

University of Groningen

## Fiscale vergroening en energie II

Lijesen, Mark; Mulder, Machiel; Vromans, Martin

**IMPORTANT NOTE: You are advised to consult the publisher's version (publisher's PDF) if you wish to cite from it. Please check the document version below.**

*Document Version*

Publisher's PDF, also known as Version of record

*Publication date:*

2001

[Link to publication in University of Groningen/UMCG research database](#)

*Citation for published version (APA):*

Lijesen, M., Mulder, M., & Vromans, M. (2001). *Fiscale vergroening en energie II: Economische effecten van verhoging en verbreding van de Regulerende Energiebelasting*. (CPB Document; Nr. 6). CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.

**Copyright**

Other than for strictly personal use, it is not permitted to download or to forward/distribute the text or part of it without the consent of the author(s) and/or copyright holder(s), unless the work is under an open content license (like Creative Commons).

**Take-down policy**

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

*Downloaded from the University of Groningen/UMCG research database (Pure): <http://www.rug.nl/research/portal>. For technical reasons the number of authors shown on this cover page is limited to 10 maximum.*

# CPB Document

No 006

juli 2001

## **Fiscale vergroening en energie II**

Economische effecten van verhoging en verbreding van de Regulerende Energiebelasting

**Mark Lijesen, Machiel Mulder en Martin Vromans**

Centraal Planbureau  
Van Stolkweg 14  
Postbus 80510  
2508 GM Den Haag

Telefoon (070) 338 33 80  
Telefax (070) 338 33 50  
Internet [www.cpb.nl](http://www.cpb.nl)

ISBN 90-5833-074-5

## Woord vooraf

Op verzoek van de werkgroep Vergroening van het Fiscale Stelsel II heeft het CPB onderzoek verricht naar de economische en milieu-effecten van verhoging en verbreding (naar grotere energiegebruikers) van de Regulerende Energiebelasting (REB).

Deze studie behoort tot een reeks van CPB-onderzoeken naar de effecten van energieheffingen. Begin 1992 verscheen een onderzoek naar verschillende vormen van energieheffingen, in 1993 werden de effecten van de invoering van de kleinverbruikersheffing (inmiddels REB geheten) onderzocht en in 1997 is onderzoek gedaan naar een verhoging van de REB.<sup>1</sup>

Dit onderzoek is onder supervisie van Casper van Ewijk uitgevoerd door Mark Lijesen, Machiel Mulder (coördinatie) en Martin Vromans. Bijdragen aan dit rapport zijn geleverd door Paul Tang en Peter Broer, terwijl Carel Eijgenraam, Carl Koopmans en Ruud Okker kritisch hebben meegedacht bij vooral de analyse van de kosten van de verandering van de REB.

F.J.H. Don  
directeur

<sup>1</sup> CPB, *Economische gevolgen op lange termijn van heffingen op energie*, Werkdocument 43, Den Haag, 1992; CPB, *Effecten van een kleinverbruikersheffing op energie bij lage en hoge prijsniveaus*, Werkdocument 64, Den Haag, 1993; CPB, *Vergroening en energie; effecten van verhoogde energieheffingen en gerichte vrijstellingen*, Werkdocument 96, Den Haag, 1997.



<b>Inhoudsopgave</b>	<b>Blz.</b>
Woord vooraf	3
Samenvatting	7
1 Inleiding	11
1.1 Vraagstelling	11
1.2 Methode van aanpak en opbouw document	11
2 Uitgangspunten	13
2.1 Regulerende Energiebelasting (REB)	13
2.1.1 Inleiding	13
2.1.2 Varianten voor verhoging en verbreding REB	13
2.1.3 Wijze van terugsluizen	14
2.1.4 Heffingsopbrengst	15
2.2 Omgevingsscenario	16
2.2.1 Global Competition (GC-scenario)	16
2.2.2 Liberalisering energiemarkten	17
2.3 Modelveronderstellingen	18
2.3.1 Inleiding	18
2.3.2 ATHENA	18
2.3.3 NEMO	19
3 REB, energiegebruik en CO <sub>2</sub> -emissies	21
3.1 Inleiding	21
3.2 Verandering energie-intensiteit per bedrijfstak	21
3.3 Effect REB-varianten via verandering energie-intensiteit op CO <sub>2</sub> -emissies	22
4 Regulerende Energiebelasting, energievoorziening en CO <sub>2</sub> -emissies	25
4.1 Inleiding	25
4.2 Factoren achter de koolstofintensiteit van de energievoorziening	25
4.3 Effect REB op ontwikkeling duurzame technieken en invoer groene elektriciteit in GC-scenario	27
4.3.1 Windturbines	27
4.3.2 WKK versus gescheiden opwekking	28
4.3.3 Biomassa	29

4.3.4	Fotovoltaïsche systemen	29
4.3.5	Invoer van groene elektriciteit	30
4.4	Effect van REB-varianten via verandering koolstofintensiteit op CO <sub>2</sub> -emissies	31
5	Economische effecten van de REB-varianten	33
5.1	Inleiding	33
5.2	Kosten van maatregelen op micro-niveau	33
5.3	Macro-economische kosten op lange termijn	35
5.4	Macro-economische kosten op middellange termijn	37
6	Conclusies	43
	Abstract	45
Bijlage 1	Nationaal Klimaatbeleid	47
Bijlage 2	Energiegebruik en vennootschapsbelastingen	49
Bijlage 3	Marginale prijsimpulsen per energiedrager, per bedrijfstak, per REB-variant in 2004	53
Bijlage 4	Lineariteit van de modeluitkomsten	55
Bijlage 5	Kostenbegrippen	59
Bijlage 6	Koolstofintensiteit huidige elektriciteitsvoorziening in Nederland	63
Bijlage 7	Internationale vergelijking van energieprijzen	65

## Samenvatting

Op verzoek van de werkgroep Vergroening van het Fiscale Stelsel II heeft het Centraal Planbureau (CPB) analyses gemaakt van de economische en milieu-effecten van een aantal varianten voor de verhoging van de opbrengst van de Regulerende Energiebelasting (REB).

De REB is een belasting op verwarmingsbrandstoffen (aardgas, huisbrandolie, petroleum en LPG) en elektriciteit. Deze energiebelasting is in 1996 ingevoerd en sindsdien een paar maal verhoogd om bedrijven en huishoudens aan te zetten tot meer energiebesparing en het aanbod van duurzame energie te stimuleren.

Doordat de invoering en verhoging van de REB gepaard is gegaan met vermindering van de belastingdruk op arbeid en kapitaal, is de grondslag van de totale belastingopbrengst verschoven in de richting van milieubelastende factoren. Deze verschuiving wordt “vergroening” genoemd.

De grootgebruikers van energie zijn momenteel deels vrijgesteld van REB: bij aardgas ligt de grens bij 1 mln. m<sup>3</sup> en bij elektriciteit bij 10 mln. kWh. De varianten voor verhoging van de REB-opbrengst die de genoemde werkgroep heeft geformuleerd, bestaan uit twee varianten waarbij alleen de huidige REB-tarieven worden verhoogd en twee varianten waarbij de vrijstelling voor de grootgebruikers wordt verkleind (dit is de zogenaamde “verbreding” van de REB). In aanvulling op deze varianten is door het CPB een variant geformuleerd waarbij in het geheel geen sprake meer is van een vrijstelling voor het grootgebruik: in deze variant wordt dus over het gehele energiegebruik geheven. Aangezien in alle varianten de totale (initiële) heffingsopbrengst dezelfde grootte heeft (namelijk f 3 miljard gulden), zijn de heffingstarieven (globaal gesproken) in de laatste variant lager dan in de andere varianten.

De varianten verschillen nauwelijks van elkaar in hun effecten op de totale binnenlandse CO<sub>2</sub>-emissies. In alle varianten wordt in 2020 tussen de 2,5 en 8,5 Mton minder CO<sub>2</sub> uitgestoten. De onzekerheid omtrent de hoogte van dit effect vindt zijn oorsprong in de onzekerheid die bestaat over de toekomstige kostprijs van duurzaam opgewekte elektriciteit en het al of niet blijven bestaan van niet-financiële aanbodbeperkingen (zoals planologische bij de plaatsing van windturbines op land).

Voor de bepaling van de kosten van de emissiereductie in de onderscheiden varianten, is het van belang onderscheid te maken tussen de kosten op micro-niveau en de macro-economische kosten op middellange en lange termijn.

De kosten op micro-niveau bestaan uit de kosten van het nemen van energiebesparende maatregelen. Een gebruikelijk uitgangspunt van economische analyses is dat bedrijven en huishoudens zich net zo lang zullen inspannen energie te besparen totdat de kosten van verdere energiebesparing gelijk zijn aan de opbrengsten in de vorm van een vermindering van het



energiegebruik. Bedrijven en huishoudens zullen daarbij eerst de goedkoopste energiebesparingsmogelijkheden benutten en daarna steeds duurder wordende mogelijkheden.

Dit uitgangspunt impliceert dat wanneer voor alle sectoren in de economie dezelfde energieprijis geldt, energiebesparende maatregelen worden genomen in die sectoren waar dat relatief het goedkoopst is, en dat in sectoren waar die maatregelen duurder zijn geen maatregelen worden genomen. Is daarentegen de energieprijis niet voor alle sectoren gelijk, zoals in werkelijkheid het geval is, dan zullen sectoren met een relatief hoge energieprijis energie gaan besparen, terwijl dat wellicht goedkoper had gekund in sectoren die een lage energieprijis hebben.

Deze analyse betekent voor de kosten op micro-niveau in de diverse varianten het volgende: hoe meer een energieheffing leidt tot uniforme (marginale) tarieven voor het energiegebruik, des te goedkopere besparingsopties er worden geïmplementeerd. Met andere woorden: hoe meer de energieheffing wordt verbreed tot het grootgebruik, hoe lager, nationaal gezien, de gemiddelde kosten per eenheid gereduceerde emissie worden.

Er kunnen echter ook een aantal overwegingen zijn om lagere heffingstarieven voor de (internationaal opererende) energie-intensieve bedrijven te hanteren. Deze overwegingen zijn:

- benutting van schaalvoordelen bij de energie-intensieve productie, waardoor de macro-economische kosten worden beperkt;
- minder verplaatsing van emissies naar het buitenland;
- hogere belastingopbrengsten door de belasting vooral te heffen bij internationaal minder mobiele bedrijven.

Een argument dat er wel weer voor pleit om uniforme tarieven te hanteren is, dat een deel van de energieheffing kan worden afgewenteld op het buitenland, dat wil zeggen dat buitenlandse afnemers via hogere prijzen een deel van de energieheffing betalen.

Wat op lange termijn de invloed van deze verschillende factoren op de macro-economische kosten zal zijn, is niet met zekerheid te zeggen. Deze kosten kunnen zowel groter als kleiner zijn dan de aanpassingskosten op microniveau.

Over de macro-economische kosten op middellange-termijn kunnen met meer zekerheid uitspraken worden gedaan: deze kosten zijn waarschijnlijk groter dan de som van de aanpassingskosten op micro-niveau. Dit is het gevolg van productiviteitsverlies in de energiesector, kosten van aanpassingen op de arbeidsmarkt en kosten van sectorale verschuivingen. Uit de berekeningen met het ATHENA-model blijkt dat in alle varianten deze kosten in 2020 een omvang hebben van minder dan 0,1% van het Bruto Binnenlandse Product (BBP, in factorkosten). Daarnaast is er een licht negatief effect op de werkgelegenheid.

Tussen sectoren en bedrijven bestaan verschillen in de mate waarin ze geraakt worden door de vergroeningsoperatie. Het negatieve economische effect slaat in belangrijke mate neer bij de energiesector, als gevolg van het (ten opzichte van het referentiep pad) afgenomen energiegebruik.

De sectoren industrie en landbouw profiteren (als geheel) in alle varianten in termen van de ontwikkeling van de toegevoegde waarde. Binnen deze sectoren zullen er vanzelfsprekend ook bedrijven zijn die per saldo een negatief effect ondergaan.

Door de kleine verschillen in zowel de milieu- als de economische effecten tussen de 5 varianten voor de verhoging van de REB-opbrengst en de onzekerheden die bestaan over de hoogte en de richting van deze effecten, is het niet mogelijk deze varianten te rangschikken naar de hoogte van de kosteneffectiviteit (dat wil zeggen de kosten per eenheid CO<sub>2</sub>-emissiereductie).



## **1 Inleiding**

### **1.1 Vraagstelling**

In het licht van de voorgenomen verdere vergroening van het belastingstelsel heeft het kabinet een werkgroep ingesteld, die als opdracht heeft de mogelijkheden voor (verdere) vergroening van het belastingstelsel te onderzoeken. De werkgroep Fiscale Vergroening II zoekt deze mogelijkheden onder meer bij de verbreding van de belastinggrondslag op het gebied van energie. De doelstelling daarbij is om een zodanige verbreding tot stand te brengen dat op kosteneffectieve wijze een bijdrage wordt geleverd aan de realisatie van de overheidsdoelstelling voor de ontwikkeling van de broeikasgasemissies en in het bijzonder de emissies van CO<sub>2</sub>.

Een verhoging en verbreding van de Regulerende Energiebelasting wordt in deel 1 van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid genoemd als een van de maatregelen die de overheid zou kunnen nemen wanneer met de reeds ingezette maatregelen onvoldoende resultaat wordt behaald (zie bijlage Nationaal Klimaatbeleid).

De werkgroep Fiscale Vergroening II heeft het Centraal Planbureau gevraagd een aantal varianten voor verhoging en verbreding van de Regulerende Energiebelasting (REB) in combinatie met bepaalde terugsluismaatregelen te analyseren. Deze analyse zou zich daarbij moeten richten op de effecten van deze varianten op de omvang van de nationale CO<sub>2</sub>-emissies en op de macro-economische ontwikkeling.

### **1.2 Methode van aanpak en opbouw document**

De uitgangspunten van de analyse van de effecten van de varianten voor verhoging en verbreding van de Regulerende Energiebelasting (hierna: REB\_varianten) worden in hoofdstuk 2 beschreven. Deze uitgangspunten bestaan uit de vormgeving van de heffing en terugsluizing per REB-variant, het gehanteerde omgevingsscenario en de gebruikte modellen.

De Regulerende Energiebelasting kan via twee wegen leiden tot reductie van CO<sub>2</sub>-emissies. De ene weg is de beïnvloeding van de intensiteit waarin energie in de economie wordt gebruikt; de andere weg betreft de wijze waarop de energievoorziening tot stand komt. Het effect van een verhoging en/of verbreding van de REB op de energie-intensiteit en daarmee op de nationale CO<sub>2</sub>-emissies wordt bepaald met behulp van het energievraagmodel NEMO en het bedrijfstakkenmodel ATHENA. De uitkomsten van deze analyse worden in hoofdstuk 3 beschreven. De vraag of de invoering van de REB-varianten leidt tot een andere ontwikkeling van de energievoorziening, wordt beantwoord in hoofdstuk 4.

De beoordeling van de verschillende REB-varianten gebeurt behalve op basis van de berekende effecten op de nationale CO<sub>2</sub>-emissies, ook door een analyse van de kosten die deze

varianten teweegbrengen. In hoofdstuk 5 wordt ingegaan op de directe kosten op micro-niveau en de macro-economische kosten op middellange en lange termijn.

In hoofdstuk 6 ten slotte worden conclusies getrokken over de relatie tussen vormgeving van de REB en de gevolgen voor milieu en economie.

## 2 Uitgangspunten

### 2.1 Regulerende Energiebelasting (REB)

#### 2.1.1 Inleiding

De REB is een belasting op verwarmingsbrandstoffen (aardgas, huisbrandolie, petroleum en LPG)<sup>2</sup> en elektriciteit. Deze energieheffing is op 1 januari 1996 in werking getreden en is sindsdien geleidelijk verhoogd (zie tabel 2.1). De heffingsopbrengst is toegenomen van f 1,3 miljard in 1996 via f 2,1 miljard in 1998 tot f 4,4 miljard in 2000.

Het uitgangspunt voor een mogelijke verbreding van de REB vanaf 1 januari 2002 zijn de tarieven zoals die op 1 januari 2001 gelden.

**Tabel 2.1 Ontwikkeling tarieven REB (in centen per eenheid), per 1 januari per jaar**

Energiedrager	1996	1997	1998	1999	2000	2001 <sup>c</sup>
<b>Aardgas<sup>b</sup> (m<sup>3</sup>):</b>						
t/m 5.000 m <sup>3</sup> <sup>a</sup>	3,18	6,36	9,53	15,78	20,82	26,50
5001 t/m 170.000 m <sup>3</sup>	3,18	6,36	9,53	10,24	11,44	12,38
170.001 t/m 1 mln. m <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,71	1,54	2,30
1 mln. m <sup>3</sup> of meer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Elektriciteit (kWh):</b>						
t/m 10.000 kWh	2,95	2,95	2,95	4,89	8,20	12,85
10.001 t/m 50.000 kWh	2,95	2,95	2,95	3,14	3,54	4,27
50.000 t/m 10 mln. kWh	0,0	0,0	0,0	0,22	0,48	1,31

<sup>a</sup> Tot en met 2000 gold voor het gebruik tot 800 m<sup>3</sup> en 800 kWh een belastingvrije voet in de REB. Vanaf 2001 is deze belastingvrije voet omgezet in een belastingvermindering. Deze vermindering bedraagt in 2001 per elektriciteitsaansluiting f 312.

