prestatie & markt*



Figuur 7.16 *Kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) enquêtes - prestatie & markt*

Case 10 - STEG/bijstook in beheer van een energiebedrijf

De kostprijzen voor deze case wijken nauwelijks af van de berekening in de voorgaande paragraaf. De elektriciteits- en gasprijzen uit de enquête verschillen nauwelijks van de aannames in de standaardcases. Het verschil in kostprijs met de standaardcase is dus voornamelijk te wijten aan de het verschil in prestatie. Ook hier is voor de warmtewaardering gebruik gemaakt van Hoofdstuk 2.

Case 20 - Gasmotor bij een tuinder in beheer van een energiebedrijf

De opbrengsten van de geproduceerde elektriciteit en warmte zoals deze in de enquête zijn opgegeven komen overeen met de aannames voor de standaardcases. De gaskosten opgegeven in de enquête zijn wel iets hoger dan aangenomen in de standaardcases. De kostprijs hier berekend is daarom hoger dan de kostprijs gebaseerd op alleen de geënquêteerde prestatiecijfers (zie Paragraaf 7.3.1).

7.3.3 Vergelijking verschillende kostprijzen

In de voorgaande paragrafen zijn drie verschillende kostprijzen besproken voor elk van de zes cases. Eerst is de kostprijs besproken die berekend is op basis van de aangenomen technische karakteristieken van de standaardcases en de gemiddelde energieprijzen zoals deze besproken zijn in Hoofdstuk 2. Vervolgens is de gemiddelde kostprijs berekend met behulp van de enquêtes overeenkomend met de zes standaardcases waarbij alleen de informatie betreffende de prestaties is gebruikt. De energieprijzen zijn nog steeds gebaseerd op Hoofdstuk 2. Hieruit is het verschil in exploitatie als gevolg van prestatieverschil af te leiden. Als derde is de gemiddelde kostprijs van de enquêtes berekend waarin zowel de informatie over de prestaties als over de energiekosten zijn verwerkt. Hieruit is ook het verschil in exploitatie als gevolg van marktverschillen af te leiden.

In Tabel 7.4 zijn de verschillende exploitatieresultaten (elektriciteitswaardering minus kostprijs) vergeleken. De laatste drie kolommen geven de verschillen aan. Het 'totaal verschil' in de tabel is het verschil tussen het exploitatieresultaat van de standaardcases en het exploitatieresultaat gebaseerd op de enquête met daarin zowel de prestatie- en marktinformatie verwerkt. Vervolgens is dit verschil opgesplitst naar het verschil dat wordt veroorzaakt door een afwijkende prestatie en het verschil veroorzaakt door afwijkende marktprijzen. Een negatief verschil betekent dat het exploitatieresultaat uit de enquêtes lager ligt.

Tabel 7.4 *Vergelijking van de verschillend berekende kostprijzen (excl. aflossing, incl. rente) voor alle drie jaren [gldct/kWh]*

	Techniek	Vermogen [MW]	Jaar	Exploitatie standaardcase*	Exploitatie Enquête**	Totaal verschil	Prestatie verschil	Markt Verschil**
Case 2a	Gasturbine/AK	7,5	1999	2,1	2,7	0,6	-5,0	5,6
			2000	0,1	1,1	1,0	-4,7	5,7
			2001	-1,4	-0,9	0,5	-8,1	8,5
Case 3b	Gasturbine/AK	8,3	1999	6,2	6,8	0,6	0,6	0,0
			2000	5,0	5,1	0,1	0,7	-0,6
			2001	3,4	6,6	3,2	3,2	-0,1
Case 10	STEG/bijstook	28,3	1999	2,9	0,5	-2,4	-2,1	-0,2
			2000	1,7	1,3	-0,4	0,1	-0,5
			2001	0,1	-2,1	-2,2	-2,5	0,3
Case 14	STEG	47	1999	2,2	1,8	-0,4	-0,4	0,0
			2000	0,9	0,9	0,0	0,0	0,0
			2001	-0,8	-3,1	-2,3	-2,3	0,0
Case 17b	STEG	250	1999	3,1	6,2	3,1	3,1	0,0
			2000	1,9	0,2	-1,7	-1,7	0,0
			2001	0,2	-1,0	-1,2	-1,2	0,0
Case 20	Gasmotor tuind.	0,35	1999	3,9	-0,6	-4,5	-2,8	-1,7
			2000	3,5	-1,7	-5,2	-2,7	-2,5
			2001	2,4	-2,0	-4,4	-3,7	-0,7

* Exclusief 1,25 ct/kWh afdrachtskorting <1000 GWh.

** Voor zover kostengegevens niet zijn opgegeven wordt uitgegaan van algemene uitgangspunten betreffende gas- en elektriciteitsprijzen en warmtewaardering, het marktverschil is dan per definitie nul.

De gasmotor, Case 20, laat het grootste totale verschil zien tussen de enquêtecijfers en de standaardcases. Hierbij moet opgemerkt worden dat dit tevens de enige case is waarvoor praktijkgegevens van alle energiekosten zijn opgegeven. Het verschil wordt voor een groot gedeelte veroorzaakt door het prestatieverschil en in mindere mate door het marktverschil. Case 2a, de gasturbine/AK, valt op doordat de grote prestatie- en marktverschillen elkaar juist compenseren in het totale verschil. Uit de beschikbare enquêtegegevens blijkt dat de prestaties van deze case tegenvallen terwijl de marktprijzen juist gunstiger zijn door een hoge warmtewaardering. In de overige cases is het marktverschil nagenoeg te verwaarlozen (voornamelijk door gebrek aan marktgegevens). De prestatieverschillen zorgen in deze gevallen voor het verschil in exploitatieresultaat.

Met name in 2001 zorgen de verschillen tussen de enquête en de standaardcases in een aantal cases juist voor de omslag van een positief exploitatieresultaat naar een negatief resultaat. De vergelijking geeft aan dat er in de praktijk installaties zijn die geen positief exploitatieresultaat zullen halen onder de huidige marktcondities. Gezien de lage response is het niet mogelijk om conclusies te trekken over hoeveel installaties (c.q. vermogen) dit betreft.

