

BIOMASSA VOOR DE NEDERLANDSE ENERGIEHUISHOUDING

Beoordeling van conversieroutes met MARKAL

D.J. GIELEN
J. VAN DOORN

COLOFON

Contractnummer: 355300.0320 (ECN-projectnummer 7166)

Dit onderzoek is uitgevoerd in het kader van het programma Energie-
winning uit Afval en Biomassa.

Beheer en coördinatie berusten bij:

Novem

Nederlandse maatschappij voor energie en milieu b.v.

St. Jacobsstraat 61

Postbus 8242

3503 RE UTRECHT

Tel. 030 - 363444

Dit onderzoek is begeleid door ir. K.W. Kwant.

Het EWAB geeft geen garantie voor de juistheid en/of volledigheid van
gegevens, ontwerpen, constructies, producten of produktiemethoden voor-
komende of beschreven in dit rapport, noch voor de geschiktheid daarvan
voor enige bijzondere toepassing.

Het onderzoek is uitgevoerd door:

drs.ir. D.J. Gielen

dr. J. van Doorn

De auteurs zijn werkzaam bij:

Stichting Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN)

ECN-Beleidsstudies / ECN-Fossiele Brandstoffen

Westerduinweg 3

Postbus 1

1755 ZG PETTEN

Tel. 02246 - 4949

Datum van rapportage: februari 1995

Meer exemplaren van dit rapport zijn tegen betaling van f 35,= verkrijgbaar
bij ECN.

Abstract

The cost-effectiveness of long-term options for energy crops and biomass conversion in the Netherlands is analysed in a dynamic MARKAL model for the Dutch energy system for the period 2000-2040. The study analyses the costs and benefits for biomass supply and conversion options in different scenarios under consideration of competing technologies. The impact of CO₂ reduction on the cost-effectiveness of biomass options is analysed. The results show that biomass options can supply a significant part of the national energy demand. Especially at higher CO₂ reduction targets, many biomass options become cost effective. Industrial CHP and co-combustion in electricity plants seem the most promising options, while space heating and methanol production become attractive at higher CO₂ emission reduction goals. Concerning the supply side, waste biomass flows and import of biomass seem on the short term in the Netherlands more attractive options than energy crops.

INHOUD

SAMENVATTING	7
1. INLEIDING	9
2. METHODOLOGISCHE ASPECTEN	11
2.1 De MARKAL-berekeningsmethode	11
2.2 Beoordeling van de aantrekkelijkheid van technieken	12
3. BESCHRIJVING VAN DE BESTAANDE MODELSTRUCTUUR VOOR BIOMASSA	15
4. BIOMASSA IN DE SYRENE-PILOTSTUDIE	17
4.1 Vergelijking van gewassen	17
4.2 Kosten en baten van conversieroutes voor hout en miscanthus	19
4.3 De invloed van de kosten van biomassa en de invloed van CO ₂ -reductie op de aantrekkelijkheid van biomassaconversietechnieken	21
4.4 De winstgevendheid van biomassateelt bij CO ₂ -reductie	26
4.5 Conclusies uit de pilotstudie	28
5. NIEUWE INVOERPARAMETERS	29
5.1 Nieuwe inzichten uit de BTG- en CLM-studies	29
5.2 De uitgebreide invoer; structuur en conversietechnieken	31
5.3 Beschikbaarheid en kosten van reststromen in Nederland	32
5.4 Houtimport uit Litouwen vs. elektriciteitsimport uit Litouwen	33
6. RESULTATEN BIJ NIEUWE INVOER	37
6.1 De SYRENE-pilotstudie met uitgebreide invoer	37
6.2 De SYRENE-integratiestudie met uitgebreide invoer	42
6.3 Vergelijking van de resultaten voor de verschillende scenario's	46
7. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	49
REFERENTIES	51
BIJLAGE A. Kosten/baten-analyse voor biomassaconversietechnieken	53
BIJLAGE B. Invloed biomassaprijs op aantrekkelijkheid conversieroutes	55
BIJLAGE C. Invoerdata voor biomassaconversietechnieken	59
BIJLAGE D. Concurrerende opties voor biomassaconversietechnieken	73
BIJLAGE E. Gevoeligheidsanalyse kosten biomassavergasser	75
BIJLAGE F. B/C-ratio van duurzame opties	77
BIJLAGE G. Vergelijking kosteneffectiviteit windenergie en energie uit biomassa	79

SAMENVATTING

In opdracht van Novem zijn in het dynamische MARKAL-model van het Nederlandse energiesysteem voor de periode 2000-2040 de mogelijkheden voor energieteelt en conversie van biomassa in het Nederlandse energiesysteem onderzocht. De studie bestaat uit een drietal delen:

- gedetailleerde analyse van de resultaten voor energieteelt uit de eerdere berekeningen voor de SYRENE-pilotstudie,
- uitbreiding en aanpassing van de invoer voor biomassa op grond van deze analyse en op grond van nieuwe inzichten,
- berekeningen met het nieuwe uitgebreide Nederlandse MARKAL-model uit de SYRENE-integratiestudie.