<sup>b</sup> De REB-tarieven van olieproducten die als substituut voor aardgas kunnen dienen (LPG, huisbrandolie en halfzware olie) worden analoog aan de tariefsverhoging bij aardgas aangepast.

<sup>c</sup> Bron: persbericht 00-269 ministerie van Financiën, 5 december 2000 (Wijzigingen in de belastingheffing met ingang van januari 2001).

#### 2.1.2 Varianten voor verhoging en verbreding REB

De werkgroep Fiscale Vergroening II heeft vier varianten gedefinieerd voor een verbreding van de REB. Deze varianten verschillen van elkaar doordat een zelfde totale heffingsopbrengst anders wordt verdeeld over huishoudens en bedrijven en over kleingebruikers en grootgebruikers (zie tabel 2.2).

In de varianten 1 en 2 wordt in dezelfde tariefschijven geheven als bij de huidige vormgeving van de REB. De verbreding van de REB bestaat hier dus uit een verhoging van bestaande tarieven in deze schijven. Het verschil tussen deze beide varianten is dat in variant 1 bij de

<sup>2</sup> Voor zover deze brandstoffen niet worden gebruikt voor het aandrijven van motorrijtuigen op de openbare weg en van pleziervaartuigen (CBS, Energiemonitor 2000-3).

huishoudens 70% van de totale extra heffingsopbrengst wordt geheven en bij bedrijven 30%, terwijl in variant 2 de verhouding tussen deze beide doelgroepen 50:50 is.

In de varianten 3 en 4 zijn nieuwe schijven geïntroduceerd. Bij aardgas wordt nu ook in de schijf van 1 tot 3 miljoen m<sup>3</sup> geheven. Het verschil tussen deze beide varianten is dat in variant 3 de verhouding tussen huishoudens en bedrijven in de totale ex ante extra heffingsopbrengst 50:50 is, terwijl in variant 4 de verhouding 30:70 is.

Omdat in geen van deze varianten alle bedrijven in hun marginale energiegebruik door de heffing worden geraakt, is door het CPB een vijfde variant gedefinieerd. Deze variant onderscheidt zich van de heffingsvarianten 1 tot en met 4 doordat nu alle bedrijven behalve de kleingebruikers op een uniforme wijze in de heffing worden betrokken. De verhoging van het tarief voor de kleingebruikers is zowel bij gas als elektriciteit gelijk aan die in variant 4 (namelijk 4,0 respectievelijk 1,9 cent).

In deze variant wordt net als in variant 4 30% van de extra heffingsopbrengst opgebracht door huishoudens en dus 70% door bedrijven. Het verschil met variant 4 is dat in deze variant een verschuiving plaats vindt van de kleinere energiegebruikers in het bedrijfsleven naar de grotere gebruikers, waarbij de heffingsopbrengst door het totaal van bedrijven gelijk is.

**Tabel 2.2 REB-varianten: verhoging van de REB bij aardgas en elektriciteit in 5 varianten, bij een initiële heffingsopbrengst van 3 miljard gulden**

	variant 1	variant 2	variant 3	variant 4	variant 5
verhouding heffingsopbrengst tussen huishoudens en bedrijven	70:30	50:50	50:50	30:70	30:70
<b>Aardgas (ct/m<sup>3</sup>)</b>					
0 t/m 5000	9,2	6,7	6,7	4,0	4,0
5000 t/m 170.000	2,1	2,6	5,0	8,1	3,8
170.001 t/m 1 mln.	2,1	7,4	5,0	8,1	3,8
1 mln. t/m 3 mln.	0,0	0,0	5,0	8,1	3,8
> 3 mln.	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8
<b>Elektriciteit (ct/kWh)</b>					
0 t/m 10.000	4,6	3,2	3,2	1,9	1,9
10.001 t/m 50.000	0,65	0,81	1,5	2,5	1,1
50.001 t/m 10 mln.	0,65	2,3	1,5	2,5	1,1
> 10 mln.	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1

### 2.1.3 Wijze van terugsluizen

De extra opbrengst van de heffing wordt in alle varianten generiek terugseluisd naar gezinnen via de loon- en inkomstenbelasting en naar bedrijven via de vennootschapsbelasting. De verhouding tussen de terugsluis via loon- en inkomstenbelasting enerzijds en vennootschaps-

belasting anderzijds is bepaald door de mate waarin de heffingsopbrengst door huishoudens en bedrijven wordt opgebracht. De varianten bij de wijze van terugsluizen zijn dus direct gekoppeld aan de varianten bij de vormgeving van de heffing. Dit betekent dat de analyse van de verschillen tussen de REB-varianten ook gericht is op de effectiviteit waarmee via loon- en inkomstenbelasting en via de vennootschapsbelasting herverdelingseffecten kunnen worden beperkt (zie bijlage 2 Energiegebruik en vennootschapsbelastingen).

Het terug te sluisen bedrag wordt ex ante bepaald en is gelijk aan de heffingsopbrengst bij het energiegebruik aan het begin van de heffingsperiode zonder rekening te houden met een door de heffing teweeggebrachte vermindering van de energie-intensiteit.

Net als in de vorige CPB-studie naar de effecten van een verhoging van de REB (CPB, 1997), wordt ook nu uitgegaan van een gelijkblijvende doorsluiting van REB-gelden naar producenten van duurzaam opgewekte elektriciteit. Zou deze aanname niet worden gemaakt dan zou een substantieel deel van de heffingsopbrengst moeten worden teruggegeven<sup>3</sup>, waardoor geen goed beeld wordt verkregen van het heffingseffect. De effecten van de doorsluiting van REB-gelden naar de producenten van duurzame energie worden daarom apart geanalyseerd (zie hoofdstuk 4).

#### 2.1.4 Heffingsopbrengst

De in de tabel 2.2 vermelde heffingsstarieven gelden bij een opbrengst van  $f$  3 miljard. In eerste instantie zijn de varianten doorgererekend met deze heffingsstarieven. De hoogte van de totale heffingsopbrengst bepaalt de omvang van de effecten van de verbreding op emissies en economie. De werkgroep heeft daarom gevraagd ook een analyse te maken van de mate van lineariteit tussen de hoogte van de heffingsopbrengst en die effecten, dat wil zeggen de vraag te beantwoorden of de economische en milieu-effecten in dezelfde mate toenemen als de toename van de heffingsopbrengst. In paragraaf 2.3 en bijlage 3 wordt daarom aandacht geschonken aan de mate van lineariteit van de modeluitkomsten.

Tabel 2.3 geeft een overzicht van de verdeling van de initiële heffingslasten naar enkele (groepen) van sectoren. De verhouding gezinnen-bedrijven verschilt zichtbaar tussen de varianten, evenals de mate waarin de grootverbruikers (de energie-intensieve industrie) worden ontzien. Naast de gezinnen en de industrie blijkt ook de dienstensector een belangrijk deel van de heffing op te brengen.

<sup>3</sup> Dit wordt veroorzaakt door een sterke groei van duurzame elektriciteitsopwekking. Deze vorm van opwekking neemt in het referentiepad al relatief sterk toe ten opzichte van het huidige lage niveau en wordt door de verhoogde prikkel in de heffingsvarianten extra vergroot.



**Tabel 2.3** Verdeling van de initiële heffingslasten naar bedrijfstak, per heffingsvariant (miljoenen gulden, constante prijzen)

	Variant 1	Variant 2	Variant 3	Variant 4	Variant 5
Landbouw	100	105	115	130	80
Industrie	210	590	570	905	1370
w.o. energie-intensieve industrie	80	235	250	395	1020
Bouwnijverheid	25	30	30	40	60
Transport	20	45	40	60	60
Diensten	470	655	665	875	515
Overheid	80	75	80	80	55
Gezinnen	2100	1500	1500	900	900
Totale heffingsopbrengst	3005	3000	3000	2990	3040

## 2.2 Omgevingsscenario

### 2.2.1 Global Competition (GC-scenario)

Voor het doorrekenen van de effecten van de belastinggrondslag op milieu en economie is het nodig veronderstellingen te maken over hoe de economie zich in de toekomst ontwikkelt. Het is gebruikelijk in dit verband aan te sluiten bij de bestaande scenario's voor de lange-termijn ontwikkeling van de economie.<sup>4</sup> Deze scenario's zijn Divided Europe (DE), European Coordination (EC) en Global Competition (GC). In DE is er sprake van lage economische groei (1,5% per jaar), trage technische vooruitgang en weinig internationale samenwerking. In EC spelen beleidscoördinatie, solidariteit en sociale cohesie een grote rol. De economische groei in dit scenario is 2,7% per jaar. In GC bedraagt de economische groei 3,3% per jaar, is er een grote technische ontwikkeling en een sterk proces van internationalisering.

Omdat het GC-scenario voor het milieu het ongunstigste scenario is, worden alle varianten tegen dit scenario geanalyseerd. Daarnaast zal voor één variant worden aangegeven wat de uitkomsten zijn wanneer wordt uitgegaan van het scenario met de geringste economische groei (het DE-scenario).<sup>5</sup>

In het GC-scenario is alleen het beleid meegenomen dat reeds bestond ten tijde van de formulering van dit scenario (1996). Op dat moment zijn de volgende (voor dit onderzoek relevante) beleidsaannames gemaakt voor de periode 1996-2020:

- De REB wordt reëel constant verondersteld vanaf 1998;

<sup>4</sup> Zie bijvoorbeeld CPB, 1997, *Vergoening en Energie; effecten van verhoogde energieheffingen en gerichte vrijstellingen*, Werkdocument 96

<sup>5</sup> CPB, 1997, *Economie en fysieke omgeving, beleidsopgaven en oplossingsrichtingen 1995-2020*, p.128.

- De Meerjarenaafspraken Energie-efficiëntie (MJA) worden voortgezet zoals ze in 1996 bestonden, met een terughoudender invulling vanaf 2000. Concreet betekent dit dat het effect van de MJA's stabiliseert vanaf 2000;
- Het Meerjaren Actieplan (MAP) van de energiedistributiebedrijven is volledig opgenomen tot 2000, daarna alleen voor de onderdelen voorlichting en enkele subsidies;
- Van een benchmarkconvenant was in 1996 in het geheel geen sprake. Dit is dan ook niet opgenomen in het GC-scenario.

De beleidsinstrumenten die sinds de formulering van het GC-scenario zijn ingezet, zoals de instrumenten die zijn genoemd in de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid, zijn dus niet in het GC-scenario opgenomen. Door de reeds geïmplementeerde verhogingen van de REB sinds 1998, betekent een bepaalde nominale verhoging van de REB vanaf 2002 (in casu de hiervoor genoemde heffingstarieven) de facto een kleinere relatieve prijsstijging dan wanneer het prijsniveau van het GC als basis zou worden genomen. Voor dit effect hebben we gecorrigeerd door de procentuele mutatie ten opzichte van het huidige niveau te bepalen en deze mutatie te gebruiken binnen het GC-scenario.

### **2.2.2 Liberalisering energiemarkten**

De effecten van een verbreding van de REB op milieu en economie, hangen onder meer af van de wijze waarop een verandering in de vraag naar elektriciteit doorwerkt op de productie daarvan in Nederland en op de invoer van elektriciteit. Wanneer een vermindering van de vraag naar elektriciteit alleen tot gevolg heeft dat er minder elektriciteit wordt ingevoerd, zijn zowel de gevolgen voor nationale CO<sub>2</sub>-emissies<sup>6</sup> als de economische effecten in Nederland geringer dan wanneer de vraagdaling leidt tot minder binnenlandse productie.

Zoals bekend is het belang van invoer voor de nationale elektriciteitsvoorziening recentelijk sterk toegenomen, namelijk van ongeveer 10% in 1998 tot ongeveer 26% in 2000. Het huidige modelinstrumentarium van het CPB is nog onvoldoende aangepast aan de liberalisering van de energiemarkten om een goed beeld te kunnen geven van de te verwachten toekomstige ontwikkelingen in het aanbod van elektriciteit. Daarom zal in deze studie de reactie van de aanbodzijde op ontwikkelingen aan de vraagzijde met twee varianten worden benaderd. In één variant wordt aangenomen dat alleen de binnenlandse productie zich aanpast, in de andere variant wordt verondersteld dat de aanbodreactie via de invoer verloopt.

<sup>6</sup> De ingevoerde elektriciteit wordt wel tot het binnenlandse energiegebruik gerekend, maar de CO<sub>2</sub>-uitstoot door de verbranding van fossiele brandstoffen die nodig is om de elektriciteit op te wekken wordt conform internationale afspraken toegerekend aan het land waar die opwekking plaats vindt.

## 2.3 Modelveronderstellingen

### 2.3.1 Inleiding

Voor het analyseren van mogelijke gevolgen van beleidsmaatregelen kunnen modellen een nuttige functie vervullen. Met behulp van modellen is het immers mogelijk om op consistente wijze een groot aantal gegevens met elkaar in verband te brengen. In dit onderzoek is gebruik gemaakt van het bedrijfstakkenmodel ATHENA-model en het energievraagmodel NEMO.<sup>7</sup>

Bij de analyse van de REB-varianten met deze modellen moeten een aantal veronderstellingen worden gemaakt. Deze veronderstellingen worden in de volgende subparagrafen weergegeven.

### 2.3.2 ATHENA

ATHENA is gebruikt voor het berekenen van de economische gevolgen van de verhoging van de energiekosten, de door de energieheffing geïnitieerde verlaging van de energie-intensiteit van de productie en de verlaging van de loon-, inkomsten- en vennootschapsbelasting. De in dit verband belangrijke veronderstellingen zijn:

1. Er is verondersteld dat voor de verhoging van de REB werknemers in de lonen gecompenseerd worden voor zover deze verhoging uitgaat boven de verlaging van de loon- en inkomstenbelasting;
2. Loonveranderingen werken door op lonen van ambtenaren en trendvolgers en op de uitkeringen;
3. De door NEMO berekende besparingsinvesteringen (zie paragraaf 2.3.3) die worden verricht als gevolg van de stijging van de gasprijs respectievelijk de elektriciteitsprijs, zijn ingevuld als niet-capaciteitsgenererende investeringen in gebouwen respectievelijk outillage. Deze investeringen hebben immers geen invloed op het volume van de productie, maar op de hoeveelheid energie die daarmee is gemoeid;
4. De hoogte van de terugsluis van de heffingsopbrengst via de vennootschapsbelasting is bepaald als een bepaalde verlaging van het Vpb-tarief. De terugsluis verloopt via de kapitaalkosten van de bedrijven. Bij bedrijfstakken waar de kapitaalkosten relatief hoog zijn (in vergelijking met de te betalen vennootschapsbelasting), wordt aldus de hoogte van het terug te sluisen bedrag overschat. Analogie geldt voor bedrijfstakken die relatief weinig kapitaalkosten hebben, dat zij

<sup>7</sup> De inzet van deze modellen gebeurt in een aantal achtereenvolgende stappen. De eerste stap is de vertaling van de tariefstijgingen in een toename van de marginale energieprijzen per bedrijfstak. Vervolgens wordt met NEMO het effect berekend van die toename op de energie-efficiëntie en de investeringen in energiebesparende maatregelen. Op basis daarvan wordt berekend wat de absolute verandering is in de vraag naar verschillende energiedragers. De aldus berekende afname van het energiegebruik (per bedrijfstak), toename van energiekosten (per bedrijfstak) en toename energiebesparende investeringen, vormen vervolgens input voor ATHENA. Tezamen met gegevens over de terugsluismaatregelen (verlaging belastingtarieven) berekent dit model dan de economische gevolgen voor de verschillende bedrijfstakken en de nationale economie. Tot slot worden de aldus berekende volume-veranderingen per bedrijfstak weer in NEMO ingevoerd om het effect daarvan op het energiegebruik te bepalen.

volgens het model minder geld krijgen teruggesluisd dan in werkelijkheid bij verlaging van Vpb-tarieven het geval zou zijn.

5. Aangenomen wordt dat een daling van het binnenlandse gasverbruik niet ten koste gaat van de binnenlandse aardgaswinning, maar dat die daling zal worden geneutraliseerd door een even grote stijging van de uitvoer van aardgas. Dit impliceert wel een daling van de aardgasinkomsten voor de overheid omdat de (gemiddelde) export prijs (ongeveer 15%) onder de (gemiddelde) binnenlandse aardgasprijs (voor grootgebruikers) ligt.
6. Het jaarlijks terug te sluisen bedrag is een vast bedrag dat is bepaald op basis van de heffingsopbrengst bij het initiële energieverbruik, dat wil zeggen het energiegebruik aan het begin van de periode. De heffingsopbrengst neemt gedurende de periode echter af en wel door een aantal factoren. Door de (gegeven het scenario) autonome verlaging van de energie-intensiteit van de economie (als gevolg van technische vooruitgang en reële prijsstijging van energie), vermindert energie als grondslag voor belastingheffing. Dit proces wordt nog versterkt door de effecten van de energieheffing op het energiegebruik (via hogere energiebesparingen en een geringere volume-ontwikkeling van de productie). Door de geringere opbrengst van de aardgasafzet (zie punt 5), verminderen bovendien de aardgasbaten.

Door deze ontwikkelingen zou het financieringssaldo van de overheid in de loop der tijd verslechteren. Om dat te voorkomen is voor de autonome verlaging van de belastinggrondslag van energie gecompenseerd door verlaging van de materiele overheidsconsumptie, terwijl voor de door het beleid teweeggebrachte verlaging van deze grondslag is gecompenseerd door aanpassing van tarieven in de loon- en inkomstenbelasting. Dit laatste betekent overigens dat in de loop der tijd de lastendruk bij huishoudens relatief toeneemt ten opzichte van die bij bedrijven. Ex post betekent dit dat de huishoudens minder dan evenredig en de bedrijven meer dan evenredig gecompenseerd worden.