7.4 Overige analyses

7.4.1 Effect eigen afname

In onderstaande tabel is voor de zes cases aangegeven hoe groot het voordeel eigen gebruik is (in centen per kWh geproduceerd) in het jaar 2001. Dit voordeel wordt berekend uit de vermeden netkosten plus de vermeden REB over het eigen gebruik. Hier gaan de kosten vanaf die gemaakt worden voor de aansluiting op het net (jaarlijkse aansluitkosten, vastrecht) plus de kosten die gemaakt worden wanneer het elektriciteitsnet als back-up wordt gebruikt. Ook de REB wordt in deze back-up kosten meegenomen. Het voordeel als gevolg van de niet marktconforme kosten waarmee voorheen werd gerekend is niet langer van toepassing, aangezien dit niet geëffectueerd is door het Ministerie. In de laatste kolom

is het voordeel van de afdrachtkorting opgenomen berekend over de totale elektriciteitsproductie, de afdrachtkorting is evenwel niet in de exploitatieresultaten meegenomen (zie ook Hoofdstuk 5 over stimuleringsbeleid).

Tabel 7.5 *Voordeel uit eigen afname elektriciteit en voordeel van de afdrachtkorting in 2001 [gldct/kWh]*

	Techniek	Vermogen [MW]	Eigen afname [%]	Spannings niveau	Jaar	Voordeel eigen gebruik [gldct/kWh]	Afdrachts korting [1,25 gldct/kWh]
Case 2a	Gasturbine/AK	7,5	25	MS	2001	0,43	0,00
Case 3b	Gasturbine/AK	8,3	75	MS	2001	0,89	0,31
Case 10	STEG/bijstook	28,3	25	MS	2001	0,26	0,94
Case 14	STEG	47	25	MS	2001	0,24	0,00
Case 17b	STEG	250	25	HS	2001	-0,07	0,67
Case 20	Gasmotor tuind.	0,35	0	MS	2001	0,00	1,25

Voor de grote STEG is het voordeel van eigen afname negatief doordat de kosten voor de back-up services het voordeel van vermeden netkosten en vermeden REB teniet doen. Het voordeel aan vermeden kosten is voor deze case ook minder ten opzichte van de andere cases doordat aangenomen is dat de installatie is aangesloten op het hoogspanningsnet. De afdrachtkorting per kWh is ook lager voor de STEG vergeleken met andere cases omdat deze STEG de grens van 1000 GWh op de afdrachtkorting overschrijdt. De gasturbine heeft in totaal (afdracht plus voordeel eigen gebruik) het grootste voordeel per kWh geproduceerd. De cijfers kunnen niet vergeleken worden met enquêtecijfers aangezien hierover geen informatie is verkregen.

7.4.2 Deellast draaien

Indien negatieve exploitatie tijdens daluren optreedt, kan het aantrekkelijk zijn om de WKK in de daluren terug te regelen. Stopzetten is voor grotere STEGs niet goed mogelijk. Voor WKK in de industrie heeft terugregelen ook nadelen: de efficiency vermindert en de gasafname wordt onregelmatiger. Uit de enquêtes blijkt dat in 2001 terugregelen in de daluren voorkomt bij 9 van de geënquêteerde wkk's en bij de gasmotoren (nog) niet. Door terugregelen is het elektrisch WKK-vermogen bij de geënquêteerde wkk's tussen 2000 en 2001 met 162 MW verminderd tot 1813 MW. Het terugregelen heeft een effect tussen 0 en 6%punten op het Senter-rendement.

Uit de figuren van Paragraaf 7.2 waar de exploitatieresultaten van de zes standaardcases worden geïllustreerd, is duidelijk af te leiden dat het exploitatieresultaat gedurende de off-peak sterk is afgenomen in de periode 2000 en 2001. Dit wordt voor een belangrijk deel veroorzaakt door de zeer lage off-peak prijs in 2001. Via de enquêtes is geen informatie beschikbaar gesteld over de werkelijke verschillen tussen peak en off-peak inkomsten zodat hier een vergelijking met de praktijkgegevens niet mogelijk is.

Uit de figuren van Paragraaf 7.2 is niet direct af te leiden wanneer terugregelen of stopzetten in de off-peak aantrekkelijk is. Immers, wanneer alleen in de peak gedraaid wordt, ontstaat een heel ander kostenplaatje. Niet alleen veranderen de rendementen en de gaskosten, maar ook alle vaste kosten moeten over een kleiner aantal kWh worden terugverdiend.

REFERENTIES

- Boonekamp, P. et al. (2001): *Protocol Monitoring Energiebesparing*. Petten, ECN.
- Dril, A.W.N. van, et al. (1999): *Toekomst Warmtekrachtkoppeling: Verkenning van de economische aantrekkelijkheid in een geliberaliseerde energiemarkt*. ECN-C--99-086, Petten, ECN, oktober 1999.
- Novem (2001): *De positie van WKK in de industrie in het jaar 2000*, Concept, Sittard, augustus 2001.
- Novem (2000): *De positie van WKK in de utiliteitsbouw*, Sittard, oktober 2000.
- Lako, P. en A.J. Seebregts (1998): *Characteristics of power generation options for the 21st century*, ECN-C-98-085, Petten, ECN.

DEEL 3: MARKTMONITORING WARMTEKRACHTKOPPELING
NEDERLAND - BIJLAGEN

BIJLAGE A GEREĞULEERDE MARGES GASPRIJZEN 2001

Bij de berekening van de gastarieven voor gebonden afnemers in 2001 is gebruik gemaakt van de marges op de inkoopsprijzen gepubliceerd door DTe. Hierbij is een gemiddelde genomen van de marges van vier verschillende gasbedrijven: Essent Energie Noord, Nuon, Eneco Midden Holland en Remu. De hoogte van de componenten die gezamenlijk de geregeleerde tarieven opbouwen zijn weergegeven in onderstaande twee tabellen.