Het doel van deze analyses is na te gaan, welke energieteelt en welke toepassingen van biomassa het meest aantrekkelijk lijken, gegeven alle andere opties die er bestaan om CO₂-emissies te reduceren. Deze studie is mede gebaseerd op nieuwe inzichten uit een aantal studies die zijn uitgevoerd in het kader van het EWAB-programma (EnergieWinning uit Afval en Biomassa).

De analyse van de eerdere resultaten uit de SYRENE-pilotstudie leert dat de prijs van biomassa, het conversierendement en de investeringen in de conversietechniek bepalend zijn voor de kosten van energie uit biomassa. Bij CO₂-reductie nemen de baten echter aanzienlijk toe vanwege de lage CO₂-emissies ten opzichte van fossiele energiedragers, waardoor de onzekerheden aan de kostenkant niet meer bepalend zijn voor de aantrekkelijkheid. Uit de resultaten blijkt dat de toepassingen ten bate van warmte en elektriciteitsproductie de voorkeur verdienen boven de productie van transportbrandstoffen. De loadfactor van de relatief dure conversie-installaties dient zo hoog mogelijk te zijn om de kapitaallasten zo laag mogelijk te houden; industriële toepassingen (ovens en warmte/kracht-installaties) verdienen daarom de voorkeur boven verwarmingssystemen, die alleen in het koude seizoen in werking zijn.

Op grond van deze analyse is de invoer uitgebreid met een aantal elektriciteits- en warmte/kracht-installaties (zoals de Intercooled Steam Injected Gas turbine (ISTIG) met reheat, industriële Steam En Gas centrale (STEG)/tegendrukturbine, industriële MCFC (gesmolten carbonaat brandstofcel)). Met deze uitgebreide invoer zijn berekeningen gedaan voor de SYRENE-pilotstudie en voor de SYRENE-integratiestudie. In de laatste studie zijn de nieuwste inzichten van een groot aantal instituten verwerkt tot een geheel herziene invoer en nieuwe scenario's. Hierbij zijn met name de lagere brandstofprijspaden ten opzichte van eerdere berekeningen van belang voor de beoordeling van energieteelt.

De introductie van de teelt van energiegewassen blijkt ten opzichte van de eerdere berekeningen te verschuiven naar hogere CO₂-reductiepercentages. Industriële proceswarmte en industriële warmte/kracht-koppeling zijn de meest kosteneffectieve conversietechnieken voor biomassa, gevolgd door de STEG en de ISTIG met reheat. Ruimteverwarming lijkt minder interes-

sant vanwege het grote aantal kosteneffectieve concurrerende opties in deze sector.

Aan de aanbodkant lijkt het gebruik van bepaalde reststromen hout en stro aantrekkelijker dan energieteelt. Ook verdient de import van biomassa nader onderzoek, omdat deze optie op dit moment goedkoper lijkt dan teelt in Nederland.

Biomassa kan ook in de Nederlandse situatie een belangrijke bijdrage leveren aan een CO₂-extensieve energievoorziening. Deze energiebron neemt daarbij qua kosteneffectiviteit een middenpositie in tussen andere duurzame energiebronnen (wind en zon). Windturbines op land lijken een goedkopere optie, waarvan het potentieel echter beperkt is. Biomassa lijkt een goedkopere optie dan windturbines op zee en elektriciteit uit zonnecellen.

1. INLEIDING

In het kader van het project 'Kansen en verdiensten van grootschalige benutting van biomassa in de Nederlandse energiehuishouding' is voor Novem de toepasbaarheid van biomassa in Nederland bij CO₂-reductie nader geanalyseerd met een aangepast integraal lange termijn MARKAL-model.

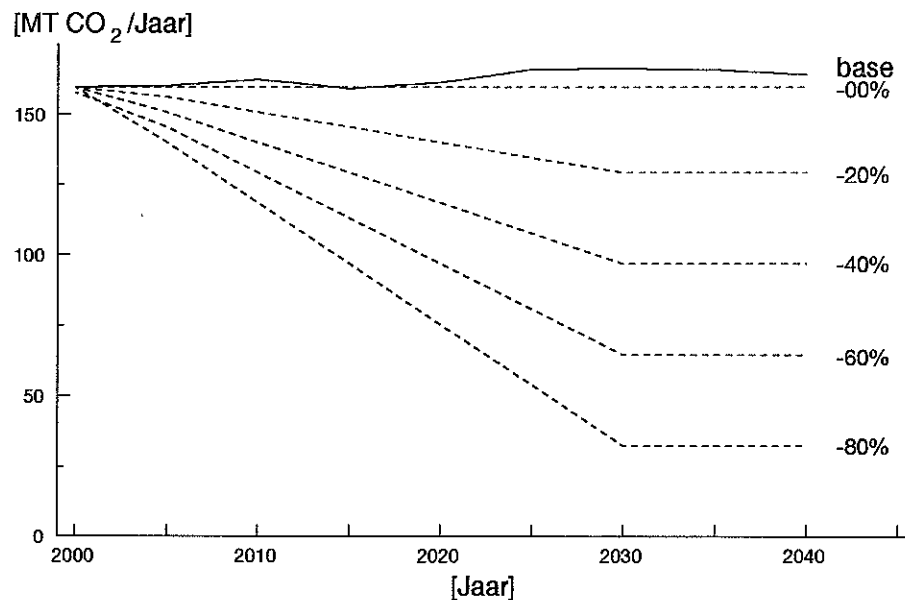
Eerdere berekeningen laten zien dat de teelt van energiegewassen een aantrekkelijke optie vormt voor een CO₂-arm energiesysteem. De grote onderzoeksinspanning op het gebied van energieteelt en biomassa conversietechnieken, mede in het kader van het Novem-EWAB programma, resulteert in een grote hoeveelheid nieuwe data die gebruikt zullen worden om de MARKAL-invoer aan te passen. Tegelijkertijd wordt in het kader van de SYRENE-integratiestudie voor Novem de hele MARKAL-invoer geëvalueerd en bijgesteld op grond van nieuwe inzichten uit een groot aantal sectorstudies door verschillende instituten. Al deze wijzigingen zullen ook invloed hebben op de aantrekkelijkheid van energieteelt. In deze studie zal daarom ook de aantrekkelijkheid van energieteelt met dit geheel herziene model worden geanalyseerd. Tenslotte wordt ter completering van het beeld naast energieteelt ook naar andere bronnen van biomassa gekeken, namelijk import van biomassa en het gebruik van reststromen.