### 2.3.3 NEMO

NEMO is het model van het Nederlandse energieverbruik en is in deze studie gebruikt om het effect van de verhoging van de energieprijzen op de energie-efficiëntie te berekenen. Bij deze berekening wordt onderscheid gemaakt tussen factoren die de besparingen beïnvloeden en het mechanisme waarlangs die beïnvloeding plaatsvindt. Het mechanisme van beïnvloeding kent de volgende wegen:

- investeringen in zuinigere kapitaalgoederen,;
- retrofit bij (dat wil zeggen aanpassingen van) bestaande kapitaalgoederen; “good housekeeping” (zuiniger omgaan met de apparaten).

De beïnvloedende factoren zijn met name een jaargangentrend (nieuwere kapitaalgoederen zijn energiezuiniger dan oudere, terwijl bij oudere kapitaalgoederen door middel van retrofit energiebesparende aanpassingen plaatsvinden) en een aantal prijselasticiteiten, te weten voor de verschillende wegen van beïnvloeding (investeringen, retrofit en good housekeeping).

De trends en elasticiteiten zijn per sector bepaald op basis van 'bottom up' gegevens uit het ICARUS-databestand.<sup>8</sup> Deze 'bottom up' gegevens geven informatie over de kosten van energiebesparende maatregelen. Hieruit valt de relatie tussen de energieprijzen en de energie-intensiteit te bepalen.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> De lange-termijn prijselasticiteiten van de energievraag (som van de elasticiteiten van besparingsinvesteringen en good-housekeeping) liggen voor alle sectoren te samen bij brandstof op  $-0,30$  en bij electriciteit op  $-0,24$ . Deze uitkomst komt overeen met bevindingen in de andere studies, waar de prijselasticiteiten grotendeels tussen de  $-0,20$  en  $-0,60$  liggen.

<sup>9</sup> Voor een verdere toelichting op NEMO zie: Koopmans, C.C., D.W. te Velde, W. Groot and J.H.A. Hendriks, 1999, *Nemo: Netherlands Energy demand MOdel, A top-down model based on bottom-up information*, CPB Research Memorandum 155, en: C.C.Koopmans, D.W. te Velde: *Bridging the energy efficiency gap: using bottom-up information in a top-down energy demand model*, in: *Energy Economics*, 23 (2001)1. Voor meer informatie over het ICARUS-databestand zie: Vuuren, D. van, 1996, *Karakterisering van ICARUS-3 maatregelen ten behoeve van het CPB-energiemodel*, Universiteit van Utrecht, Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving, no. 96007.

## **3 REB, energiegebruik en CO<sub>2</sub>-emissies**

### **3.1 Inleiding**

Verhoging en verbreding van de REB leidt tot een toename van energiebesparingen bij huishoudens en bedrijven en als gevolg daarvan tot een vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies. In paragraaf 4.2 worden de effecten van de REB-varianten op de ontwikkeling van de energie-intensiteit (dat wil zeggen het energiegebruik per eenheid product) beschreven. In paragraaf 4.3 komen de gevolgen van een verlaging van de energie-intensiteit voor de CO<sub>2</sub>-emissies aan de orde.

### **3.2 Verandering energie-intensiteit per bedrijfstak**

Het effect van de REB-varianten op de energie-intensiteit per bedrijfstak is in tabel 3.1 weergegeven. Het beeld in deze tabel komt overeen met het algemene beeld van de varianten. Zo is het verschil tussen de varianten in verdeling van de heffing over bedrijven en gezinnen herkenbaar in het effect op de energie-intensiteit van gezinnen en bedrijven. In REB-variant 1 is in 2020 bij gezinnen de intensiteit van het elektriciteitsgebruik 4,2% en van het brandstoffengebruik 2,1% lager dan in het referentiep pad. In REB-variant 5 zijn deze percentages beduidend lager, namelijk respectievelijk 0,8 en 1,0.

Daarnaast is de relatief geringe belasting van het grootverbruik in de REB-varianten 1 tot en met 4 terug te zien in de betrekkelijk kleine effecten op de energie-intensiteit bij chemie en metaal, terwijl in REB-variant deze effecten duidelijk groter zijn.

**Tabel 3.1 Effecten op de energie-intensiteit (energiegebruik per eenheid product) van de energie-afnemers, per bedrijfstak in 2020, per heffingsvariant**

	Variant 1	Variant 2	Variant 3	Variant 4	Variant 5
<b>Elektriciteit</b>			% afwijking t.o.v. referentiepad		
Landbouw	-0,2	-0,6	-1,3	-2,1	-1,0
Voeding- en genotmiddelenindustrie	-0,1	-0,3	-0,0	-0,1	-0,3
Overige industrie	-0,2	-0,8	-0,1	-0,2	-0,3
Chemie	-0,1	-0,3	-0,1	-0,1	-1,1
Metaal	-0,0	-0,2	-0,1	-0,1	-0,8
Bouwnijverheid	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6	-0,3
Transport	-0,0	-0,3	-0,0	-0,0	-0,7
Diensten	-0,2	-0,5	-0,3	-0,5	-0,4
Overheid	-0,7	-1,4	-1,7	-2,7	-2,8
Gezinnen	-4,2	-3,0	-3,0	-1,8	-0,8
<b>Brandstoffen (excl. motorbrandstoffen)</b>					
Landbouw	-0,0	-0,0	-0,1	-0,1	-0,1
Voeding- en genotmiddelenindustrie	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-1,3
Overige industrie	-0,1	-0,1	-0,3	-0,5	-1,1
Chemie	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,5
Metaal	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-0,3
Bouwnijverheid	-0,4	-0,9	-0,7	-1,0	-0,5
Transport (excl. motorbrandstoffen)	-0,1	-0,1	-0,4	-0,7	-1,6
Diensten	-0,2	-0,3	-0,5	-0,8	-0,5
Overheid	-1,8	-1,5	-1,7	-1,7	-1,2
Gezinnen	-2,1	-1,6	-1,7	-1,2	-1,0

### 3.3 Effect REB-varianten via verandering energie-intensiteit op CO<sub>2</sub>-emissies

De verlaging van de energie-intensiteit als gevolg van de verhoging en verbreding van de REB leidt tot een daling van de CO<sub>2</sub>-emissies (zie tabel 3.2). Van de door de werkgroep Fiscale Vergroening II geformuleerde varianten (varianten 1 t/m 4), leiden de varianten 1 en 3 tot de grootste emissiebesparing. In variant 5 is het effect op de nationale CO<sub>2</sub>-emissies in 2020 nog een paar tiende Mton groter dan in de varianten 1 tot en met 4, namelijk een vermindering van ongeveer 2,2 Mton.

In het in deze varianten gehanteerde scenario (GC) stijgen de nationale emissies van ongeveer 180 Mton in 2000 tot ongeveer 240 ton in 2020. Een heffing met een omvang  $f$  3 miljard betekent dus dat er daardoor in 2020 drie kwart procent minder emissies zijn.

**Tabel 3.2 Effecten van verbreding REB via verandering energie-intensiteit op emissies CO<sub>2</sub> in 2010 en 2020, in Mton per variant**

Heffingsvariant	2010	2020
variant 1	- 1,4	- 1,9
variant 2	- 1,2	- 1,7
variant 3	- 1,3	- 1,9
variant 4	- 1,1	- 1,8
variant 5	- 1,3	- 2,2

Het verschil in effectiviteit tussen de varianten hangt samen met de mate waarin per variant actoren in hun marginale energiegebruik worden geraakt. Het verschil tussen varianten 2 en 3 kan met een voorbeeld worden toegelicht. Neem een bedrijf dat jaarlijks 1,3 miljoen kubieke meter gas verbruikt. Dit bedrijf valt in de vierde schijf en betaalt over de eerste drie schijven de volledige heffing. Indien dit bedrijf energie bespaart, vermindert de te betalen heffing met 5 cent per bespaarde m<sup>3</sup> in variant 3, terwijl dit in variant 2 geen effect op de te betalen heffingen heeft. Met andere woorden, voor ons voorbeeldbedrijf is de marginale heffing in variant 2 nul cent en in variant 3 vijf cent per kubieke meter aardgas. Dit verschil in marginaal tarief zien we echter niet terug in het totale tarief dat ons voorbeeldbedrijf moet betalen. In variant 2 is dit ruim 66 duizend gulden per jaar, tegen ruim 65 duizend gulden in variant 3. Dit verschil in het marginale tarief geldt voor alle bedrijven met een gasverbruik tussen de 1 en drie miljoen kubieke meter per jaar. Een soortgelijke redenering geldt voor elektriciteit. Gezamenlijk verklaart dit verschijnsel waarom variant 2, bij een gelijke heffingsopbrengst, een lagere reductie in CO<sub>2</sub>-emissies kent dan de andere varianten.

#### **Vergelijking uitkomsten met uitkomsten van CPB-studie uit 1997**

De uitkomst van de studie uit 1997 (CPB, 1997, *Vergroening en energie, effecten van verhoogde energieheffingen en gerichte vrijstellingen*, Werkdocument 96, Den Haag) is dat een verhoging van de energieheffing met een extra opbrengst van in totaal f 3,4 miljard leidt tot een verminderde uitstoot van 4,6 Mton in 2020. Per f 1 miljard aan extra heffing werd dus in 2020 ongeveer 1,3 Mton reductie aan CO<sub>2</sub>-emissie gerealiseerd. Deze studie leidt tot de uitkomst dat een extra heffing van f 3 miljard via een verandering van de energie-intensiteit tot een reductie leidt van ongeveer 2 Mton, dus per f miljard gulden ongeveer 0,7 Mton minder CO<sub>2</sub>-emissie in 2020.

Dit verschil in uitkomst tussen deze beide studies is het gevolg van de volgende factoren:

- in de voorliggende studie is de analyseperiode vijf jaar korter dan in 1998: nu is het 2002 tot en met 2020, toen was 1997 tot en met 2020;
- het prijsniveau is in 2002 hoger dan in 1998, waardoor een zelfde heffingsopbrengst in guldens nu tot een lagere procentuele prijsstijging leidt;
- in de studie uit 1997 betrof de heffingsverhoging uitsluitend het energieverbruik boven de 800 m<sup>3</sup>/800 kWh, zodat de marginale energieprijzen bij dezelfde heffingsopbrengst sterker stegen dan in deze studie.



In het algemeen betekent dit dat wanneer een bepaalde heffingsopbrengst in hogere mate over het marginale gebruik wordt geheven, de kosten voor actoren gelijk kunnen blijven, terwijl het effect op energiebesparing wordt vergroot.

Een verdubbeling van de heffingsopbrengst leidt volgens de modelberekeningen tot een dubbel effect op de emissies. Bij een verhoging van de heffingsopbrengst tot f6 miljard (in het eerste jaar) leidt de heffing er toe dat in 2020 er bijna 4 Mton (dat wil zeggen ongeveer 1,5%) minder aan CO<sub>2</sub> wordt uitgestoten. Bij een heffingsopbrengst die een factor vier groter is, zal het effect op het energiegebruik en de emissies vier keer zo groot zijn.

Als een scenario wordt gehanteerd met een lage economische groei en geringe technische vooruitgang (DE), is de milieuwinst geringer. Uitgaande van een initiële heffingsopbrengst van f3 miljard zal in dit scenario in 2020 1,6 Mton minder worden uitgestoten dan zonder verhoging en verbreding van de REB. Aangezien in dat scenario de totale emissies in 2020 ongeveer 200 Mton bedragen, is het effect van de heffing ook dan ongeveer drie kwart procent.

Zoals aangegeven in hoofdstuk 2, zijn de bovengenoemde effecten op CO<sub>2</sub>-emissies berekend door uit te gaan dat een vermindering van de elektriciteitsvraag volledig doorwerkt op de binnenlandse elektriciteitsproductie. In werkelijkheid zal een deel van de verminderde vraag ook ten koste gaan van de elektriciteitsimport en daarmee leiden tot een lagere productie bij buitenlandse elektriciteitsproducenten. Wanneer de gehele vermindering van de elektriciteitsvraag ten koste gaat van de import, nemen de emissies in Nederland in 2020 in alle varianten ongeveer drie kwart Mton minder af dan aangegeven in tabel 3.2, terwijl in andere landen minder uitstoot plaatsvindt.

## 4 Regulerende Energiebelasting, energievoorziening en CO<sub>2</sub>-emissies<sup>10</sup>

### 4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de vragen beantwoord of de invoering van de REB-varianten leidt tot een andere ontwikkeling van de energievoorziening en welke gevolgen dat dan heeft voor de nationale CO<sub>2</sub>-emissies. Paragraaf 5.2 geeft het analytisch kader weer, dat bestaat uit de factoren die de koolstofintensiteit van de energievoorziening bepalen. In paragraaf 5.3 wordt geanalyseerd welk effect de REB-varianten op de ontwikkeling van de verschillende duurzame technieken en op de invoer van groene elektriciteit zou kunnen hebben. In paragraaf 5.4 wordt ten slotte de vraag beantwoord wat het effect daarvan op de CO<sub>2</sub>-emissies zou kunnen zijn.

### 4.2 Factoren achter de koolstofintensiteit van de energievoorziening

De factoren die de koolstofintensiteit van de energievoorziening bepalen, zijn globaal genomen:

- de verhouding tussen winning en productie van elektriciteit;
- de verhouding in inzet van de verschillende energiedragers bij de productie van elektriciteit;
- de verhouding tussen gescheiden en gecombineerde productie van elektriciteit en warmte.

De eerste factor is van betekenis doordat winning van elektriciteit (uit wind, zon en water, maar ook uit kernenergie) niet gepaard gaat met CO<sub>2</sub>-emissies en productie van elektriciteit (door middel van verbranding van koolstof houdende, primaire energiedragers) wel. De tweede factor is van belang vanwege de verschillende koolstofgehalten van de primaire energiedragers. De derde factor is van belang omdat er grote verschillen bestaan in het energetisch rendement waarmee gescheiden en gecombineerde productietechnieken een primaire energiedrager (zoals kolen of gas) omzetten in de secundaire (elektriciteit en/of warmte). In bijlage 4 wordt dieper op deze drie factoren ingegaan.

In het GC-scenario is opgenomen dat de overheid actief beleid voert om het aandeel duurzame energiebronnen te vergroten en het belang van WKK te bevorderen.<sup>11</sup> Dit beleid wordt gevoerd door middel van de beleidsinstrumenten zoals die zijn geformuleerd in de Derde Energienota en het Actieplan Duurzame Energie. Het gaat hier om instrumenten als de REB

<sup>10</sup> Bij het schrijven van dit hoofdstuk is dankbaar gebruik gemaakt van de ECN/RIVM-notitie *Marginale kostencurven voor CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland*, 25 januari 2001 (tussenrapportage t.b.v. de commissie CO<sub>2</sub>-plafonnering) en van opmerkingen van M. Beeldman van het ECN.

<sup>11</sup> *Economie en Fysieke Omgeving*, CPB, 1997, blz. 131 e.v.; de berekeningen achter de energievoorziening in de drie omgevingsscenario's, waaronder GC, zijn verricht door het ECN. Dat de feitelijke ontwikkelingen sinds de totstandkoming van de scenario's in 1997 op een aantal punten anders zijn dan in deze scenario's is verondersteld, doet niets af aan het feit dat deze scenario's een nuttige rol kunnen vervullen als een omgeving waarbinnen de effectiviteit van beleidsinstrumenten wordt bestudeerd.

(vanaf 1998 reëel constant), het MilieuActieplan (vanaf 2000 alleen voorlichting en advies), de energie-investeringsaftrek, convenanten energiebesparingen (stabilisering effect vanaf 2000), de VAMIL-regeling, groen beleggen en demonstratieprojecten.

Als resultante van onder meer deze veronderstellingen in het GC-scenario zal in de periode tot 2020 onder meer het aandeel van winning in de elektriciteitsvoorziening toenemen. Door de inzet van windturbines zal de uitgespaarde brandstof toenemen van 3 PJ tot 45 PJ en door de invoer van met waterkracht opgewekte elektriciteit treedt een brandstofbesparing op van 31 PJ (zie tabel 3.1).

In de totale energievoorziening zal het aandeel van aardgas als brandstof toenemen van 50 tot 55% en zal de uitgespaarde brandstof door de inzet van biomassa en afval bijna verviervoudigen. De inzet van WKK neemt in het GC-scenario toe van 3600 MW in 1995 tot 12.400 MW in 2020. Door de totale inzet van duurzame energie zal in het GC-scenario in 2020 4,6% aan brandstof bespaard worden. In 1999 was de besparing door duurzame energie 1,2%.