Tabel A.1 *Toeslag op inkoopsprijs 2de kwartaal 2001 [gldct/m³]*

		Essent Energie Noord	Nuon	Eneco Midden Holland	Remu	Gemiddeld
Grootverbruikers	zone A	0,16	1,48	0,64	0,64	0,73
	zone B	0,03	0,24	0,22	0,07	0,14
	zone C	0,02	0,26	0,16	0,06	0,12
	zone D	0,00	0,14	0,00	0,00	0,03
	zone E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tuinders	zone A	0,18	1,54	0,64	0,62	0,74
	zone B	0,03	0,29	0,12	0,12	0,14
	zone C	0,00	0,00	0,00	0,06	0,02
	zone D	0,00	5,14	0,00	0,00	1,29
WKK Niet tuinders	zone A	0,01	0,05	0,10	0,09	0,06
	zone B	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	zone C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WKK Tuinders	zone A	0,03	0,24	0,10	0,10	0,12
	zone B	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01
	zone C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	zone D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kleinverbruiker	zone A	0,19	1,53	0,64	0,75	0,78

Tabel A.2 *Transportkosten voor gebonden afnemers 2de kwartaal 2001 [gldct/m³]*

		Essent Energie Noord	Nuon	Eneco Midden Holland	Remu	Gemiddeld
Grootverbruikers	zone A	5,74	4,72	5,77	6,03	5,57
	zone B	1,20	0,76	1,98	0,70	1,16
	zone C	0,62	0,84	1,46	0,58	0,88
	zone D	0,00	0,44	0,00	0,00	0,11
	zone E	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tuinders	zone A	6,28	4,92	5,81	5,84	5,71
	zone B	1,20	0,94	1,11	1,12	1,09
	zone C	0,00	0,00	0,00	0,58	0,14
	zone D	0,00	16,43	0,00	0,00	4,11
WKK Niet tuinders	zone A	0,49	0,18	0,90	0,81	0,59
	zone B	0,49	0,00	0,00	0,00	0,12
	zone C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WKK Tuinders	zone A	0,97	0,76	0,90	0,90	0,88
	zone B	0,97	0,00	0,00	0,00	0,24
	zone C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	zone D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Kleinverbruiker	zone A	6,92	4,88	5,78	7,09	6,17

BIJLAGE B ENQUETES

Er zijn drie verschillende enquêtes uitgestuurd: één enquête specifiek voor grootschalige industriële warmtekracht, één voor gasmotoren bij tuinders en de laatste voor gasmotoren bij niet-tuinders. De drie enquêtes zijn opgenomen in deze bijlage.

Tabel B.1 *Enquête voor gasmotoren bij tuinders*

Enquete gasmotoren tuinders			clusters	<250 kW	250-750 kW	>750 kW
1	Uit hoeveel installaties bestaat het cluster?					
2	Wat is het gemiddeld elektrisch vermogen per installatie?	[kWe]				
3	Wat is het gemiddeld thermisch vermogen per installatie?	[kWth]				
4	Wat is in 2001 de gemiddelde leeftijd van de installaties in het cluster?	[jaar]				
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
5	Gemiddeld aantal draaiuren per installatie [uren]		1999	plateau		
				dal		
			2000	plateau		
				dal		
			2001 (januari t/m juni)	plateau		
				dal		
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
6	Totale gasverbruik cluster [mln m3]		1999			
			2000			
			2001 (januari t/m juni)			
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
7	Jaarlijkse kosten gasinkoop cluster [NLG]		1999			
			2000			
			2001 (januari t/m juni)			
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
8	Electriciteitsproductie cluster [GWh]		1999	plateau		
				dal		
			2000	plateau		
				dal		
			2001 (januari t/m juni)	plateau		
				dal		
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
9	Opbrengsten elektriciteit cluster [1000 NLG]		1999	plateau		
				dal		
			2000	plateau		
				dal		
			2001 (januari t/m juni)	plateau		
				dal		
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
10	Netto warmteproductie cluster [GJ]		1999	plateau		
				dal		
			2000	plateau		
				dal		
			2001 (januari t/m juni)	plateau		
				dal		

Tabel B.1 *Vervolg*

			<250 kW	250-750 kW	>750 kW
11	Warmteopbrengst cluster als % van de WK gasprijs (i.e. na aftrek van het voordeel voor de klant)				
		1999	plateau		
			dal		
		2000	plateau		
			dal		
		2001 (januari t/m juni)	plateau		
			dal		
			<250 kW	250-750 kW	>750 kW
12	Wat was het gemiddelde investeringsbedrag per installatie exclusief investeringssubsidie?	[1000 NLG]			
13	Wat was het gemiddelde investeringsbedrag voor de installatie inclusief	[1000 NLG]			
14	In hoeveel jaar worden de installaties gemiddeld afgeschreven?	[jaren]			
15	In hoeveel % van de gevallen is gebruik gemaakt van de VAMILregeling?				
16	Wat zijn gemiddeld de verplichte jaarlijkse rentelasten (over het vreemd vermogen) per installatie?	[1000 NLG]			
17	Wat zijn de gemiddelde jaarlijkse vaste onderhouds- en bedieningskosten per	[1000 NLG]			
18	Wat zijn de gemiddelde jaarlijkse variabele onderhouds- en bedieningskosten per	[1000 NLG]			
19	Wat zijn de gemiddelde jaarlijkse overhead / overige kosten per installatie?	[1000 NLG]			
<i>toelichting ad 12 t/m 19</i>	<i>Wilt u, indien u deze gegevens alleen op clusterniveau kunt aanleveren, dit bij deze vragen aangeven en daarnaast vraag 2 zo exact mogelijk invullen?</i>				

Tabel B.2 *Enquête voor gasmotoren bij niet-tuinders*

Enquete gasmotoren niet-tuinders			clusters	<250 kW	250-750 kW	>750 kW
1	Uit hoeveel installaties bestaat het cluster?					
2	Wat is het gemiddeld elektrisch vermogen per installatie?	[kWe]				
3	Wat is het gemiddeld thermisch vermogen per installatie?	[kWth]				
4	Wat is in 2001 de gemiddelde leeftijd van de installaties in het cluster?	[jaar]				
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
5	Gemiddeld aantal draaiuren per installatie [uren]	1999	plateau			
			dal			
		2000	plateau			
			dal			
		2001 (januari t/m juni)	plateau			
			dal			
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
6	Totale gasverbruik cluster [mln m3]	1999				
		2000				
		2001 (januari t/m juni)				
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
7	Jaarlijkse kosten gasinkoop cluster [NLG]	1999				
		2000				
		2001 (januari t/m juni)				
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
8	Elektriciteitsproductie cluster [GWh]	1999	plateau			
			dal			
		2000	plateau			
			dal			
		2001 (januari t/m juni)	plateau			
			dal			
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
9	Opbrengsten elektriciteit cluster [1000 NLG]	1999	plateau			
			dal			
		2000	plateau			
			dal			
		2001 (januari t/m juni)	plateau			
			dal			
				<250 kW	250-750 kW	>750 kW
10	Netto warmteproductie cluster [GJ]	1999	plateau			
			dal			
		2000	plateau			
			dal			
		2001 (januari t/m juni)	plateau			
			dal			