**Tabel 4.1 Factoren achter koolstofintensiteit energievoorziening, 1995, 1999 en 2020 volgens GC-scenario**

Factoren	1995 (CBS; vertrekpunt GC-scenario)	1999 (CBS)	2020 (GC-scenario/doelstelling)
Winning/productie	Uitgespaarde brandstof met:	Uitgespaarde brandstof met:	Uitgespaarde brandstof met:
	- wind: 3 PJ	- wind: 5 PJ	- wind: 45 PJ/45 PJ
	- invoer duurzaam: 0 PJ	- invoer duurzaam: ? PJ	- invoer duurzaam: 31 PJ/18 PJ
	- zon: 0 PJ	- zon: 0 PJ	- zon: 8 PJ/20 PJ
	- overig: 2 PJ	- overig: 3 PJ	- overig: 36 PJ/85 PJ
	totaal: 5 PJ	totaal: ? PJ	totaal: 112 PJ/168 PJ
Inzet energiedragers	Aandeel gas = 50%	Aandeel gas = 49%	Aandeel gas = 55%
	Uitgespaarde brandstof met:	Uitgespaarde brandstof met:	Uitgespaarde brandstof met:
	- biomassa : 23 PJ	- biomassa : 27 PJ	- biomassa : 84 PJ
Decentraal/centraal	WKK-vermogen = 3.600 MW	WKK-vermogen = ca. 8.000 MW	WKK-vermogen = 12.400 MW
Uitgespaarde brandstof door duurzame energie (% totaal energiegebruik)	0,9	1,2	4,6

In het GC-scenario is verondersteld dat de REB reëel constant is vanaf 1998, wat betekent dat de ontwikkeling van de REB sindsdien en de mogelijke verhoging en verbreding vanaf 2002 niet zijn verwerkt in de formulering van de ontwikkeling van de energievoorziening in het GC-scenario. De vraag is derhalve wat het effect van die verhoging en verbreding zal zijn op die ontwikkeling.

De REB oefent via twee wegen invloed uit op de energievoorziening.

1. Gebruikers van elektriciteit hoeven alleen REB te betalen voor elektriciteit die niet duurzaam is opgewekt. Kopers van zogenaamde groene elektriciteit zijn dus vrijgesteld van het betalen van REB. Groene elektriciteit is elektriciteit die is opgewerkt door middel van windenergie, zonne-energie, kleinschalige waterkracht of installaties waarin biomassa als brandstof wordt gebruikt.
2. Producenten van duurzame energie ontvangen de zogenaamde REB-doorsluiting. Tot deze producenten worden gerekend:
  - a. producenten van groene elektriciteit (zie hiervoor);
  - b. producenten van uit biomassa verkregen gas en warmte,
  - c. producenten van decentraal opgewekte elektriciteit.

De REB-doorsluiting is een vergoeding per eenheid geleverde energie. De vergoeding voor levering van aardgas en elektriciteit is gelijk aan de tweede schijf van de REB-heffing. In 2001 is de vergoeding 12,38 cent per m<sup>3</sup> gas en 4,27 cent per kWh duurzame elektriciteit. In de door de deelwerkgroep voorgestelde varianten zal de REB-doorsluiting voor aardgas met ongeveer 2 tot 8 cent toenemen en voor elektriciteit met ongeveer 0,5 tot 2,5 cent (zie tabel 5.1).

Voor WKK geldt momenteel een doorsluiting van 0,5 cent per kWh. De vergoeding voor duurzaam geproduceerde warmte is 3,9 cent per GJ.

Hieruit volgt dat de REB op al de drie de factoren achter de energievoorziening invloed heeft. Elektriciteit die is opgewekt door middel van winning (behalve kernenergie) is voor de kopers niet belast met een heffing, terwijl zowel de winning, de decentrale productie als de inzet van biomassa in de productie door de doorsluiting van de REB een positieve financiële prikkel ontvangen. Om te bepalen hoe effectief deze prikkel kan zijn, worden in de volgende paragrafen de drijvende krachten achter de ontwikkeling van de technieken beschreven.

## **4.3 Effect REB op ontwikkeling duurzame technieken en invoer groene elektriciteit in GC-scenario**

### **4.3.1 Windturbines**

In het GC-scenario is opgenomen dat de productie door windturbines in de periode 1995-2020 meer dan vertienvoudigt en dat het beleidsdoel voor 2020 wordt gerealiseerd. Op dit moment loopt de ontwikkeling van windenergie echter beduidend achter bij het beleidsdoel. Het vermogen van de windturbines in 1999 is 409 MW, terwijl het doel aanvankelijk was om in 2000 een vermogen van 1000 MW te hebben (zie bijlage).

Het achterblijven van de ontwikkeling van windenergie is niet het gevolg van een laag rendement van deze winningstechniek. In het algemeen is windenergie op land in de huidige

situatie al een rendabele activiteit.<sup>12</sup> Dat de ontwikkeling van het vermogen aan windturbines achterblijft bij de doelstellingen is vooral het gevolg van beperkingen aan de aanbodzijde, in het bijzonder restricties in de sfeer van ruimtelijke ordening. Voor windturbines off shore lijken dergelijke restricties echter minder belangrijk te zijn en is het vooral het financiële rendement dat de verdere ontwikkeling bepaalt.

De kosten per kWh bij op zee opgewekte windenergie zijn naar de huidige inzichten momenteel ongeveer een factor twee hoger dan bij op land opgewekte windenergie. Daar staat tegenover dat de private interesse in investeringen in near shore windparken erop wijst dat men verwacht dat deze techniek (met bescheiden overheidssteun) rendabel te exploiteren is, in het bijzonder door de hogere opbrengst van op zee geplaatste molens. De vele onzekerheden die gepaard gaan met deze nog niet toegepaste techniek, geven ons echter aanleiding om uit te gaan van een hogere kostprijs dan in het geval van windenergie op land.

Een en ander betekent dat een verhoging van de REB wel er toe zal leiden tot het rendement van investeren in windturbines op land verder toeneemt, maar dat daarmee de aanbodbeperkingen voor windturbines op het land niet verdwijnen.<sup>13</sup> Een groter rendement van investeringen in windenergie kan misschien wel tot gevolg hebben dat de druk op het opheffen van deze beperkingen groter wordt. Of dat er ook toe zal leiden dat windenergie een zodanige stimulans krijgt dat de productiecapaciteit op het land tot 2020 sterker zal toenemen dan in het GC-scenario is verondersteld, is echter zeer de vraag. Voor de ontwikkeling van de windturbines op zee zal een verdere verhoging van de REB wel een positief effect hebben.

Op grond hiervan concluderen we dat de verhoging van de REB een stimulans kan zijn voor de exploitatie van windturbines op zee. Verhoging van de REB zou deze vorm van duurzame energie rendabel kunnen maken. Een heel optimistische variant over offshore windenergie is dat daarmee een vermogen van 2000 MW in 2020 wordt gerealiseerd. Omgerekend in bespaarde brandstof is dat ongeveer 20 PJ.

#### **4.3.2 WKK versus gescheiden opwekking**

De WKK-productie neemt in het GC-scenario met ongeveer een factor 4 toe. Hoewel momenteel de ontwikkeling van de decentrale productie stagneert, heeft het de afgelopen jaren een grote groei doorgemaakt. Deze ontwikkeling is een voor belangrijk deel bepaald door financieel-economische factoren, te weten de hoogte van de prijs van aardgas (als brandstof), de prijs voor

<sup>12</sup> De kosten van windenergie op land zijn momenteel 13 tot 17 per kWh, terwijl de marktprijs (inclusief REB-doorsluiting) 16 tot 17 cent per kWh. bedraagt, terwijl daarnaast nog overheidssubsidie wordt ontvangen op de investering (via EINP, EIA en VAMIL) in de orde van grootte van 1,5 tot 4 cent per kWh. (bron: Informatiecentrum Duurzame Energie).

<sup>13</sup> Verdere verhoging van de doorsluiting voor windenergie op land leidt dus tot het ontstaan van een "free rider"-component bij deze subsidieverstrekking

de levering van elektriciteit aan het net, de prijs die men moet betalen door te kopen van het net en financiële stimuleringsregelingen.

Het effect van een verhoging van de REB op het rendement van een WKK-installatie hangt af van de verhouding tussen de REB die men moet betalen bij de inkoop van aardgas en de REB op elektriciteit die men ontloopt door decentraal op te wekken en van de REB-doorsluitvergoeding. Het totale financiële effect voor de WKK-productie is bescheiden positief, zodat het aandeel van WKK binnen het GC-scenario hoger zou kunnen uitkomen.

Bedacht moet echter worden dat door een toenemende inzet van WKK er sprake is van afnemende meeropbrengsten (zie bijlage 1), zodat het verschil in rendement met centrale opwekking steeds kleiner zal worden. In het GC-scenario is daar al mee gerekend.

Om het mogelijke effect van een door de REB-varianten geïnduceerde toename van het WKK-vermogen op de CO<sub>2</sub>-emissies te bepalen, wordt daarvoor een aantal varianten geformuleerd (zie paragraaf 4.4).

#### **4.3.3 Biomassa**

Voor biomassa geldt een soortgelijk verhaal als voor de op land opgewekte windenergie. In het GC-scenario is opgenomen dat de omvang van de besparingen door een hogere inzet van biomassa met een factor drie zal toenemen. Onder invloed van de verhoging van de REB vanaf 1998 en een afspraak die de elektriciteitsproducenten met de overheid daarover hebben gesloten, zal het gebruik van biomassa nog verder toenemen. Door het ECN en RIVM is berekend dat daarmee alle goedkoop beschikbare biomassastromen reeds benut worden.<sup>14</sup> Pas wanneer de inzet van biomassa als brandstof een flinke financiële impuls krijgt, zal het aantrekkelijk worden om (door de transportkosten dure) biomassa uit het buitenland te importeren.

#### **4.3.4 Fotovoltaïsche systemen**

Fotovoltaïsche zonne-energiesystemen (PV-systemen) zetten door middel van zonnecellen (zon)licht om in elektriciteit. In het GC-scenario is opgenomen dat PV-systemen een sterke groei zullen doormaken, maar desondanks nog een bescheiden aandeel zullen leveren aan de besparing op brandstof. De ontwikkeling van deze techniek in GC blijft voorts achter bij de doelstelling die daarvoor in het beleid is geformuleerd (8 PJ besparing vs. 20 PJ besparing).

De ontwikkeling van PV-systemen wordt vooral bepaald door het financiële rendement. Momenteel is de met PV-opgewekte elektriciteit ongeveer een factor vijf duurder dan op land opgewekte windenergie. Een verhoging van de REB zoals voorgesteld in de REB-varianten werkt daardoor niet meer dan als een bescheiden positieve financiële prikkel voor PV-systemen. Het

<sup>14</sup> *Marginale kostencurven voor CO<sub>2</sub>-reductie in Nederland*, ECN/RIVM, 25 januari 2001 (tussenrapportage).

volume effect zal daarom vermoedelijk verwaarloosbaar zijn. In onze gevoeligheidsanalyse (zie paragraaf 8) wordt daarom niet gerekend met een effect van REB-verhoging op PV.

#### 4.3.5 Invoer van groene elektriciteit

In het GC-scenario is opgenomen dat door invoer van groene elektriciteit (in het bijzonder door waterkracht opgewekte stroom) in 2020 ongeveer 30 PJ zou worden bespaard. Hoewel in het GC-scenario rekening is gehouden met de liberalisering van de energiemarkten, is een toename van de invoer van de elektriciteit zoals recentelijk is opgetreden, daarin niet voorzien. De liberalisering van de markten, en met name de vrijmaking van de markt voor groene elektriciteit per 1 juni 2001, zou kunnen leiden tot een vergrote invoer van groene elektriciteit. De in deze notitie relevante vraag is of door de verhoging van de REB die invoer nog meer zou kunnen toenemen.<sup>15</sup>

Openstelling van de Europese markt voor groene elektriciteit zou kunnen betekenen dat de aanbodrestricties voor Nederland worden opgeheven. Anderzijds is het zo dat de vraag naar groene elektriciteit in andere Europese landen ook sterk zal toenemen. De Europese Unie als geheel en de afzonderlijke Europese landen hebben immers ook een doelstelling voor het aandeel duurzame energie.<sup>16</sup> De doelstelling voor de EU als geheel is om het aandeel duurzame energie (exclusief waterkracht) in de totale energievraag te verhogen van 3% nu tot 12,5% in 2010. Dit betekent dat ook in andere landen grote inspanningen moeten worden verricht om het aandeel van duurzame energie te vergroten (zie tabel B.2 in bijlage 1). Daarom mag voorts worden aangenomen dat op dit terrein beleidsconcurrentie zal ontstaan, zodat financiële bevoordeling van duurzame energie in land x zal leiden tot vergelijkbare maatregelen in andere landen.

Hoewel sommige landen hun doelstellingen op dit gebied gemakkelijker kunnen realiseren dan Nederland, lijkt het daarom realistisch om niet te grote verwachtingen te hebben van wat het buitenland kan doen om de Nederlandse aanbodrestricties op te heffen. We veronderstellen daarom geen additioneel effect van de REB-varianten.

<sup>15</sup> Overigens moet analytisch onderscheid gemaakt worden tussen groene elektriciteit die door Nederlandse bedrijven in het buitenland wordt opgewekt en waarvoor zij een groen certificaat kunnen krijgen en groene elektriciteit die door Nederland wordt ingevoerd. Het kan hier op dezelfde stroom gaan, maar dat hoeft niet. Het eerste is van belang voor de Nederlandse doelstelling voor de productie van duurzame energie, terwijl de tweede van belang is voor de mate waarin het Nederlandse energiegebruik duurzaam opgewekt is en dus voor de binnenlandse CO<sub>2</sub>-emissies.

<sup>16</sup> *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market*, Commission of the European Communities, 2001

## 4.4 Effect van REB-varianten via verandering koolstofintensiteit op CO<sub>2</sub>-emissies

De verhoging en verbreding van de REB kan een stimulans betekenen voor windturbines op zee en voor het gebruik van WKK. Omdat het moeilijk is te bepalen wat het effect daarvan zal zijn op de binnenlandse CO<sub>2</sub>, is daarvoor een aantal varianten geformuleerd (zie tabel 8.1).<sup>17</sup>

**Tabel 4.3 Reductie CO<sub>2</sub>-emissies door toename WKK en aandeel duurzaam, in een aantal gevoeligheidsvarianten**

Gevoeligheidsvariant	CO <sub>2</sub> -reductie in 2010 (Mton)	CO <sub>2</sub> -reductie in 2020 (Mton)
0% meer WKK, 5 PJ meer offshore windenergie	0,3	0,7
5% meer WKK, 5 PJ meer offshore windenergie	0,9	2,5
5% meer WKK, 10 PJ meer offshore windenergie	1,2	3,2
5% meer WKK, 20 PJ meer offshore windenergie	1,7	4,7
10% meer WKK, 5 PJ meer offshore windenergie	1,6	4,3
10% meer WKK, 10 PJ meer offshore windenergie	1,9	5,0
10% meer WKK, 20 PJ meer offshore windenergie	2,4	6,5

Wanneer de REB-varianten alleen leiden tot 5 PJ besparing op brandstof door een grotere inzet van offshore windturbines (van ongeveer 500 MW extra), dan leidt dat tot een extra CO<sub>2</sub>-reductie in 2020 van 0,7 Mton.<sup>18</sup> Wanneer daarnaast 5% meer WKK wordt ingezet dan in het GC-scenario is verondersteld, dan is de reductie 2,5 Mton.<sup>19</sup> In de maximumvariant neemt de WKK met 10% toe en is er 20 PJ meer (via offshore windturbines) duurzaam opgewekte elektriciteit. In dat geval zijn de CO<sub>2</sub>-emissies 6,5 Mton lager dan volgens het GC-scenario.

Globaal genomen kan gesteld worden dat de REB-varianten er toe kunnen leiden dat in 2020 tot meer dan 6 Mton minder aan CO<sub>2</sub> kan worden uitgestoten als gevolg van de geïnduceerde veranderingen bij de energievoorziening. Dit effect zal bij de huidige vormgeving van de

<sup>17</sup> De achterliggende aannames zijn:

- Substitutie gaat ten koste van binnenlandse productie bij een constante brandstofmix;
- Extra WKK-inzet is 100 procent gasgestookt, met een constant rendement;
- Extra inzet duurzaam is CO<sub>2</sub>-loos;
- Uitgangspunt is REB-variant 1, andere varianten zullen daarvan enigszins verschillen omdat de totale elektriciteitsproductie per variant wat anders ligt.
- de substitutie vindt geleidelijk gespreid over de tijd plaats.

<sup>18</sup> Het effect van 10 PJ meer duurzame energie is als volgt berekend. Door de vermeden opwekking van 10 PJ bij centrales wordt respectievelijk 2,8, 19,8 en 0,7 PJ aan kolen, gas en olie bespaard. Dit leidt tot een afname van circa 1,4 megaton aan CO<sub>2</sub>-emissies.

<sup>19</sup> Het effect van 10 procent meer WKK is als volgt berekend. De toename komt neer op ongeveer 300 PJ meer elektriciteitsproductie door WKK-eenheden, met een even grote afname van de centrale productie tot gevolg.



doorsluisregeling in variant 4 het hoogst zijn, aangezien daar het tarief in de tweede schijf het hoogst is.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Het effect van de andere tarieven is minder relevant, omdat we ervan uitgaan dat in alle schijven in gelijke mate duurzame energie wordt gebruikt. Indien dit niet het geval zou zijn, zouden de tarieven gewogen moeten worden met het aandeel duurzame energie in de betreffende schijf.