Tabel B.2 *Vervolg*

11	Warmteopbrengst cluster als % van de WK gasprijs (i.e. na aftrek van het voordeel voor de klant)		1999	plateau			
				dal			
			2000	plateau			
				dal			
			2001 (januari t/m juni)	plateau			
				dal			
					<250 kW	250-750 kW	>750 kW
12	Wat was het gemiddelde investeringsbedrag per installatie exclusief investeringssubsidie?	[1000 NLG]					
13	Wat was het gemiddelde investeringsbedrag voor de installatie inclusief	[1000 NLG]					
14	In hoeveel jaar worden de installaties gemiddeld afgeschreven?	[jaren]					
15	In hoeveel % van de gevallen is gebruik gemaakt van de VAMILregeling?						
16	Wat zijn gemiddeld de verplichte jaarlijkse rentelasten (over het vreemd vermogen) per installatie?	[1000 NLG]					
17	Wat zijn de gemiddelde jaarlijkse vaste onderhouds- en bedieningskosten per	[1000 NLG]					
18	Wat zijn de gemiddelde jaarlijkse variabele onderhouds- en bedieningskosten per	[1000 NLG]					
19	Wat zijn de gemiddelde jaarlijkse overhead / overige kosten per installatie?	[1000 NLG]					
<i>toelichting ad 12 t/m19</i>	<i>Wilt u, indien u deze gegevens alleen op clusterniveau kunt aanleveren, dit bij deze vragen aangeven en daarnaast vraag 2 zo exact mogelijk invullen?</i>						

Tabel B.3 *Enquête voor industriële warmtekracht*

Enquete WKK monitoring						
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	Wat is het maximale elektrische vermogen van de installatie, en hoeveel is in dat geval het thermisch	[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 NLG]				
5.3	Hoe groot was de investeringssteun van de overheid voor de installatie voor die totale investering? (EIA en voorlopers daarvan)	[1000 NLG]				
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 NLG]				
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 NLG]				
			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 NLG]				
12.4	Hoeveelheid elektriciteit niet geleverd aan het net (geconsumeerd op de lokatie zelf, cf vraag 21 NOVEM)	[MWh]				
12.5	Opbrengsten van niet aan het net geleverde elektriciteit (niet relevant in geval van eigen beheer)	[1000 NLG]				
			1999 (jaar)		2000 (jaar)	
13.1	Totale nuttig gebruikte warmte geproduceerd door WK	[GJ]				
13.2	Opbrengsten geproduceerde warmte (niet relevant in geval van eigen beheer)	[1000 NLG]				
			1999 (jaar)		2000 (jaar)	
14.1	Hoeveel bedraagt de rentelast op het vreemd vermogen?	[1000 NLG]				
14.2	Hoeveel bedraagt de aflossing op het vreemd vermogen?	[1000 NLG]				
15.1	Wat zijn de vaste onderhouds- en bedieningskosten?	[1000 NLG]				
15.2	Wat zijn de variabele onderhouds- en bedieningskosten?	[1000 NLG]				
15.3	Wat zijn de verdere kosten toe te rekenen aan de installatie?	[1000 NLG]				
16.1	Wijken de kosten onder 15.1 t/m 15.3 af van voorgaande jaren?	[ja/nee]				
16.2	Zo ja, om welke genoemde kosten gaat het?	[nummers van bijhorende vragen]				
16.3	En hoeveel bedraagt deze afwijking?	[1000 NLG]				

BIJLAGE C LEVERINGSTARIEVEN ELEKTRICITEIT - GEBONDEN AFNEMERS

1999	Vastrecht [gld/jaar]	Vast bedrag [gld/jaar]	kWh laag [gld/kWh]	kWh midden [gld/kWh]	kWh hoog [gld/kWh]	kWh contract [gld/jaar]	kW max [gld/maand]	kW piek [gld/maand]
LS < 1000h	577,73	0	0,024	0	0,101	7,70	2,98	0
LS < 2000h	577,73	0	0,024	0	0,078	9,56	3,57	0
LS < 4000h	577,73	0	0,024	0	0,058	11,09	4,46	0
LS > 4000h	577,73	0	0,024	0	0,048	12,71	5,18	0
MS-LS < 1000h	327,46	0	0,022	0	0,082	7,24	2,75	0,44
MS-LS < 2000h	327,46	0	0,022	0	0,068	9,81	3,32	0,56
MS-LS < 4000h	327,46	0	0,022	0	0,054	12,34	4,65	0,83
MS-LS > 4000h	327,46	0	0,022	0	0,045	14,70	5,55	0,94
MIS-MS < 1000h	309,40	0	0,022	0	0,078	7,72	3,51	0,44
MIS-MS < 2000h	309,40	0	0,022	0	0,065	10,73	4,17	0,56
MIS-MS < 4000h	309,40	0	0,022	0	0,053	13,03	5,53	0,83
MIS-MS > 4000h	309,40	0	0,022	0	0,046	15,11	6,49	0,94

2000	Vastrecht [gld/jaar]	Vast bedrag [gld/jaar]	kWh laag [gld/kWh]	kWh midden [gld/kWh]	kWh hoog [gld/kWh]	kWh contract [gld/jaar]	kW max [gld/maand]	kW piek [gld/maand]
LS < 1000h	577,73	0	0,033	0	0,109	7,70	2,98	0,00
LS < 2000h	577,73	0	0,033	0	0,086	9,56	3,57	0,00
LS < 4000h	577,73	0	0,033	0	0,066	11,09	4,46	0,00
LS > 4000h	577,73	0	0,033	0	0,056	12,71	5,18	0,00
MS-LS < 1000h	327,46	0	0,031	0	0,091	7,24	2,75	0,44
MS-LS < 2000h	327,46	0	0,031	0	0,077	9,81	3,32	0,56
MS-LS < 4000h	327,46	0	0,031	0	0,062	12,34	4,65	0,83
MS-LS > 4000h	327,46	0	0,031	0	0,053	14,70	5,55	0,94
MIS-MS < 1000h	309,40	0	0,031	0	0,087	7,72	3,51	0,44
MIS-MS < 2000h	309,40	0	0,031	0	0,074	10,73	4,17	0,56
MIS-MS < 4000h	309,40	0	0,031	0	0,061	13,03	5,53	0,83
MIS-MS > 4000h	309,40	0	0,031	0	0,054	15,11	6,49	0,94