## 5 Economische effecten van de REB-varianten

### 5.1 Inleiding

De directe kosten van de verhoging en verbreding van de REB betreffen kosten die gemoeid zijn met de aanpassingen in het energiegebruik (zie paragraaf 5.2). Als gevolg van allerlei aanpassingsmechanismen in de economie kunnen op lange-termijn de macro-economische kosten van emissiereductie zowel kleiner als groter zijn dan de genoemde directe kosten op micro-niveau (zie paragraaf 5.3). Op middellange termijn gaat de verandering van de REB met extra aanpassingskosten gepaard (zie paragraaf 5.4). In bijlage 5 wordt een vergelijking gemaakt tussen de kostenbegrippen die in deze studie worden gebruikt en de kostenbegrippen die onder meer in de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (deel 1) worden gehanteerd.

### 5.2 Kosten van maatregelen op micro-niveau

Een heffing op energie zal bedrijven en gezinnen doen zoeken naar mogelijkheden tot energiebesparing. Dit kan op verschillende manieren. Bedrijven en gezinnen kunnen verkwistende machines en apparaten vervangen door zuinige varianten (de energiebesparende investeringen), ze kunnen proberen bestaande machines en apparaten energiezuiniger te maken ("retrofit" genoemd), maar ze kunnen ook eenvoudigweg die bestaande machines en apparaten minder gebruiken ("good housekeeping" genoemd).<sup>21</sup> Bedrijven hebben ook de mogelijkheid om uit te wijken naar het buitenland.

Aan alle manieren zijn kosten verbonden. Een gebruikelijk uitgangspunt van een economische analyse is dat bedrijven en gezinnen net zo lang de mogelijkheden voor energiesparingen zullen benutten totdat de kosten van de verdere energiebesparingen gelijk zijn aan de opbrengsten in de vorm van een vermindering van het energiegebruik. Een ander uitgangspunt is dat de kosten sterk toenemen naarmate bedrijven en gezinnen minder en minder energie gebruiken. Goedkope mogelijkheden worden het eerst benut en uiteindelijk resteren slechts dure en steeds duurder wordende mogelijkheden.

Deze uitgangspunten zijn verwerkt in het model NEMO. De hierin verwerkte trends en elasticiteiten voor "good housekeeping", "retrofit" en energiebesparende investeringen zijn per sector geschat op basis van bottom up informatie uit het ICARUS-databestand (zie paragraaf 2.3.3). In dit databestand zijn energiebesparende maatregelen als het ware gerangschikt op volgorde van kosteneffectiviteit. Ieder bedrijf neemt energiebesparende maatregelen tot de kosten daarvan nog net opwegen tegen de bespaarde energiekosten.

<sup>21</sup> De kosten van energiebesparingen zullen niet altijd hun weerslag vinden in de gebruikelijke economische maatstaven voor materiële welvaart. Als gezinnen tijd en inspanning besteden aan energiebesparingen, zijn de kosten van energiebesparing reëel. Deze kosten vormen echter geen onderdeel van het nationaal inkomen.

Een stijging van de energieprijs leidt er toe dat een volgende energiebesparende activiteit eveneens rendabel wordt. Deze activiteit wordt uitgelokt door de prijsstijging en zou niet rendabel geweest zijn zonder de prijsstijging. De kosten op micro-niveau bestaan onder meer uit de kosten van de energiebesparende investeringen. Deze kunnen worden bepaald door het niet rendabele deel van de investering te bepalen in de situatie zonder de prijsstijging. Dit is gelijk aan het saldo van de investeringskosten van die uitgelokte investeringen enerzijds en de bespaarde energiekosten (exclusief de prijsstijging) anderzijds. Deze investeringskosten liggen (in 2020) ongeveer op 10 gulden per ton CO<sub>2</sub>-emissie-reductie.

In variant 1 zijn deze kosten lager, namelijk ongeveer 5 gulden per ton reductie en in variant 5 hoger, namelijk op ongeveer 15 gulden per ton reductie. De verschillen tussen deze varianten hangen samen met de verschillen in marginale prijsimpulsen en in marginale reductiekosten tussen bedrijfstakken.

In variant 1 krijgen de kleingebruikers een relatief sterke prijsimpuls, terwijl bij de sectoren met de grootgebruikers (zoals chemie) de REB-verhoging niet tot een marginale prijsimpuls leidt (zie bijlage 3). De stimulans voor energiebesparing komt in deze variant dus vooral bij de kleingebruikers terecht. De marginale reductiekosten zijn in deze sectoren relatief laag, met name omdat hier de energiebesparing vooral door middel van “good housekeeping” wordt gerealiseerd. De kosten daarvan (onder andere verlies aan vrije tijd) zijn hier niet meegenomen.

In variant 5 daarentegen leidt de verbreding van de REB er toe dat alle energie-afnemers een marginale prijsimpuls ontvangen, zodat ook de grootgebruikers een stimulans krijgen tot energiebesparing. De berekende marginale reductiekosten bij deze energie-afnemers zijn echter hoger dan bij de kleingebruikers, omdat hier vrijwel alle energiebesparende maatregelen plaats vinden door middel van investeringen.

Voor alle varianten geldt dat bij bedrijven een verschuiving van vennootschapsbelasting naar energiebelasting plaatsvindt. Voor de energie-intensiteit in de energie-intensieve sectoren hoeft deze verschuiving in principe geen groot verschil te maken omdat kapitaal en energie sterk complementair zijn. Daar staat tegenover dat energie-intensieve sectoren in de praktijk relatief weinig vennootschapsbelasting betalen (zie bijlage 3) en de verschuiving voor die sectoren initieel een lastenverzwaring kan betekenen.

De micro-economische analyse biedt geen reden om de tarieven van de energiebelasting te differentiëren. Uniforme marginale tarieven zijn vanuit micro-economisch oogpunt het meest efficiënt, omdat de vermindering van het energiegebruik dan op zo'n manier (investerings, retrofit, good housekeeping of vermindering productie-omvang) plaats vindt dat de totale marginale reductiekosten het laagst zijn.

### 5.3 Macro-economische kosten op lange termijn

De micro-economische analyse in de vorige paragraaf brengt de directe effecten van een energiebelasting in kaart: er zijn kosten verbonden aan een lager energieverbruik. Een macro-economische analyse probeert de indirecte effecten op de economie inzichtelijk te maken en een indicatie te geven of de doorwerking op de economie tot hogere of lagere maatschappelijke kosten leidt. Dit hangt sterk samen met de vormgeving van de belasting.

De leidraad voor kosten-batenanalyses van infrastructuurprojecten kan dienen als vertrekpunt voor een analyse van indirecte effecten.<sup>22</sup> Het principe van kosten-batenanalyse is niet alleen van toepassing op investeringsprojecten, maar ook op beleidsmaatregelen. In de leidraad wordt beargumenteerd dat indirecte effecten vaak niets anders zijn dan directe effecten in een andere vorm. Zo kunnen bedrijven de energiebelasting gedeeltelijk doorberekenen en gezinnen feitelijk, in de vorm van hogere consumptieprijzen, de belasting laten betalen. De leidraad geeft echter aan dat er omstandigheden zijn waarin de herverdeling van welvaart ook een verandering in de totale welvaart kan betekenen. Dit kan als er sprake is van grensoverschrijdende effecten of marktimperfecties. Beide zijn in het geval van een energiebelasting relevant.

#### Grensoverschrijdende effecten

Bedrijven zijn gedeeltelijk in staat om de energiebelasting door te berekenen en hogere prijzen aan afnemers te vragen. Als de afnemers Nederlands zijn, is er vanuit Nederlands perspectief sprake van herverdeling, ten gunste van doorberekenende bedrijven en ten laste van andere bedrijven en gezinnen. Als de afnemers daarentegen in het buitenland zetelen, kan er vanuit Nederlands perspectief sprake zijn van welvaartswinst, namelijk wanneer de Nederlandse energiebelasting kan worden afgewenteld op het buitenland. Dat doet zich voor wanneer de prijselasticiteit van de buitenlandse vraag naar de Nederlandse producten gering is. Als dit het geval is dan zou dit een argument kunnen zijn om internationaal opererende bedrijven zwaarder te belasten. Een relatief hogere belasting op de productie van verhandelbare goederen leidt tot hogere exportprijzen. Nederland boekt dan een ruilvoetwinst en benut feitelijk marktmacht die bedrijven door onderlinge concurrentie onbenut laten. Tegenover een verbetering aan de productiezijde staat wel een verstoring aan de consumptiezijde: de prijs van Nederlandse verhandelbare goederen ten opzichte van die van niet-verhandelbare goederen raakt verstoord. Om deze reden zou het verschil in belasting beperkt moeten blijven. Hoofdzakelijk is echter dat grensoverschrijdende effecten kunnen pleiten voor een hogere energiebelasting op

<sup>22</sup> Eijgenraam, C.J.J., C.C. Koopmans, P.J.G. Tang en A.C. Verster (2000), *Evaluatie van infrastructuurprojecten; Leidraad voor kostenbatenanalyse*, CPB/NEI, SDU Uitgevers, Den Haag

internationaal concurrerende bedrijven in plaats van een lagere belasting (zie tekstkader Energie-intensieve, internationaal concurrerende bedrijven en energieheffing).

---

### **Energie-intensieve, internationaal concurrerende bedrijven en energieheffing**

Er bestaat huiver om internationaal concurrerende bedrijven ook energiebelasting te laten betalen. De reden voor deze huiver is dat energie-intensieve industrieën naar het buitenland zullen uitwijken als ze hier wel en daar niet een energiebelasting moeten betalen.

Toch is het niet vanzelfsprekend om internationaal concurrerende bedrijven te ontzien. Verplaatsing van energie-intensieve bedrijven is een van de manieren om het gebruik van energie terug te dringen. Denkbaar is dat verplaatsing de meest kosteneffectieve manier is en dus eerder goed dan slecht is voor het nationaal inkomen.

Laten we om dit goed te grijpen twee alternatieven vergelijken. In het ene alternatief zal door de energieheffing de productie van energie-intensieve goederen deels naar het buitenland worden verplaatst. Nederland zal deze goederen niet langer produceren, maar importeren, en zich gaan toeleggen op productie van andere, energiezuinige goederen. In het andere alternatief met alleen een energieheffing op de dienstverlenende sector blijft Nederland deze energie-intensieve goederen produceren. Vanuit economisch perspectief is het eerste alternatief te kiezen boven het tweede. Simulaties met het CPB-model WorldScan van unilateraal Europees klimaatbeleid illustreren deze analyse.<sup>1</sup> De simulatieresultaten laten zien dat de kosten van belasting op alleen de dienstverlenende sector beduidend hoger zijn dan de kosten van een uniforme belasting.

De energiebelasting zal leiden tot een verschuiving in de productiestructuur van Nederland. Energie-intensieve productie zal vervangen worden door energie-arme productie, zoals bijvoorbeeld financiële dienstverlening. De verschuiving naar (verhandelbare) diensten wordt versterkt als de opbrengsten van de energiebelasting worden aangewend om de vennootschapsbelasting te verlagen, die voor een belangrijk deel op dienstensectoren drukt (zie bijlage 2). Anders gezegd, de verschuiving in belastingen maakt Nederland voor sommige bedrijven juist een aantrekkelijkere vestingsplaats.

Verplaatsing heeft wel een keerzijde. Het klimaat hoeft er geen baat bij te hebben. Door verplaatsing gaat de uitstoot van broeikasgassen in Nederland omlaag, maar in het buitenland meestal omhoog. In hoeverre dit een argument is om internationaal concurrerende bedrijven te ontzien, hangt af van de wijze waarop het bedrijf in het buitenland zal produceren en of de beleidsdoelstelling Nederlandse of mondiale emissies betreft.

---

<sup>1</sup> Tang, De Mooij en Nahuis (1998) *Economic evaluation of alternative approaches for limiting the costs of unilateral regional action to slowdown global climate change in: European Economy, Getting environmental policy right; the rational design of European environmental policy from an economic perspective.*

---

### **Marktimperfecties**

Door marktimperfecties hoeft herverdeling van welvaart in een kosten-batenanalyse niet neutraal te zijn. In het geval van schaalvoordelen zal inkrimping van de productie tot verlies aan welvaart leiden. De situatie van schaalvoordelen is zeker relevant voor energie-intensieve sectoren. Mogelijk is dit een reden om energie-intensieve sectoren (gedeeltelijk) te ontzien. Simulaties met ATHENA geven het beeld dat de schaalvoordelen niet te verwaarlozen zijn (zie paragraaf 5.4).

Ook op de arbeidsmarkt kunnen imperfecties een rol spelen. Hierbij kampt de overheid met het probleem dat belastingen op arbeid de werking van de arbeidsmarkt extra verstoren. Versturende belastingen (op arbeid en kapitaal) kunnen redenen vormen de opbrengsten van energiebelastingen te verhogen. Als het genereren van hogere opbrengsten een nevendoelelstelling van de energiebelasting is, hoeft de uniforme energiebelasting niet langer optimaal te zijn en valt een differentiatie van tarieven te overwegen. Hogere opbrengsten zijn te bereiken door die activiteiten meer te belasten die relatief weinig gevoelig voor een energiebelasting zijn. Dit (Ramsey-)principe vormt een reden om internationaal mobiele bedrijven te ontzien en de productie van niet-mobiele goederen relatief zwaarder te belasten. Er ontstaat dan een situatie waarin tegenover een (hogere) verstoring van relatieve prijzen door de energiebelasting een lagere verstoring door andere belastingen komt te staan. Overigens moet niet alleen de versturende effecten van belastingen in ogenschouw genomen worden. Ook verdelingseffecten kunnen een rol spelen. Zo kan het zijn dat een energiebelasting juist mensen met een laag inkomen treft omdat deze relatief veel aan energie uitgeven.

#### **Conclusie over kosten op lange termijn**

De kosten van de REB-varianten kunnen zowel hoger als lager uitvallen als met de indirecte effecten op de economie rekening wordt gehouden. Het wordt mede bepaald door de vormgeving van de belasting. In het algemeen gaat het om varianten die de REB verbreden naar internationaal concurrerende bedrijven.

Er zijn verschillende redenen om internationaal concurrerende bedrijven relatief te ontzien: betere benutting van schaalvoordelen in energie-intensieve productie, minder verplaatsing van emissies en hogere belastingopbrengsten. Daar staat tegenover dat op lange termijn verplaatsing van bedrijven een efficiënte manier kan zijn om het nationale energiegebruik te verminderen en dat een deel van de energiebelasting via hogere prijzen kan worden afgewenteld op het buitenland. Dit laatste argument pleit eerder voor een hogere energiebelasting op internationaal concurrerende bedrijven dan voor een lagere belasting.

## **5.4 Macro-economische kosten op middellange termijn**

De macro-economische kosten (per ton vermeden emissie) op middellange termijn zullen hoger zijn dan de directe kosten op microniveau en de macro-economische kosten op lange termijn. Hiervoor zijn de volgende factoren aan te wijzen:

- i. Binnenlandse elektriciteitsbedrijven kunnen, afhankelijk van de concurrentieverhoudingen op de geliberaliseerde energiemarkt, te maken krijgen met een daling in het afzetvolume, maar zullen dan niet meteen de productiecapaciteit kunnen aanpassen. Dit betekent dat de productiviteit van arbeid en kapitaal in deze sector kan dalen. Een daling van het

productievolume betekent ook dat de productiviteit in deze sector daalt als gevolg van het verlies aan schaalvoordelen. Van beide ontwikkelingen gaat een negatief effect uit op de ontwikkeling van het BBP.

2. Herallocatie van bedrijven (verplaatsen naar het buitenland) en andere sectorale aanpassingen (verschuiving werkgelegenheid tussen sectoren) brengen tijdelijk aanpassingskosten en hogere werkloosheid met zich mee.
3. Wanneer energie-intensieve sectoren hogere lonen (door “rents”) kennen dan energie-extensieve sectoren, leidt een energieheffing via sectorverschuivingen tot een macro-economisch verlies aan productiviteit.

Ook op middellange termijn zijn echter de kosten van de verhoging en verbreding van de REB in BBP-termen bescheiden. De berekeningen met ATHENA geven een indicatie van deze kosten. In 2020 bedraagt in de varianten 1 tot en met 5 het cumulatieve effect op het bruto binnenlands product (BBP) (tegen factorkosten) afgerond ongeveer 0,0 tot 0,1 procent (zie tabel 5.1). Bij een jaarlijkse economische groei van 3,3% in het gehanteerde scenario, waarbij het BBP in 2020 bijna is verdubbeld, betekent deze uitkomst dat door de verhoging en verbreding van de REB het BBP in 2020 een fractie lager is dan wat het anders zou zijn geweest.

Naast het kleine negatieve effect op het BBP leiden de REB-varianten in Athena tot een klein negatief effect op de werkgelegenheid als gevolg van de stijging van de evenwichtswerkloosheid. Het optreden van dit effect is onzeker en hangt af van de vraag of en in hoeverre werknemers zullen trachten de stijgende energiekosten af te wentelen in de lonen en hoe zich dit verhoudt tot het loonmatigende effect van de lagere loon- en inkomstenbelasting.

Verdubbeling van het heffingsbedrag in REB-variant 1 leidt grosso modo ook tot verdubbeling van de economische effecten. Het effect op het volume van het BBP in 2020 is in deze variant 0,1% negatief (zie tabel 5.2). Ook een verviervoudiging van het heffingsbedrag leidt tot een vrijwel even sterk toenemend economisch effect.

Een scenario met een lagere economische groei in REB-variant 1 leidt tot wat geringere effecten. Dit is een resultante van enerzijds enigszins beperkte prijsstijgingen als gevolg van de lagere reële energieprijzontwikkeling in dit scenario en anderzijds iets lagere energiebesparingen.

**Tabel 5.1 Economische kerngegevens van de heffingsvarianten in 2020**

	Variant 1	Variant 2	Variant 3	Variant 4	Variant 5
	(gecumuleerde % afwijking t.o.v. referentiep道)				
loonvoet bedrijven	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-2,0
prijs particuliere consumptie	0,7	0,5	0,5	0,3	0,3
prijs uitvoer excl. energie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
volume particuliere consumptie	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3
idem excl. energie	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1
volume investeringen excl. woningen	0,6	1,0	0,8	1,1	1,3
volume uitvoer goederen excl. energie	-0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
volume bruto binnenlands product (factorkosten)	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
idem excl. energie	-0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
werkgelegenheid bedrijven	-0,0	-0,0	-0,0	0,0	0,0
	(in % van BBP)				
belastingdruk	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
w.o. druk directe belastingen gezinnen	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1
druk indirecte belastingen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

**Tabel 5.2 Economische kerngegevens van de heffingsvarianten in 2020 bij verdubbeling heffingsbedrag en ander scenario, REB-variant 1**

	<i>f</i> 6 mrd. opbrengst	DE-scenario
	(gecumuleerde % afwijking t.o.v. referentiep道)	
loonvoet bedrijven	-0,2	-0,2
prijs particuliere consumptie	1,4	0,6
prijs uitvoer excl. energie	0,0	0,0
volume particuliere consumptie	-0,6	-0,2
idem excl. energie	0,2	0,1
volume investeringen excl. woningen	1,3	0,3
volume uitvoer goederen excl. energie	0,0	-0,0
volume bruto binnenlands product (factorkosten)	-0,1	0,0
idem excl. energie	0,0	-0,0
werkgelegenheid bedrijven	0,0	0,0
	(in % van BBP)	
belastingdruk	-0,3	-0,2
w.o. druk directe belastingen gezinnen	-0,5	-0,3
druk indirecte belastingen	0,4	0,3

De verschillen in macro-economische effecten tussen de varianten zijn gering, omdat iedere variant uitgaat van hetzelfde absolute heffingsbedrag van *f* 3 miljard en hetzelfde terug te sluisen bedrag. De *verdeling* van het saldo van lasten en terugsluis verschilt weliswaar per



variant, maar dit heeft vrijwel geen effect op het BBP. Een verlaging de loon- en inkomstenbelasting of de vennootschapsbelasting werkt als gevolg van afwentelingmechanismen *grosso modo* hetzelfde uit op de economie. In beide gevallen leiden belastingverlagingen tot lagere lonen en prijzen.

De (geringe) verschillen in macro-economische kosten tussen de varianten worden bepaald door de mate waarin de heffing op het marginale en het inframarginale energiegebruik betrekking heeft. De tijdelijk wat hogere kosten in variant 5 worden veroorzaakt door het feit dat de energie-intensieve bedrijven meer dan in de andere varianten in hun inframarginale energiegebruik worden geraakt, waarop ze niet met energiebesparingen kunnen reageren.

Het geringe verschil in de berekende economische en milieu-effecten van de varianten, maakt dat het niet mogelijk is deze varianten te rangschikken naar hoogte van de macro-economische kosteneffectiviteit (d.w.z. naar de hoogte van de kosten per vermeden ton emissie).

Het negatieve economische effect slaat in belangrijke mate neer bij het openbaar nut (energiedistributie- en elektriciteitsproductiebedrijven). In deze sector is in alle varianten de bruto-productie in 2020 ongeveer 1,8% lager. De bruto-productie van de energiesector daalt daardoor in alle varianten met bijna 1% (zie tabel 5.3). Deze ontwikkeling is een direct gevolg van het (ten opzichte van het referentiep pad) afgenomen energiegebruik als gevolg van de hogere energieheffingen.

Het effect op de bruto-productie is bij veel sectoren wat groter dan het effect op de toegevoegde waarde (zie tabel 5.4). Dit verschil bestaat uit de energiebesparingen, die (*ceteris paribus*) leiden, via onder meer de energiebesparende investeringen, tot een vergroting van de toegevoegde waarde. Voortgaande geleidelijke energiebesparing is de factor waardoor in alle varianten de daling van de toegevoegde waarde in de meeste bedrijfstakken in de loop van de tijd afneemt.

**Tabel 5.3 Effecten voor de bruto productie per sector in 2020, per heffingsvariant**

	Variant 1	Variant 2	Variant 3	Variant 4	Variant 5
	(gecumuleerde % afwijking t.o.v. referentiep ad)				
Landbouw	- 0,0	- 0,0	- 0,0	- 0,0	0,0
Industrie excl. olie	0,0	0,0	0,0	- 0,1	- 0,1
ww Chemie	0,0	- 0,1	- 0,1	- 0,2	- 0,9
Energie	- 0,9	- 0,9	- 0,9	- 0,9	- 0,8
Bouwnijverheid	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1
Tertiaire diensten	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1	- 0,1
Gezondheids- en verzorging	0,0	- 0,0	- 0,1	- 0,1	- 0,1

**Tabel 5.4 Effecten voor de toegevoegde waarde per sector in 2020, per heffingsvariant**

	Variant 1	Variant 2	Variant 3	Variant 4	Variant 5
	(gecumuleerde % afwijking t.o.v. referentiep pad)				
Landbouw	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Industrie excl. olie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
vv Chemie	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
Energie	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7
Bouwnijverheid	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Tertiaire diensten	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gezondheids- en welzijnszorg	0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1

Vanzelfsprekend kunnen de hier geschetste effecten voor afzonderlijke bedrijven en groepen van bedrijven anders uitpakken. Zoals iedere beleidsmaatregel kent de verbreding van de REB winnaars en verliezers. Daarbij kunnen de verschillen binnen sectoren groter zijn dan de in de tabellen gepresenteerde verschillen tussen sectoren.

De verdeling van de kosten over de bedrijfstakken ligt bij variant 5 anders dan bij de overige varianten. De chemische industrie bijvoorbeeld die in de eerste vier varianten per saldo voordeel heeft van de maatregel, ondervindt in deze variant net als andere takken een lichte daling in de groei van de toegevoegde waarde. In productietermen bedraagt het negatieve effect op de chemie in 2020 0,9%, maar door de extra energiebesparing is het effect op de toegevoegde waarde niet meer dan 0,1%. Daartegenover staat dat bijvoorbeeld de voedings- en genotmiddelenindustrie in deze variant nog meer profiteert van gehele operatie dan in de vorige varianten.

Enkele bedrijfstakken binnen de chemie zijn zeer energie-intensief. Het betreft hier de petrochemie (productie van olefinen en aromaten) en de kunstmestindustrie (stikstofmeststoffen). Het aandeel van de energiekosten in de totale kosten van deze sectoren bedraagt zo'n 25-40%. Bij een energiekostenstijging van ongeveer 10-15% betekent dit, ook als rekening wordt gehouden met de generieke terugsluizing van de heffingen voor bedrijven via de vennootschapsbelasting, al snel een kostenstijging van ruwweg 2-5%. Die kostenstijging kan niet worden doorberekend, want de Nederlandse producenten moeten zich aanpassen aan de prijzen die internationaal gelden. De reden voor het laatste is dat de producten die in Nederland worden gemaakt voor de kopers niet iets extra hebben vergeleken met die welke het buitenland maakt.

Dus de kostenstijging gaat ten koste van de winst deze bedrijven in Nederland, terwijl dat in het buitenland niet gebeurt.<sup>23</sup>

Bij een verdubbeling of verviervoudiging van het initiële heffingsbedrag van  $f$  3 mld in variant 5 is er meer onzekerheid over de lineariteit van de economische effecten. Het is mogelijk dat hogere heffingen de rendementen beneden een bepaalde drempel doen dalen, waardoor verplaatsing van productie in Nederland naar elders (dichtbij huis, bijvoorbeeld Antwerpen) zal kunnen plaatsvinden.

<sup>23</sup> Het is mogelijk dat de prijssubstitutie-elasticiteiten in ATHENA de negatieve afzeteffecten voor de petrochemische industrie en kunstmestindustrie onderschatten, omdat het model alleen de totale chemische industrie beschrijft. De prijssubstitutie-elasticiteit van de petrochemische industrie en kunstmestindustrie is hoger dan gemiddeld en die van chemietakken verder in de productieketen lager. De reden voor het laatste is dat er heel veel soorten productspecialiteiten, verf, en kunststoffen bestaan, en kopers zijn bereid voor die verschillen te betalen. Bovendien verminderen heffingen de aantrekkelijkheid van Nederland als vestigingsplaats voor genoemde productie-activiteiten, waardoor op termijn investeringen in meer beperkte mate in ons land worden gerealiseerd. Al met al zouden de effecten in deze specifieke sectoren groter kunnen zijn dan hier is aangegeven.

## 6 Conclusies

Een verhoging en verbreding van de REB met  $f_3$  miljard zal leiden tot een verlaging van de energie-intensiteit van de Nederlandse economie en vermindering van de koolstofintensiteit van de energievoorziening. Het resultaat van het eerste effect is dat in 2020 ongeveer 2 Mton minder aan CO<sub>2</sub> wordt uitgestoten. Vanwege diverse niet-financiële restricties is het effect op de koolstofintensiteit van de energievoorziening moeilijker te kwantificeren. Dit effect zal liggen tussen de 0,5 en 6,5 Mton minder CO<sub>2</sub>-emissies in 2020.

REB-variant 1, die uitgaat van de bestaande schijvenstructuur en de bestaande verdeling tussen huishoudens en bedrijven, is effectiever dan variant 2, die ook uitgaat van de bestaande schijvenstructuur, maar waarbij de verbreding is vormgegeven door bij dezelfde schijvenstructuur relatief meer bij bedrijven te heffen.

Van de REB-varianten 3 en 4, die beide uitgaan van een verbreding van de heffingsgrondslag, is variant 3 effectiever, omdat die relatief meer gericht is op (het marginale gebruik van) huishoudens, terwijl bij variant 4 een deel van de heffing ineffectief wordt doordat het relatief meer op niet-marginaal energiegebruik is gericht.

REB-variant 5, waarin alle energie-afnemers over hun gehele energiegebruik een heffing moeten betalen, is, bij een gelijke heffingsopbrengst, van alle varianten het meest effectief in het terugdringen van CO<sub>2</sub>-emissies. Dit komt omdat in deze variant alle energie-afnemers een prijsimpuls krijgen om hun marginale energiegebruik omlaag te brengen.

De netto-investeringskosten op micro-niveau zijn het laagst in REB-variant 1, omdat daar een relatief groot deel van de energiebesparingen worden gerealiseerd door middel van “good housekeeping”, terwijl in de andere varianten meer investeringen benodigd zijn. Door deze factor zijn de netto-investeringskosten het hoogst in REB-variant 5.

Juist vanwege verschillen in mogelijkheden om het energiegebruik omlaag te brengen, is op micro-economische gronden een uniform marginaal tarief het meest efficiënt. De besparingen zullen dan immers daar plaats vinden, waar de marginale kosten het laagst zijn. Macro-economische overwegingen kunnen echter een reden vormen om lagere heffingstarieven voor internationaal concurrerende bedrijven te hanteren. Deze overwegingen zijn:

- betere benutting van schaalvoordelen in de energie-intensieve productie;
- minder verplaatsing van emissies naar het buitenland;
- hogere belastingopbrengsten.

Daartegenover kunnen dan ruilvoetverliezen staan.

De macro-economische kosten op middellange termijn van de REB-varianten zullen hoger zijn dan de directe kosten op micro-niveau als gevolg van het aanpassingsproces. Dit is het gevolg

van productiviteitsverlies in de energiesector, kosten van aanpassingen op de arbeidsmarkt en van sectorale verschuivingen. In BBP-termen zijn deze kosten desalniettemin bescheiden. In alle varianten belopen deze kosten in 2020 ongeveer 0,0 à 0,1 procent van het BBP. Daarnaast is er een licht negatief effect op de werkgelegenheid. Het geringe verschil in de berekende economische en milieu-effecten van de varianten, maakt dat het niet mogelijk is de REB-varianten te rangschikken naar hoogte van de kosteneffectiviteit.

## Abstract

For the benefit of the discussion on greening the Dutch tax system, The Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (CPB) has made an analysis of the economic and environmental effects of raising the energy tax in the Netherlands, the so called Regulating Energy Tax. This energy tax is introduced in 1996 and has been raised in the following years in order to encourage energy efficiency improvement and the production of renewable energy. Since the introduction and the raising of this energy tax is coupled with a reduction of the tax tariffs on labour and capital, the tax basis is shifted towards environment polluting factors. This tax shift is called “greening the tax system”.

Five variants for raising the energy tax are analysed. In two of these variants the existing tariffs are raised by maintaining the existing exemption for energy use above a certain level. In the other two variants this level is raised, meaning that a larger part of the total energy use is taxed. In addition to these 4 variants, CPB has formulated a variant in which tax have to be paid for all energy use without any exemption

In the long run uniform marginal tariffs for all energy users is the most efficient variant. Reductions of emissions will then be taken by the firms and households where the marginal reduction costs are relatively low.

In the medium run the environmental and macroeconomic effects are almost the same in all variants. Raising the energy tax will result in a reduction of the emissions of CO<sub>2</sub> in 2020 by 2,5 - 8,5 Mton. The explanation for this range is the existence of large uncertainties concerning the development of costs and non-financial bottle-necks at the field of renewable energy production. The macro-economic costs of all variants in 2020 will be less than 0,1% GDP.

The differences in environmental and macro-economic effects in the medium run are too small and the uncertainties about these effects are too large to rank these variants according their cost effectiveness.



## Bijlage 1 Nationaal Klimaatbeleid

Het Kyoto-protocol betekent voor Nederland dat de emissies van alle broeikasgassen in 2010 maximaal 206 Mton groot mogen zijn, oftewel 6% onder het niveau in 1990.<sup>24</sup> Voor de hoogte van de verwachte emissies in 2010 in het geval geen aanvullend beleid wordt gevoerd, is in de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (VROM, 1999) het GC-scenario<sup>25</sup> als uitgangspunt genomen. De emissies van alle broeikasgassen is in 2010 in dit scenario 256 Mton (CO<sub>2</sub>-equivalenten). De verwachte groei van de emissies komt vooral voor rekening van CO<sub>2</sub>: die emissies zullen autonoom (dat wil zeggen zonder aanvullend beleid) in 2010 28% hoger zijn dan in 1990, terwijl de emissies van overige broeikasgassen (met uitzondering die van HFK's) zullen dalen of stabiliseren.

De reductietaakstelling voor alle broeikasgassen is in dit scenario dus gelijk aan 50 Mton (zie tabel 4.3). De helft hiervan, 25 Mton, wordt in het buitenland gerealiseerd. De overige 25 Mton zou in het binnenland gerealiseerd moeten worden met de in deel 1 van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid aangekondigde maatregelen. De binnenlandse emissiedoelstelling is dus 231 Mton (=256-25). De met in de Uitvoeringsnota genoemde maatregelen teweeg te brengen reducties betreffen voor circa 70% CO<sub>2</sub> en voor de rest de overige broeikasgassen.<sup>26</sup> De beoogde reductie van CO<sub>2</sub> is aldus 18 Mton. Hieruit volgt dat de binnenlandse emissiedoelstelling voor CO<sub>2</sub> in 2010 een niveau heeft van 189 Mton (=207 – 18).

De binnenlandse emissies van CO<sub>2</sub> mogen dus ten opzichte van de (niet voor temperatuur gecorrigeerde) emissies in 1990 met 17% stijgen, mits is voldaan aan de volgende voorwaarden:

- de emissies van de overige broeikasgassen zijn in 2010 niet hoger dan 42 Mton;
- in het buitenland realiseert Nederland ongeveer 25 Mton aan reducties van broeikasgasemissies.

<sup>24</sup> Het Kyoto-protocol heeft betrekking op emissies die niet voor temperatuur zijn gecorrigeerd. Voor Nederland betekent dit een wijziging, omdat voorheen het nationale CO<sub>2</sub>-beleid gericht was op de wel voor temperatuur gecorrigeerde emissies. De weergegeven emissies in figuur 4.1 hebben daarom betrekking op de voor temperatuur gecorrigeerde waarden, terwijl in tabel 4.3 de emissiewaarden niet voor temperatuur zijn gecorrigeerd. Voor 1990 bijvoorbeeld is het verschil tussen deze twee definities ruim 6 Mton.

<sup>25</sup> Het GC-scenario is van de drie ontwikkelde scenario's (Divided Europe (DE), European Coordination (EC) en Global Competition (GC)) het scenario met de hoogste economische groei en daardoor met de hoogste emissies.

<sup>26</sup> Deze verhouding is ongeveer gelijk aan de aandelen van CO<sub>2</sub> en de overige broeikasgassen in het totaal van emissies aan broeikasgassen (in 1990 waren die aandelen respectievelijk 75 en 25%).