Vervolg Bijlage C

	Vastrecht [gld/jaar]	Vast bedrag [gld/jaar]	kWh laag [gld/kWh]	kWh midden [gld/kWh]	kWh hoog [gld/kWh]	kW contract [gld/jaar]	kW max [gld/maand]	kW piek [gld/maand]
<i>Jan-juni 2001</i>								
LS < 1000h	692,8	0,000	0,064	0,000	0,124	16,70	2,05	0,00
LS < 2000h	692,8	0,000	0,064	0,000	0,106	20,06	2,46	0,00
LS < 4000h	692,8	0,000	0,064	0,000	0,094	24,42	3,27	0,00
LS > 4000h	628,1	0,000	0,062	0,000	0,093	23,56	3,61	0,00
MS-LS < 1000h	428,4	0,000	0,059	0,000	0,120	6,14	1,88	0,54
MS-LS < 2000h	428,4	0,000	0,059	0,000	0,109	8,46	2,42	0,73
MS-LS < 4000h	430,0	0,000	0,059	0,000	0,100	10,30	3,40	0,97
MS-LS > 4000h	398,8	0,000	0,056	0,000	0,097	10,07	3,60	0,98
MS-MS < 1000h	442,6	0,000	0,058	0,000	0,107	9,69	2,57	0,59
MS-MS < 2000h	442,6	0,000	0,058	0,000	0,099	12,61	3,32	0,75
MS-MS < 4000h	442,6	0,000	0,058	0,000	0,090	14,76	4,39	1,12
MS-MS > 4000h	425,4	0,000	0,056	0,000	0,091	14,75	4,08	1,18

BIJLAGE D CASE-SELECTIE

Installatie	Vermogen [MW]	w/k Verhouding	Geplande draaiuren	Beheer particulier	Beheer derden
GT-AK	5-10	1,5/2	7500	CASE 1a	CASE 2a
GT-AK	5-10	4	7500	CASE 3a	CASE 4a
GT-AK	20-40	1,5/2	7500	CASE 5	CASE 6
GT-AK	20-40	1,5/2	4000-5500	CASE 7	CASE 8
STEG-BS	20-40	1	7500	CASE 9	CASE 10
STEG-BS	20-40	1	4000-5500	CASE 11	CASE 12
STEG	30-60	0,5/0,8	7500	CASE 13	CASE 14
STEG	30-60	0,5/0,8	4000-5500	CASE 15	CASE 16
STEG	>100	0,8	7500	CASE 17a	CASE 17b
gasmotor niet-tuinder	0.5	1,5	4700	CASE 18	CASE 19
gasmotor tuinder	0.5	1,5	4000	CASE 20	CASE 21

(*) Cases 1a, 2a, 3a en 4a, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 17b: 25% eigen verbruik
Cases 1b, 2b, 3b en 4b, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17a: 75% eigen verbruik
Cases 19 en 21: 100% eigen verbruik
Cases 18 en 20: 0% eigen verbruik

BIJLAGE E WIJZIGINGEN RENDEMENT EN B&O-KOSTEN

De bijlage bevat de notitie geschreven op 21 November 2001 waarin de wijzigingen van rendementen en B&O-kosten worden voorgesteld, waar vervolgens het WK Platform mee akkoord is gegaan.

Amsterdam, 21 November 2001

Notitie aan : WK Platform t.a.v. Peter Steenbergen
Kopie aan : Frits Otte, Robert Harmsen, Ton van Dril
Van : Fieke A. M. Rijkers
Betreft : Reactie op brief van WK Platform 20 November 2001
(kenmerk PS/CN 01.156)

Beste Peter Steenbergen,

Naar aanleiding van de gegevens die je mij op 20 November 2001 hebt toegestuurd en de begeleidende brief, heb ik de volgende opmerkingen en voorstellen.

Voorstel tot correctie

Betreffende de energetische rendementen stel je voor om met een bandbreedte te gaan rekenen, waarin de in onze modellen gehanteerde rendementen gezien moeten worden als een bovengrens.

Met het laatste ben ik het eens. Gezien de resultaten van jouw analyse en de conclusies die we reeds eerder trokken uit de enquêt cijfers blijken de rendementen in de praktijk lager te zijn dan de door ons gehanteerde rendementen. Ik vind het echter niet wenselijk om met een bandbreedte te gaan werken. De theoretische cases, zoals deze zijn opgenomen in onze modellen, zijn bedoeld om de gemiddelde situatie te representeren.

De periodieke enquête van de monitoring die wij in opdracht van EZ uitvoeren zal de bandbreedte zichtbaar maken. De eerste enquête heeft echter laten zien dat er een te grote afwijking bestaat tussen de theoretische cases en de praktijk. Zodoende stel ik voor om de rendementen van de theoretische cases te corrigeren op basis van het gemiddelde van jouw bevindingen en de theoretische cases. Ook voor de bedienings- en onderhoudskosten stel ik een soortgelijke aanpak voor. Merk hier op dat de BOB-kosten die wij hanteren al eerder zijn corrigeert. De verwijzing in jouw brief naar BOB-kosten van de STEG is dus verouderd (zie ook e-mail verstuurd op 9 November 2001).

Voor de vier theoretische cases die zowel in jouw analyse als in de tussenrapportage werden behandeld, stel ik de volgende correcties voor:

	Voorstel herziene technische cases		
	<i>Elektrisch [%]</i>	<i>Thermisch [%]</i>	<i>B&O [gldct/kWh]</i>
Gasturbine w/k=1.5	28,5	44,8	2,06
Gasturbine w/k=4	18,0	70,0	1,73
STEG met bijstook	40,0	32,3	1,63
STEG < 100 MW	43,6	23,9	1,86
STEG > 100 MW	43,9	28,5	0,96

De achterliggende berekeningen van dit voorstel zijn te vinden in Bijlage A. De lagere rendementen als gevolg van terugregeling heb ik buiten de berekening gelaten. Immers gaat het hier om de praktijk rendementen van de installaties bij 'normaal' bedrijf.