**B.1.1 Binnenlandse emissiedoelstelling en reductietaakstelling voor totaal broeikasgassen en consequenties daarvan voor emissies van CO<sub>2</sub> en overige broeikasgassen in 2010 (in Mton; tussen haakjes in % van feitelijke emissies in 1990/1995)**

Grootheid	CO <sub>2</sub>	Overige broeikasgassen	Totaal broeikasgassen
Feitelijke emissies in 1990/1995 <sup>a</sup>	161 (100%)	58 (100%)	219 (100%)
Emissies in 2010 zonder aanvullend beleid, GC-scenario <sup>b</sup>	207 (128%)	49 (84%)	256 (115%)
Emissiedoelstelling 2010	-	-	206 (94%)
Reductietaakstelling 2010	-	-	50 (23%)
Binnenlandse reductietaakstelling 2010 <sup>c</sup>	-	-	25 (11%)
Binnenlandse emissiedoelstelling 2010	-	-	231 (105%)
Consequentie van basispakket Uitvoeringsnota			
Klimaatbeleid binnen GC-scenario voor:			
- reducties van CO <sub>2</sub> en de overige broeikasgassen <sup>d</sup>	18 (11%)	7 (12%)	25 (11%)
- emissies van CO <sub>2</sub> en de overige broeikasgassen	189 (117%)	42 (72%)	231 (105%)

<sup>a</sup> Voor CO<sub>2</sub>, methaan en N<sub>2</sub>O is 1990 het referentiejaar; voor de fluorverbindingen (HFK's, PFK's en SF<sub>6</sub>) stond het de landen vrij 1990 of 1995 als referentiejaar te kiezen: Nederland heeft hier 1995 gekozen.

<sup>b</sup> Inclusief het effect van de eerste fase van het CO<sub>2</sub>-reductieplan (3 Mton), dat daarmee, hoewel feitelijk nog niet gerealiseerd, in de Uitvoeringsnota wel als zodanig wordt beschouwd.

<sup>c</sup> De binnenlandse reductietaakstelling (25 Mton) is de helft van de totale reductietaakstelling.

<sup>d</sup> De consequentie van de invulling van het basispakket van de Uitvoeringsnota is dat de binnenlandse reductietaakstelling in de verhouding van 70/30 toegerekend wordt aan CO<sub>2</sub> en de overige broeikasgassen.

Bron: Uitvoeringsnota Klimaatbeleid, VROM, 1999

In deel I van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid is aangegeven welke maatregelen zullen worden ingezet om de binnenlandse emissiedoelstelling te realiseren. De maatregelen om de Kyoto-doelstelling te halen, zijn ingedeeld in een basispakket en een reservepakket. Het basispakket bestaat wat betreft de reductie van CO<sub>2</sub> uit verhoging van de Regulerende Energiebelasting in de periode 1999-2002, voortzetting van de convenanten met de industrie en de glastuinbouw, afsluiten van nieuwe convenanten met kolencentrales, voortzetting en uitbreiding van energiebesparingssubsidies voor woningen, gebouwen en elektrische apparaten, regulering van onder meer isolatie bij woningen en gebouwen, maatregelen bij verkeer en vervoer en stimulering van duurzame energie. Het reservepakket bestaat uit maatregelen, zoals een verhoging van de Regulerende Energiebelasting, die zullen worden ingezet wanneer de resultaten van het basispakket tegenvallen.

## **Bijlage 2 Energiegebruik en vennootschapsbelastingen**

Het terugsluizen van energieheffing via verlaging van belastingen is er op gericht de herverdelingseffecten te beperken. De mogelijkheid om de vennootschapsbelasting te gebruiken om bedrijven voor energieheffing te compenseren, wordt onder meer bepaald door de mate waarin bedrijven energie gebruiken en vennootschapsbelasting betalen.

Van de voor 2001 geraamde opbrengst aan vennootschapsbelasting wordt bijna 80% opgebracht door de Tertiaire diensten en 16% door de industrie (zie tabel ..1). Bij de aandelen van de verschillende bedrijfstakken in het totale energiegebruik van het bedrijfsleven is het beeld geheel anders. De Industrie neemt 56% van het totale gasverbruik voor zijn rekening, terwijl de Tertiaire diensten nog geen 15% van het gas verbruiken (tabel ..2) Bij het elektriciteitsverbruik is het aandeel van de Tertiaire diensten hoger, namelijk ongeveer 30%., terwijl het aandeel van de Industrie ongeveer 50% is (tabel ..3).

Wordt alleen gekeken naar dat deel van het elektriciteits- en gasverbruik dat in de REB-varianten 3 en 4 zou worden belast, dan komen de aandelen van de takken meer in de buurt van hun aandelen in de vennootschapsbelasting.

Voor de bepaling van de netto-lasten van energieheffing enerzijds en belastingverlaging anderzijds, zijn overigens ook de schijven en de daarbij horende tarieven bij zowel vennootschapsbelasting en energieheffing van belang.

---

**B.2.1 Overzicht vennootschapsbelastingopbrengst naar onderscheiden bedrijfstakken en sectoren. Verdeling voor 2001, in miljoenen guldens.**

	Totaal	in %	in % van toegevoegde waarde (netto, factorkosten)
Landbouw	234	0,7	1,5
Industrie	5721	16,0	4,9
w.v. Voedings- en genotmiddelen	1001	2,8	4,4
w.v. Overige industrie	1583	4,4	4,7
w.v. Olie-industrie	13	0,0	0,7
w.v. Chemie	1353	3,8	7,3
w.v. Metaal	1772	5,0	4,6
Bouwnijverheid	978	2,7	2,1
Tertiaire diensten	28157	78,9	7,4
w.v. Handel	7949	22,3	7,6
w.v. Andere tertiaire diensten <sup>1</sup>	4010	11,2	2,8
w.v. Vervoer	1077	3,0	2,2
w.v. Bank- en verzekeringswezen	12174	34,1	24,8
w.v. Exploitatie OG	2946	8,3	8,1
Kwartaire dienstensector	225	0,6	0,1
Overheid en onderwijs, non-profit	375	1,0	0,4
Totaal	35700	100,0	5,1

<sup>1</sup> Onder meer horeca, zakelijke dienstverlening, veilingen en verhuurbedrijven.

Bron: Belastingdienst en Ministerie van Financiën

---

---

**B.2.2 Gasverbruik per bedrijfstak 2001**

	Totaal gasverbruik raming 2001 in mrd m3	Aandeel bedrijfstak in totaal in %	Gasverbruik tot 3 mln m3	Aandeel bedrijfstak in %
Landbouw	5400	21	5400	35
Totale industrie	14470	56	4467	29
voeding en genot	2655	10	1387	9
chemie	8009	31	734	5
metaal	1459	5	900	6
overige industrieën	2347	9	1446	9
Bouwnijverheid	120	0	117	1
Tertiaire dienstensector	3347	13	3036	20
handel	1715	7	1575	10
andere tertiaire diensten	1175	4	1173	8
transport en communicatie	333	1	163	1
bank- en verzekeringswezen	92	0	92	1
exploitatie og	31	0	31	0
Kwartiaire dienstensector	1001	4	877	6
Overheid, onderwijs, non-profit	1346	5	1346	9
Totaal bedrijven	25684	100	15244	100

---

---

**B.2.3 Elektriciteitsverbruik per bedrijfstak, 2001**

	Totaal elektriciteits- verbruik raming 2001 in mrd m3	Aandeel bedrijfstak in totaal in %	Elektriciteitsverbruik tot 10 mln kWh	Aandeel bedrijfstak in %
Landbouw	3325	5	3325	1
Totale industrie	33948	50	15821	35
voeding en genot	5275	8	3580	8
chemie	8473	13	1114	2
metaal	12943	19	5456	12
overige industrieën	7257	11	5672	13
Bouwnijverheid	624	1	624	1
Tertiaire dienstensector	21271	31	16650	37
handel	9349	14	7498	17
andere tertiaire diensten	7042	10	6643	15
transport en communicatie	3465	5	1447	3
bank- en verzekeringswezen	1249	2	896	2
exploitatie og	165	0	165	0
Kwartiaire dienstensector	2704	4	2454	6
Overheid, onderwijs, non-profit	5694	8	5694	13
Totaal bedrijven	67567	100	44569	100

---

### Bijlage 3 Marginale prijsimpulsen per energiedrager, per bedrijfstak, per REB-variant in 2004

#### B.3.1 Marginale prijsimpuls op het gebruik van brandstoffen, per bedrijfstak per REB-variant, in 2004 (index)

Bedrijfstak	variant 1	variant 2	variant 3	variant 4	variant 5
Bouwmaterialen	1,001	1,001	1,006	1,010	1,032
Bouw	1,040	1,080	1,066	1,098	1,049
Anorganische basischemie	1,000	1,000	1,000	1,000	1,101
Chemische productenindustrie	1,005	1,018	1,013	1,021	1,054
Kunstmestindustrie	1,000	1,000	1,000	1,000	1,232
Overige basischemie	1,006	1,018	1,013	1,021	1,055
Organische basischemie	1,000	1,000	1,000	1,000	1,101
Diensten	1,013	1,018	1,032	1,050	1,026
Huishoudens	1,101	1,076	1,081	1,059	1,050
Overige land- en tuinbouw	1,008	1,011	1,019	1,029	1,014
Land- en tuinbouw	1,001	1,001	1,002	1,003	1,001
Ferro metaalindustrie	1,000	1,000	1,001	1,001	1,019
Non-ferro metaalindustrie	1,000	1,000	1,001	1,001	1,019
Metaalproduktenindustrie	1,003	1,005	1,011	1,018	1,036
Overige industrie	1,011	1,031	1,032	1,051	1,027
Papierindustrie	1,003	1,003	1,015	1,025	1,061
Overheid	1,109	1,088	1,107	1,104	1,070
Textielindustrie	1,007	1,016	1,016	1,026	1,024
Transport	1,003	1,003	1,016	1,025	1,061
Voedingsmiddelenindustrie	1,003	1,005	1,007	1,011	1,054

---

**B.3.2 Marginale prijsimpuls op het gebruik van elektriciteit, per bedrijfstak, per REB-variant, in 2004 (index)**

Bedrijfstak	variant 1	variant 2	variant 3	variant 4	variant 5
Bouwmaterialen	1,019	1,066	1,017	1,028	1,031
Bouw	1,008	1,027	1,040	1,065	1,030
Anorganische basischemie	1,000	1,000	1,007	1,000	1,146
Chemische productenindustrie	1,002	1,008	1,002	1,003	1,087
Kunstmestindustrie	1,000	1,000	1,000	1,000	1,063
Overige basischemie	1,003	1,010	1,003	1,004	1,120
Organische basischemie	1,000	1,000	1,007	1,000	1,146
Diensten	1,008	1,026	1,015	1,025	1,018
Huishoudens	1,146	1,101	1,101	1,061	1,027
Overige land- en tuinbouw	1,007	1,023	1,060	1,097	1,045
Land en tuinbouw	1,024	1,084	1,080	1,129	1,060
Ferro metaalindustrie	1,005	1,016	1,006	1,010	1,117
Non-ferro metaalindustrie	1,005	1,016	1,006	1,010	1,117
Metaalproductenindustrie	1,012	1,043	1,006	1,010	1,048
Overige industrie	1,026	1,093	1,015	1,025	1,015
Papierindustrie	1,026	1,092	1,009	1,015	1,038
Overheid	1,025	1,054	1,063	1,103	1,109
Textielindustrie	1,041	1,145	1,030	1,048	1,022
Transport	1,000	1,000	1,000	1,000	1,062
Voedingsmiddelenindustrie	1,007	1,026	1,004	1,006	1,025

---

## Bijlage 4      Lineariteit van de modeluitkomsten

In de hoofdtekst van deze publicatie wordt steeds uitgegaan van een heffingsbedrag van 3 miljard gulden. Dit heffingsbedrag is vrij willekeurig gekozen, omdat de analyse vooral beoogt inzicht te geven in het effect van een verbreding van de REB. De willekeurige keuze van het heffingsbedrag roept echter wel de vraag op in hoeverre de uitkomsten van de analyse ook geldig zijn voor andere heffingsbedragen. Zijn de uitkomsten lineair, dat wil zeggen, leidt een twee maal zo grote heffing tot twee maal zo grote effecten? In deze bijlage gaan we in op deze vraag voor de twee modellen waarmee de uitkomsten bepaald zijn. Eerst besteden we aandacht aan het energievraagmodel Nemo en vervolgens aan het macro-economische model Athena.

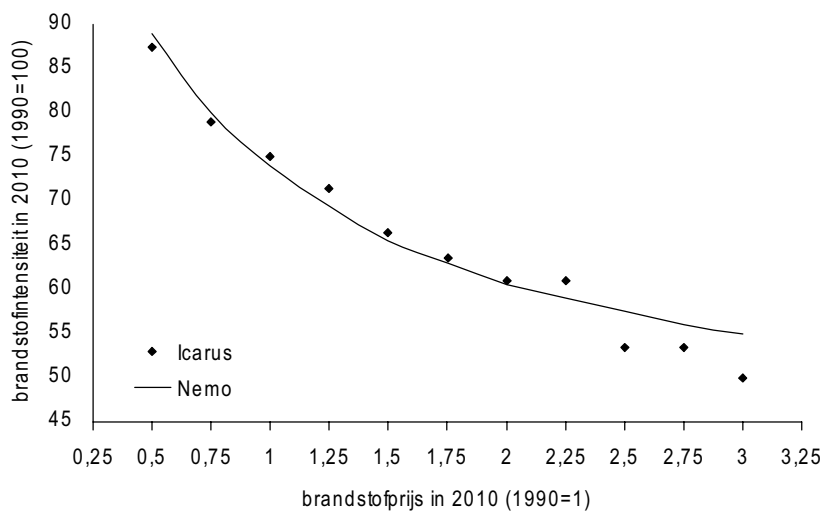
### Energiebesparing in Nemo

De elasticiteiten in *Nemo* zijn bepaald aan de hand van gegevens over de kosten en opbrengsten van energiebesparende maatregelen. Deze kosten zijn terug te rekenen naar de prijsverhoging die nodig is om de maatregel rendabel te maken. Zo ontstaat een getrapte curve. Vanaf een prijsverhoging van bijvoorbeeld 3 cent wordt de goedkoopste maatregel rendabel, vanaf 5 cent de op één na goedkoopste, enzovoorts. Op macro niveau wordt de getrapte vorm afgevlakt naar een kromme, oplopende lijn, omdat het punt waarop de volgende trede wordt bereikt per bedrijf zal verschillen. Omdat ook bekend is hoeveel energie iedere maatregel bespaart, valt uit de kromme lijn de prijselasticiteit voor energiebesparing te berekenen. Deze kromme (loglineaire) lijn is te vertalen in constante elasticiteiten, waar Nemo mee werkt.

Bij het opstellen van het model is de hierboven beschreven berekening uitgevoerd voor ongeveer tien verschillende prijsniveaus, variërend van 50% tot 300% van de energieprijzen in de uitgangssituatie, zoals onderstaande figuur weergeeft. De lijn in de figuur geeft de relatie tussen brandstofprijs en brandstofintensiteit weer in de binnen Nemo gehanteerde relatie. De punten in de figuur geven deze relatie weer volgens het achterliggende bestand, Icarus, waarin alle energiebesparende maatregelen zijn opgenomen. Ook voor andere sectoren dan huishoudens bevat Nemo dergelijke verbanden. Deze benadering leidt ertoe dat de elasticiteiten in Nemo een brede geldigheid hebben.



**Figuur 4.1** Brandstofintensiteit als functie van energieprijzen in 2010, huishoudens.



De kromme (loglineaire) lijn lijkt in tegenspraak met het in de hoofdttekst gestelde dat de uitkomsten voor energiebesparing ook geldig zijn voor een tot vier keer zo grote heffing. Dat suggereert immers dat er sprake zou zijn van een rechte lijn. Hoewel er inderdaad geen sprake is van een rechte lijn kan een lineaire functie binnen zekere grenzen gebruikt worden als betrouwbare benadering van de loglineaire functie. De betrouwbaarheid van die benadering hangt af van hoe krom de betreffende curve is.

Wanneer we de geldigheid van de elasticiteiten vertalen naar de in deze studie doorgekende varianten, ontstaat het volgende beeld. Bij een heffingsopbrengst van  $f$  3 miljard gaat het in het ergste geval om een prijsstijging van ongeveer zes procent voor brandstoffen en drie procent voor electriciteit. Bij een verviervoudiging van de heffing gaat het om een prijsstijging van maximaal 25%, hetgeen ruim binnen de hierboven genoemde marges valt. De figuur hierboven laat zien dat een prijsverhoging van 25 procent zonder enig probleem te benaderen is met een rechte lijn. Numerieke simulaties met Nemo geven eveneens aan dat er geen noemenswaardig verschil optreedt bij een tot vier keer zo grote heffing.

### Lineariteit in ATHENA

In het bedrijfstakkenmodel ATHENA zijn de elasticiteiten geschat op basis van ontwikkelingen in het verleden. Deze puntelasticiteiten zijn betrouwbaar zolang sprake is van geringe prijsveranderingen. Of energieheffingen dusdanig groot zijn dat aan deze voorwaarde niet meer is voldaan, hangt af van een combinatie van factoren op sectoraal niveau.

De heffing die we beschouwen is een kostprijsverhogende heffing op energie met een terugsluis via een verlaging van de kapitaallasten. Deze operatie werkt vanzelfsprekend niet neutraal uit: er zijn 'winnaars' en 'verliezers'. Energie-intensieve bedrijven zullen bij een tariefverhoging over de hele linie met een kostenverhoging worden geconfronteerd, terwijl kapitaalintensieve bedrijven een kostenverlaging zullen ervaren. Bij de vormgeving van de heffing zien we dat, met uitzondering van variant 5, de hoogste verbruiksschijven niet belast worden, zodat de kostenstijging voor de zeer energie-intensieve bedrijven beperkt blijft. Met andere woorden, in de varianten 1 tot en met 4 is de terugsluis wel over de gehele linie, terwijl de heffing dat niet is. Dit leidt er toe dat de zeer energie-intensieve bedrijven per saldo baat hebben bij de verbreding.