Wat betreft de gasmotoren wil ik de voorstellen van Roelof van der Schans overnemen (zie Bijlage B). Ik ga er vanuit dat deze cijfers gelijk zijn aan de cijfers die gehanteerd worden in studies door het LEI en LTO. Ik zal dus zowel de voorgestelde rendementen, BOB-kosten en de investering voor de 1840 kW_e motor overnemen.

Overige opmerkingen/vragen

Over de BOB-kosten merk je in jouw brief op dat het van belang is te weten dat bij verschillende installaties verschillende posten worden meegenomen in de boekhouding. Om een eenduidige analyse van de BOB-kosten te komen hadden we afgesproken dat je voor zover mogelijk hierop zou corrigeren. In hoeverre is dit gelukt en kan je aangeven welk type posten wel/niet zijn meegenomen in de verschillende cases?

De voorgestelde correctie is voor het huidige onderzoek, de monitoring, voldoende. Echter in de meer uitgebreide rekenmodellen worden voor elke installatie ook verschillende debietgrootten onderscheiden. De rendementen en BOB-kosten zijn afhankelijk van deze debietgrootte. Deze zullen ook gecorrigeerd moeten worden. Op dit moment zou ik de BOB-kosten en de rendementen in de overige debieten op dezelfde wijze kunnen corrigeren met gelijke procentuele stijgingen/dalingen.

Ik kan dan echter niet inschatten hoe realistisch deze cijfers zijn. Een meer gedegen onderbouwing/calculatie heeft derhalve mijn voorkeur.

Deze opmerking gaat specifiek over Case 6 uit Bijlage A (Cel Y12). Volgens deze sheet is het thermisch rendement in 2001 sterk toegenomen. Ik vraag me af of dit getal correct is.

Tot slot wil ik benadrukken dat de enquêteresultaten en jouw analyse laten zien dat een correctie van de theoretische cases gerechtvaardigd is om een objectief beeld te scheppen. Ik heb echter twijfels bij de huidige ad hoc aanpak waarin slechts een aantal theoretische cases worden belicht die nu op basis van praktijkcijfers aangepast kunnen worden. Graag zou ik een algehele en consistente update van de cijfers zoals ik je deze heb toegestuurd op 14 November 2001 (dit zijn de cijfers zoals opgenomen in Tabel 5.2 en 5.3 van de ECN-studie 'Toekomst Warmtekrachtkoppeling', zie Bijlage C). In hoeverre is het voor jullie mogelijk dergelijke cijfers aan te leveren? Wanneer we op korte termijn voor alle mogelijke cases gecorrigeerde cijfers kunnen vaststellen stel ik voor om met het aanbrenge van bovengenoemde correcties te wachten.

Bijlagen:

- Bijlage A ECN: vergelijking rendementen en BOB-kosten WK-cases Cogen met theoretische cases.
- Bijlage B ECN: overzicht rendementen en BOB-kosten gasmotoren.
- Bijlage C ECN: tabellen met karakteristieken theoretische cases uit 'Toekomst Warmtekrachtkoppeling'.

BIJLAGE F UITSPLITSING KOSTPRIJZEN STANDAARDCASES

Deze bijlage bevat de achterliggende cijfers van de exploitatiekosten van alle standaardcases. Deze bijlage bevat geen enquêtegegevens.