Het effect van de kostenstijging op de winstgevendheid hangt af van de concurrentiegevoeligheid. Als algemene regel geldt dat de energie-intensieve sectoren in Nederland gevoelig zijn voor internationale concurrentie.<sup>27</sup> Dit beperkt de mogelijkheden om kostenstijgingen (op korte termijn) door te berekenen, zodat de gestegen kosten het rendement aantasten. Lagere winsten leiden ertoe dat productie-uitbreidingen eerder elders dan in Nederland worden gerealiseerd, dan wel dat productie in Nederland naar elders wordt verplaatst. Overigens is het verplaatsen van productie niet per definitie welvaartsverlagend, omdat het vertrek er mede toe leidt dat er schaarse productiemiddelen beschikbaar komen.

In de varianten 1 tot en met 4 leidt een verviervoudiging van het heffingsbedrag van 3 miljard gulden tot beperkte kostenstijgingen voor de concurrentiegevoelige sectoren. De reële energieprijsstijging voor de energie-intensieve bedrijven bedraagt hooguit enkele procenten, de totale kostenstijging is daar een fractie van. In een studie in 1992 (CPB Werkdocument 43)<sup>28</sup> bleek dat zelfs bij een heffing van 100 procent op het kleinverbruik de kostenstijging voor de energie-intensieve industrie beperkt bleef en geen reden vormde de modeffecten vanwege eventuele productieverplaatsingen bij te stellen. De uitkomsten zijn in de varianten 1 tot en met 4 dus in ieder geval lineair tot aan een verviervoudiging van het heffingsbedrag. De economische effecten zijn in dat geval vier maal zo groot. Voor geen van deze vier heffingsvarianten is de hoogte van de heffing voor de energie-intensieve industrie zodanig dat er sprake is van een onderschatting van de effecten bij hantering van de geschatte Athena prijselasticiteiten. In variant 5 geldt dit niet. Daar treden voor sommige delen van de energie-intensieve industrie grote kostenstijgingen op, waardoor de zekerheid over de lineariteit van de uitkomsten niet langer vast staat.

<sup>27</sup> Herzberg en Minne (1992) noemen als energie-intensieve sectoren de petrochemie, de kunstmestindustrie, de basismetaal, de papierindustrie en de bouwmaterialenindustrie.

<sup>28</sup> Zie: *Economische gevolgen op lange termijn van heffingen op energie* (berekeningen t.b.v. de Cie. Wolfson), CPB Werkdocument 43, februari 1992, C-variant blz. 140 e.v.



## Bijlage 5 Kostenbegrippen

Er zijn momenteel vier verschillende kostenbegrippen in omloop die betrekking hebben op de kosteneffectiviteit van CO<sub>2</sub>-beleid. In de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (deel I) en het daar aan gerelateerde Optiedocument van ECN/RIVM wordt gesproken over de kosteneffectiviteit volgens de eindverbruikersbenadering en de kosteneffectiviteit volgens de maatschappelijke benadering. In het (concept)rapport van de Interdepartementale Onderzoekscommissie Energiesubsidies is de aandacht gericht op de budgeteffectiviteit. In dit CPB-document worden de kosten zowel op micro- als macro-economisch niveau geanalyseerd.

Het Optiedocument ECN/RIVM <sup>29</sup> is een belangrijk document in het nationale CO<sub>2</sub>-beleid, omdat het aan mede aan de basis heeft gelegen van het maatregelenpakket dat in de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (deel I) is geformuleerd. In dit document is een inventarisatie gemaakt van maatregelen die de verschillende doelgroepen (verkeer, huishoudens, enz.) kunnen nemen om te komen tot reductie of vastlegging van broeikasgasemissies. De maatregelen zijn onderling vergeleken op basis van het criterium kosteneffectiviteit. De kosteneffectiviteit is gedefinieerd als het quotiënt van de jaarlijkse netto kosten of opbrengsten van het nemen van een maatregel en de jaarlijkse emissiereductie. Dit criterium is in deze studie in twee varianten gebruikt, te weten:

- de eindverbruikersbenadering;
- de maatschappelijke benadering.

In de eindverbruikersbenadering staan de kosten en opbrengsten van de eindverbruiker (dat wil zeggen de actor die een maatregel zal nemen) centraal. In deze benadering wordt bijvoorbeeld een overheidssubsidie op een investering als aftrekpost bij de investeringskosten meegenomen en wordt bij een besparing op het energiegebruik ook de bespaarde energieheffing als opbrengst meegenomen. In de maatschappelijke benadering wordt van deze verdelingseffecten geabstraheerd en wordt dus gekeken naar de investeringskosten exclusief subsidies en naar bespaarde energiekosten exclusief heffingen.

Het accent in het optiedocument ligt bij de eindverbruikersbenadering, omdat die benadering volgens de auteurs van dit document het beste beeld geeft van de kosten en opbrengsten van degenen die de maatregelen moeten nemen.

Een andere invulling van het begrip kosteneffectiviteit wordt gegeven door de Interdepartementale Onderzoekscommissie (IBO)-energiesubsidies. Deze commissie heeft als taak te onderzoeken op welke wijze de effectiviteit van de verstrekte subsidiegelden kan worden

<sup>29</sup> *Optiedocument voor emissiereductie van broeikasgassen; inventarisatie in het kader van de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid, ECN/RIVM, oktober 1998*

verhoogd. Op grond van die taak heeft de commissie gekozen voor het criterium subsidie-effectiviteit (of: budgeteffectiviteit) om verschillende subsidieregelingen met elkaar te vergelijken. In zijn meest eenvoudige vorm is dit criterium gedefinieerd als het quotiënt van verstrekte subsidiegelden (gemiddeld per jaar) en de verminderde CO<sub>2</sub>-emissies (gemiddeld per jaar). Om ook rekening te houden met andere budgetkosten dan alleen subsidiebedragen, wordt op de teller van deze ratio de uitvoeringskosten in mindering gebracht. Aangezien subsidieverstrekking gepaard kan gaan met diverse neveneffecten, wordt de noemer voor deze effecten gecorrigeerd.

In deze CPB-studie naar de economische effecten van verhoging en verbreding van de Regulerende Energiebelasting (REB) is de kosteneffectiviteit berekend uit de kosten van het nemen van energiebesparingsmaatregelen en de kosten die samenhangen met de doorwerking van deze maatregelen, de energieverhoging en de terugsluis.

---

### B.5.1 Kenmerken van de vier kostenbegrippen

	Kosten door?	Kosten van?
Eindgebruikerskosten (ECN/RIVM)	besparingsmaatregelen	eindgebruikers
Maatschappelijke kosten (ECN/RIVM)	besparingsmaatregelen	eindgebruikers + overheid
Subsidiekosten (IBO)	verstrekken subsidie	overheid
Macro-economische kosten (CPB)	besparingsmaatregelen + energieheffing - terugsluis	eindgebruikers + overheid + energiesectoren + overige bedrijfstakken

---

De kostenbegrippen in het Optiedocument en de Uitvoeringsnota hebben betrekking op de kosten van het nemen van de energiebesparingsmaatregelen (en overige CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen), in het IBO-document gaat het alleen op de kosten die met de subsidieverstrekking zijn gemaakt en in de CPB-studie om zowel de kosten van de energiebesparingsmaatregelen als om de kosten die verbonden zijn met de energieverhoging en terugsluis (zie tabel 3.1). De eerste twee kostenbegrippen hebben dus alleen betrekking op de kosten van de *maatregelen*, het subsidiekostenbegrip op de kosten van het *beleidsinstrument* en de kosten zoals die door CPB zijn berekend op kosten van *zowel de maatregelen als het beleidsinstrument*.

Hieruit volgt dat de verschillen tussen de kostenbegrippen vooral voortkomen uit het bestaan van verschillende doelen waarmee deze begrippen worden gebruikt. Het optiedocument is alleen gericht op het achterhalen van de kosten die verbonden zijn aan het nemen van de maatregelen, zonder daarbij aandacht te schenken aan de kosten die moeten worden gemaakt om actoren tot het nemen van die maatregelen aan te zetten. In het IBO-onderzoek is dit laatste relevant; daar gaat het om de vraag hoe de overheid met een gegeven budget voor

subsidiegelden het hoogste effect (in termen van CO<sub>2</sub>-emissiereductie) kan realiseren. De kosten van de maatregelen voor eindgebruikers zelf zijn in deze benadering niet direct relevant. Door dit verschil mogen de uitkomsten van deze en de vorige benadering niet met elkaar worden vergeleken.

In het CPB-onderzoek worden alle kosten in de beschouwing betrokken die ontstaan door de inzet van het beleidsinstrument energieheffing met terugsluis. Het verschil met de vorige benaderingen is dat hier ook de kosten van de doorwerking van maatregelen, heffing en terugsluis op de economie worden meegenomen. De kosten zoals die door ECN/RIVM volgens de maatschappelijke benadering zijn berekend, maken deel uit van deze macro-economische kosten.

Idealiter zou deze brede aanpak ook moeten worden gevolgd om te bepalen op welke wijze het subsidie-instrument kan worden ingezet om in combinatie met heffingen het efficiëntst actoren te prikkelen tot het nemen van energiebesparende maatregelen. Het subsidie-instrument zou immers kunnen worden gebruikt om ongewenste verdelingseffecten van heffingen met generieke terugsluis te neutraliseren. Om deze reden kan het nuttig zijn om de onderzoeken naar de kosteneffectiviteit van subsidieverstrekking en die van energieheffingen met terugsluis te integreren.



## Bijlage 6 Koolstofintensiteit huidige elektriciteitsvoorziening in Nederland

De koolstofintensiteit van de elektriciteitsvoorziening wordt bepaald door

1. de mate waarin gebruik wordt gemaakt van onttrekking van energiedragers aan de natuur (wat winning wordt genoemd);
2. het belang van verschillende soorten technieken bij de productie van elektriciteit en
3. door de per productietechniek ingezette soorten energiedragers.

### Winning van elektriciteit

De winning van elektriciteit bestaat uit kernenergie en uit wat doorgaans duurzame energie wordt genoemd. De productie van kerncentrales ligt sinds het midden van de jaren zeventig rond de 3,5 mrd. kWh. Doordat de totale elektriciteitsproductie wel is toegenomen, is het belang van kernenergie in Nederland afgenomen tot ongeveer 4% van de binnenlandse elektriciteitsproductie in 1999(CBS). Aangezien het huidige energiebeleid er op is gericht dit belang in de toekomst verder af te bouwen, zullen wij hier verder van kernenergie abstraheren.

Windenergie is de belangrijkste binnenlandse duurzame bron van elektriciteit. De productie daarvan was in 1999 636 miljoen kWh, wat gelijk is aan 0,7% van de totale binnenlandse productie van ongeveer 87 miljard kWh. Het totaal van duurzame opgewerkte elektriciteit droeg in 1999 ongeveer 2% bij aan de totale elektriciteitsproductie (zie tabel 2.1).<sup>30</sup>

De toename van de duurzame elektriciteitsproductie in de jaren negentig is grotendeels het gevolg van de toename van de productie van windturbines. Deze productietoename is echter aanzienlijk achter gebleven bij de doelstellingen die daaromtrent waren. In 1990 was het doel in 2000 voor 1000 MW aan windenergiecapaciteit te hebben. In 1997 is deze doelstelling verlaagd naar 750 MW (nota Duurzame energie in opmars). De feitelijke capaciteit in 1999 was 409 MW (CBS, 2000-4).

---

#### B.6.1 Productie elektriciteit met duurzame energie, 1990 en 1999 (in mln. kWh)

Soort	1990	1999
Windturbines	56	645
Waterkracht	85	90
Fotovoltaïsche systemen	0	5
Verbranding houtafval	-	203
Afvalverbranding	500	909
Totaal duurzame elektriciteitsproductie	641	1852
(in % totale elektriciteitsproductie)	0,9	2,1%

---

<sup>30</sup> Bij de verbranding van houtafval en overige afval is verder warmte geproduceerd.



### Opwekkingstechnieken

De elektriciteitsproductie vond in 1999 voor ongeveer 60% centraal (in de elektriciteitscentrales) plaats en voor het overige decentraal (via vooral warmte-kracht (WKK) installaties). Beide vormen van opwekking verschillen onder meer wat betreft energetisch rendement.<sup>31</sup> Doordat bij WKK ook de vrijkomende warmte een nuttige aanwending kan krijgen, levert gecombineerde opwekking zo'n 10% aan besparing op brandstof in vergelijking met gescheiden opwekking. Deze besparing is echter sterk afhankelijk van de wijze waarop WKK gebruikt wordt, zodat de rendementen sterk kunnen verschillen. Verder is er bij WKK sprake van afnemende meeropbrengsten, omdat een grotere inzet van WKK doorgaans samen gaat met een geringere benutting van de vrijkomende warmte.

### Brandstofmix

De derde factor die de koolstofintensiteit van de binnenlandse elektriciteitsvoorziening bepaalt, is de mate waarin de verschillende energiedragers worden ingezet. In Nederland wordt ruim 50% van de elektriciteit met aardgas opgewekt en 30% met kolen (zie tabel B.2). De koolstofintensiteit van beide energiedragers is verschillend<sup>32</sup>, waardoor de uitstoot van CO<sub>2</sub> bij kolen per eenheid opgewekte elektriciteit ongeveer anderhalf maal zo hoog is als bij gas.

#### B.6.2 Wijze van elektriciteitsopwekking in aantal OESO-landen (in % van totaal)

Land	Kolen	Olie	Gas	Kernenergie	Waterkracht	Overige <sup>a</sup>
Oostenrijk	9	6	16	-	67	3
België	21	3	18	56	1	1
Denemarken	58	12	20	-	0	10
Finland	19	2	13	31	21	14
Frankrijk	7	2	1	77	12	1
Duitsland	54	1	10	29	3	2
Nederland	30	4	57	4	0	5
Noorwegen	0	0	0	-	99	0
Zweden	2	2	0	47	47	2
Verenigd Koninkrijk	35	2	32	28	2	2

<sup>a</sup> Onder meer biomassa, afval, wind, getijden en zon.

Bron: IEA, Energy Policies of IEA countries, 2000 Review.

<sup>31</sup> Een hoger rendement betekent dat minder primaire energiedragers ingezet hoeven te worden om zelfde hoeveelheid secundaire energie voort te brengen.

<sup>32</sup> Het gebruik van steenkool bij elektriciteitsopwekking leidt tot 94 kg CO<sub>2</sub> per GJ, terwijl de inzet van aardgas gepaard gaat met 56 kg CO<sub>2</sub> per GJ.

## Bijlage 7 Internationale vergelijking van energieprijzen

De onderstaande tabellen bevatten een internationale vergelijking voor de tijdstippen 1 januari 2000 en 1 juli 2000. Omdat niet voor alle landen en alle tariefgroepen de prijzen op alle tijdstippen beschikbaar zijn, is er voor gekozen om voor twee tijdstippen (1 januari en 1 juli) de beschikbare prijzen weer te geven.

### B.7.1 Energieprijzen 1 januari 2000 (excl. btw, incl. marginale milieueffingen)

	België	Duitsland	Frankrijk	gemiddeld <sup>a</sup>	Verenigd Koninkrijk	Nederland
<b>aardgas (ct/m<sup>3</sup>)</b>						
kleinverbruik	54,7	58,2	54	55,6		541,0
grootverbruik						
1,3, mln m <sup>3</sup>	27,7	36	31,4	31,7	24,1	33,1
13,2 mln m <sup>3</sup>	24,2	31,1	26,5	27,2	21,1	25,9
132,2 mln m <sup>3</sup>		23,9			18,3	20,8
<b>elektriciteit (ct/KWh)</b>						
kleinverbruik	26,3	29,2	22,5	26,0	24,3	27,3
grootverbruik						
1,25 KWh	19,1	28,2	14,7	17,3	17,0	13,5
10 mln KWh	14,9	14,4	12,5	14,0	13,7	
24 mln KWh	12,3	12,2	10,9	11,8	12,4	

a: ongewogen gemiddelde van België, Duitsland en Frankrijk

Bron: Eurostat, Statistics in Focus, Energy and Industry.

### B.7.2 Energieprijzen 1 juli 2000 (excl. btw, incl. marginale milieueffingen)

	België	Duitsland	Frankrijk	gemiddeld <sup>a</sup>	Verenigd Koninkrijk	Nederland
<b>aardgas (ct/m<sup>3</sup>)</b>						
kleinverbruik	60,6	65,0	52,3	59,3	44,8	56,8
grootverbruik						
1,3, mln m <sup>3</sup>	33,7	45,9	35,5	38,3	24,6	37,7
13,2 mln m <sup>3</sup>	29,9	40,6	30,8	33,8	21,8	
132,2 mln m <sup>3</sup>		27,0			16,0	
<b>elektriciteit (ct/KWh)</b>						
kleinverbruik	26,2	29,4	22,2	25,9	22,9	
grootverbruik						
1,25 KWh	19,7	18,9	14,4	17,7	16,4	
10 mln KWh	15,5	15,1	12,1	14,4	13,9	
24 mln KWh	12,9	12,9	10,4	12,1	12,8	

a: Ongewogen gemiddelde van België, Duitsland en Frankrijk

Bron: Eurostat, Statistics in Focus, Energy and Industry.