GT/AK/1,5/7,5 - Case 1a	18	19	20	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	22,36	22,36	22,36	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	29,88	29,88	29,88	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	26,15	26,15	26,15	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	6,86	10,76	11,83	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-4,45	-5,85	-6,41	[gldct/kWh]
B&O-kosten	2,06	2,06	2,06	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,09	-0,24	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,24	6,71	7,11	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,73	0,73	0,73	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,98	7,44	7,84	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,70	3,70	3,70	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,98</i>	<i>7,44</i>	<i>7,84</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/7,5 - Case 1b	21	22	23	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	22,36	22,36	22,36	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	29,88	29,88	29,88	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	26,15	26,15	26,15	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	6,86	10,76	11,83	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-4,45	-5,85	-6,41	[gldct/kWh]
B&O-kosten	2,06	2,06	2,06	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,71	0,69	0,71	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,35	-2,23	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,09	-0,24	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,05	5,59	6,08	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,73	0,73	0,73	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	3,79	6,33	6,81	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,70	3,70	3,70	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>3,79</i>	<i>6,33</i>	<i>6,81</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/7,5 - Case 2a	24	25	26	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	22,36	22,36	22,36	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	29,88	29,88	29,88	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	26,15	26,15	26,15	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	6,86	10,76	11,83	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-4,00	-5,27	-5,77	[gldct/kWh]
B&O-kosten	2,06	2,06	2,06	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,09	-0,24	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,69	7,30	7,75	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,73	0,73	0,73	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	5,42	8,03	8,48	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,70	3,70	3,70	[gldct/kWh]
	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>5,42</i>	<i>8,03</i>	<i>8,48</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/7,5 - Case 2b	27	28	29	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	22,36	22,36	22,36	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	29,88	29,88	29,88	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	26,15	26,15	26,15	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	6,86	10,76	11,83	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-4,00	-5,27	-5,77	[gldct/kWh]
B&O-kosten	2,06	2,06	2,06	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,71	0,69	0,71	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,35	-2,23	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,09	-0,24	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,50	6,18	6,72	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,73	0,73	0,73	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,23	6,91	7,45	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,70	3,70	3,70	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,23</i>	<i>6,91</i>	<i>7,45</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/4/8,3 - Case 3a	30	31	32	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	39,34	39,34	39,34	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	33,20	33,20	33,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	29,05	29,05	29,05	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	10,86	17,04	18,72	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-9,84	-14,17	-15,51	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,73	1,73	1,73	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,08	-0,21	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	2,53	4,35	4,59	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,42	0,42	0,42	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	2,95	4,78	5,02	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,14	2,14	2,14	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>2,95</i>	<i>4,78</i>	<i>5,02</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/4/8,3- Case 3b	33	34	35	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	39,34	39,34	39,34	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	33,20	33,20	33,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	29,05	29,05	29,05	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	10,86	17,04	18,72	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-9,84	-14,17	-15,51	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,73	1,73	1,73	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,71	0,69	0,71	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,35	-2,23	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,08	-0,21	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	1,34	3,23	3,57	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,42	0,42	0,42	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	1,76	3,66	3,99	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,14	2,14	2,14	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>1,76</i>	<i>3,66</i>	<i>3,99</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/4/8,3 - Case 4a	36	37	38	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	39,34	39,34	39,34	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	33,20	33,20	33,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	29,05	29,05	29,05	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	10,86	17,04	18,72	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-8,85	-12,75	-13,96	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,73	1,73	1,73	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,08	-0,21	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,51	5,77	6,14	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,42	0,42	0,42	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	3,94	6,19	6,57	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,14	2,14	2,14	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>3,94</i>	<i>6,19</i>	<i>6,57</i>	<i>[gldct/kWh]</i>
GT/AK/4/8,3 - Case 4b	39	40	41	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	39,34	39,34	39,34	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	33,20	33,20	33,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	29,05	29,05	29,05	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	10,86	17,04	18,72	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-8,85	-12,75	-13,96	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,73	1,73	1,73	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,71	0,69	0,71	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,35	-2,23	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,04	-0,08	-0,21	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	2,32	4,65	5,12	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,42	0,42	0,42	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	2,75	5,07	5,54	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,14	2,14	2,14	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>2,75</i>	<i>5,07</i>	<i>5,54</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/38 - Case 5	42	43	44	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	90,91	90,91	90,91	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	149,20	149,20	149,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	130,55	130,55	130,55	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,58	8,65	9,53	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-3,45	-5,02	-5,50	[gldct/kWh]
B&O-kosten	0,80	0,80	0,80	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,69	0,67	0,66	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,34	-2,22	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,05	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	1,54	3,11	3,57	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,25	0,25	0,25	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	1,79	3,36	3,82	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,26	1,26	1,26	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>1,79</i>	<i>3,36</i>	<i>3,82</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/38 - Case 6	45	46	47	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	90,91	90,91	90,91	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	149,20	149,20	149,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	130,55	130,55	130,55	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,58	8,65	9,53	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-3,10	-4,57	-5,00	[gldct/kWh]
B&O-kosten	0,80	0,80	0,80	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,05	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,08	4,70	5,14	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,25	0,25	0,25	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	3,33	4,94	5,39	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,26	1,26	1,26	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>3,33</i>	<i>4,94</i>	<i>5,39</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/38 - Case 7	48	49	50	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	66,67	66,67	66,67	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	149,20	149,20	149,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	55,95	55,95	55,95	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,58	9,17	10,01	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-3,50	-5,31	-5,78	[gldct/kWh]
B&O-kosten	0,95	0,95	0,95	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,89	0,85	0,85	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,69	-2,55	-2,42	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,06	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	1,61	3,45	3,90	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,34	0,34	0,34	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	1,95	3,79	4,23	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,71	1,71	1,71	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,80	10,50	8,97	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>1,95</i>	<i>3,79</i>	<i>4,23</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GT/AK/1,5/38 - Case 8	51	52	53	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	66,67	66,67	66,67	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	149,20	149,20	149,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	55,95	55,95	55,95	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,58	9,17	10,01	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-3,15	-4,85	-5,27	[gldct/kWh]
B&O-kosten	0,95	0,95	0,95	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,65	0,62	0,61	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,25	-1,18	-1,12	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,06	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,18	5,07	5,48	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,34	0,34	0,34	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	3,52	5,41	5,82	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,71	1,71	1,71	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,30	9,96	8,51	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>3,52</i>	<i>5,41</i>	<i>5,82</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/BS/0,8/28 - Case 9	54	55	56	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	61,74	61,74	61,74	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	113,20	113,20	113,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	99,05	99,05	99,05	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,00	7,75	8,53	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-2,34	-3,29	-3,61	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,63	1,63	1,63	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,70	0,67	0,68	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,35	-2,22	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,06	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	2,89	4,77	5,30	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,30	0,30	0,30	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	3,19	5,06	5,60	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,51	1,51	1,51	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>3,19</i>	<i>5,06</i>	<i>5,60</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/BS/0,8/28 - Case 10	57	58	59	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	61,74	61,74	61,74	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	113,20	113,20	113,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	99,05	99,05	99,05	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,00	7,75	8,53	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-2,11	-3,00	-3,28	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,63	1,63	1,63	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,06	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,32	6,19	6,68	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,30	0,30	0,30	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,62	6,49	6,98	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,51	1,51	1,51	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,62</i>	<i>6,49</i>	<i>6,98</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/BS/0,8/28 - Case 11	60	61	62	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	45,28	45,28	45,28	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	113,20	113,20	113,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	42,45	42,45	42,45	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,00	8,21	8,96	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-2,41	-3,54	-3,85	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,63	1,63	1,63	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,89	0,86	0,87	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,69	-2,55	-2,42	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,02	-0,03	-0,09	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	2,79	4,94	5,46	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,41	0,41	0,41	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	3,20	5,35	5,86	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,05	2,05	2,05	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,80	10,50	8,97	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>3,20</i>	<i>5,35</i>	<i>5,86</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/BS/0,8/28 - Case 12	63	64	65	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	45,28	45,28	45,28	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	113,20	113,20	113,20	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	42,45	42,45	42,45	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,00	8,21	8,96	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-2,17	-3,19	-3,46	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,63	1,63	1,63	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,65	0,62	0,61	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,25	-1,18	-1,12	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,02	-0,03	-0,09	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,25	6,45	6,90	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,41	0,41	0,41	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,66	6,85	7,31	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,05	2,05	2,05	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,30	9,96	8,51	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,66</i>	<i>6,85</i>	<i>7,31</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/0,6/47 - Case 13	66	67	68	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	91,96	91,96	91,96	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	188,00	188,00	188,00	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	164,50	164,50	164,50	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	4,48	6,95	7,65	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-1,41	-1,98	-2,17	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,86	1,86	1,86	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,69	0,66	0,65	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,47	-2,34	-2,22	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,01	-0,04	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,54	5,51	6,08	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,48	0,48	0,48	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,02	5,99	6,56	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,43	2,43	2,43	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,02</i>	<i>5,99</i>	<i>6,56</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/0,6/47 - Case 14	69	70	71	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	91,96	91,96	91,96	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	188,00	188,00	188,00	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	164,50	164,50	164,50	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	4,48	6,95	7,65	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-1,27	-1,80	-1,97	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,86	1,86	1,86	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,49	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,11	-1,05	-1,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,01	-0,04	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,88	6,82	7,36	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,48	0,48	0,48	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	5,36	7,30	7,84	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,43	2,43	2,43	[gldct/kWh]
	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>5,36</i>	<i>7,30</i>	<i>7,84</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/0,6/47 - Case 15	72	73	74	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	67,44	67,44	67,44	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	188,00	188,00	188,00	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	70,50	70,50	70,50	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	4,48	7,36	8,03	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-1,45	-2,10	-2,29	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,86	1,86	1,86	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,88	0,85	0,84	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-2,69	-2,55	-2,42	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,37	0,35	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,05	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,46	5,76	6,32	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,66	0,66	0,66	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,12	6,42	6,98	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,31	3,31	3,31	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,80	10,50	8,97	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,12</i>	<i>6,42</i>	<i>6,98</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/0,6/47 - Case 16	75	76	77	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	67,44	67,44	67,44	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	188,00	188,00	188,00	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	70,50	70,50	70,50	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	4,48	7,36	8,03	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-1,31	-1,92	-2,08	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,86	1,86	1,86	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,65	0,62	0,61	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,25	-1,18	-1,12	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,41	0,39	0,37	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,01	-0,02	-0,05	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,84	7,11	7,62	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,66	0,66	0,66	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	5,49	7,77	8,27	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,31	3,31	3,31	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,30	9,96	8,51	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>5,49</i>	<i>7,77</i>	<i>8,27</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/0,7/250 - Case 17a	78	79	80	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	485,81	485,81	485,81	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	1000,00	1000,00	1000,00	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	875,00	875,00	875,00	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	4,45	6,86	7,56	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-1,51	-2,30	-2,53	[gldct/kWh]
B&O-kosten	0,96	0,96	0,96	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,51	0,48	0,46	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,02	-0,96	-0,91	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,39	0,42	0,42	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	0,00	0,00	-0,01	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	3,79	5,45	5,95	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,23	0,23	0,23	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,02	5,68	6,18	[gldct/kWh]
Afschrijving	1,16	1,16	1,16	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,97	8,61	7,42	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,02</i>	<i>5,68</i>	<i>6,18</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

STEG/0,7/250 - Case 17b	81	82	83	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	485,81	485,81	485,81	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	1000,00	1000,00	1000,00	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	875,00	875,00	875,00	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	8,27	12,73	14,03	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-2,52	-3,84	-4,22	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,78	1,78	1,78	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,53	0,51	0,49	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-1,03	-0,98	-0,93	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,76	1,00	1,07	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	0,00	0,00	-0,01	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	7,79	11,18	12,20	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,43	0,43	0,43	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	8,21	11,61	12,63	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,15	2,15	2,15	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	7,56	8,17	7,04	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,42</i>	<i>6,25</i>	<i>6,80</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GM/Woning/EnerB - Case18	84	85	86	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	0,26	0,26	0,26	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	0,66	0,66	0,66	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	0,11	0,11	0,11	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,10	0,10	0,10	[fractie]
Inkoopkosten gas	12,33	18,02	19,18	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-13,76	-18,11	-18,09	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,81	1,81	1,81	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,42	0,40	0,38	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	0,80	2,12	3,27	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,51	0,51	0,51	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	1,31	2,63	3,79	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,60	2,60	2,60	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,47	10,34	10,52	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>1,31</i>	<i>2,63</i>	<i>3,79</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GM/Woning/Part - Case19	87	88	89	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	0,17	0,17	0,17	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	0,42	0,42	0,42	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	0,07	0,07	0,07	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	22,64	31,13	31,78	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-23,64	-31,21	-31,19	[gldct/kWh]
B&O-kosten	2,57	2,57	2,57	[gldct/kWh]
Netkosten backup	1,88	1,89	1,99	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-3,95	-3,75	-3,55	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,38	0,36	0,34	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,55	-0,87	-1,78	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	-0,67	0,12	0,15	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,60	0,60	0,60	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	-0,07	0,73	0,75	[gldct/kWh]
Afschrijving	3,05	3,05	3,05	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,78	10,65	10,30	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>-0,07</i>	<i>0,73</i>	<i>0,75</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GM/Tuinder/EnerB - Case20	90	91	92	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	0,40	0,40	0,40	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	0,79	0,79	0,79	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	0,43	0,43	0,43	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,15	0,15	0,15	[fractie]
Inkoopkosten gas	5,88	8,37	10,82	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-4,13	-5,31	-6,58	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,88	1,88	1,88	[gldct/kWh]
Netkosten backup	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,42	0,40	0,38	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	4,06	5,35	6,50	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,55	0,55	0,55	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	4,60	5,89	7,05	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,77	2,77	2,77	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	8,49	9,36	9,46	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>4,60</i>	<i>5,89</i>	<i>7,05</i>	<i>[gldct/kWh]</i>

GM/Tuinder/Eiland - Case 21	93	94	95	
Jaar	1999	2000	2001	
Gasconsumptie wkk	0,45	0,45	0,45	[mln m ³]
Elektriciteitsproductie in peak	0,91	0,91	0,91	[GWh]
Elektriciteitsproductie in off-peak	0,49	0,49	0,49	[GWh]
Looptijd afschrijving	10	10	10	[Jaar]
Rentepercentage	0,06	0,06	0,06	[fractie]
Warmtekorting	0,00	0,00	0,00	[fractie]
Inkoopkosten gas	6,98	9,82	12,63	[gldct/kWh]
Warmtewaardering	-5,89	-7,62	-9,52	[gldct/kWh]
B&O-kosten	1,49	1,49	1,49	[gldct/kWh]
Netkosten back-up	0,14	0,19	0,30	[gldct/kWh]
Vermeden netkosten	-3,77	-3,57	-3,39	[gldct/kWh]
Systeemkosten en LUP	0,00	0,00	0,00	[gldct/kWh]
Vermeden REB-elektriciteit	-0,34	-0,62	-1,48	[gldct/kWh]
Totaal operationeel	-1,38	-0,31	0,03	[gldct/kWh]
Rentelasten	0,40	0,40	0,40	[gldct/kWh]
Operationeel + rentelasten	-0,99	0,09	0,42	[gldct/kWh]
Afschrijving	2,00	2,00	2,00	[gldct/kWh]
Opbrengst elektriciteit	9,59	10,47	9,83	[gldct/kWh]
<i>Kostprijs (incl. Warmtewaardering excl. aflossing)</i>	<i>-0,99</i>	<i>0,09</i>	<i>0,42</i>	<i>[gldct/kWh]</i>