Het doel is tot aanbevelingen te komen voor R&D en technologiebeleid op het gebied van energieteelt en conversie van biomassa, en om aan te geven welke kritische parameters nader onderzoek verdienen.

2. METHODOLOGISCHE ASPECTEN

2.1 De MARKAL-berekeningsmethode

Het MARKAL-model is gebaseerd op de theorie van lineaire programmering (LP). De werking van LP-modellen wordt verder bekend verondersteld, een groot aantal publikaties over dit onderwerp is beschikbaar. De oplossing van een LP-model is tweeledig. De zogenaamde 'primal solution' geeft de activiteiten van technieken in de optimale oplossing weer. Daarnaast is er echter nog een zogenaamde 'dual solution'. Deze geeft de schaduwrijzen van diensten, energiedragers en grondstoffen in de optimale oplossing weer. Deze schaduwrijzen zijn prijzen die in een ideale markt (of in een ideale centraal geleide economie) tot stand zouden komen (situatie zonder winst, subsidies, etc.). De schaduwrijzen van gewassen, energiedragers en energiediensten wordt bepaald door invoerparameters als kosten, royalties, vraagscenario's en bounds (randvoorwaarden voor bijvoorbeeld activiteiten van technieken en voor emissies). Het model moet aan een bepaalde vraag naar energiediensten voldoen, waarbij de goedkoopste set van technieken wordt berekend die zowel aan de randvoorwaarden voldoet als aan de vraag. De periode 2000-2040 is gesplitst in blokken van vijf jaar. Het model optimaliseert de hele periode 2000-2040 in een keer ('perfect foresight'). In figuur 2.1 zijn de CO₂ reductiepaden weergegeven die voor deze studie zijn gebruikt.



Figuur 2.1 Reductiepaden voor CO₂-emissies

Alle kosten worden in MARKAL teruggerekend naar een referentiejaar (i.c. 1990) met een rentevoet van 5%. Alle kosten binnen een periode worden teruggerekend naar het eerste jaar van de betreffende periode. Vervolgens worden de gesommeerde kosten voor alle periodes teruggerekend naar het referentiejaar. Van alle investeringen wordt aangenomen dat deze in het

eerste jaar van de betreffende periode worden gedaan, zodat de terugrekening naar het eerste jaar van de periode vervalt.

De optimalisatie in MARKAL is een macro-economische optimalisatie. Dit is een ander soort optimalisatie dan die welke gebruikt wordt voor het vergelijken van projecten. Dit komt bijvoorbeeld naar voren in het loonniveau dat in de berekeningen moet worden gebruikt. Bij het vergelijken van projecten moet gerekend worden met de bruto reële loonkosten. In MARKAL-berekeningen moet echter gerekend worden met 'schaduwlonen'. De schaduwlonen worden bepaald door de eerste afgeleide van het BNP naar de produktiefactor arbeid. Indien een groot deel van de bevolking werkeloos is, heeft de produktiefactor arbeid een lagere waarde dan de officiële lonen. Er kan immers veel arbeid 'weggegooid' worden, blijkbaar zonder dat dit ten koste gaat van de produktie. Dit duidt op schaduwlonen die dicht bij nul liggen. In de Nederlandse situatie is er naar mening van deskundigen waarschijnlijk geen groot verschil tussen werkelijke lonen en schaduwlonen. In andere landen kan dit verschil zeer aanzienlijk zijn. Terwijl loonkosten in het energiesysteem in het algemeen van ondergeschikt belang zijn, spelen deze bij de teelt van biomassa een belangrijke rol (zie ook paragraaf 5.4). Dit voorbeeld geeft aan dat de invoer voor een macro-economisch optimalisatiemodel niet altijd dezelfde is als voor een projectevaluatie.

2.2 Beoordeling van de aantrekkelijkheid van technieken

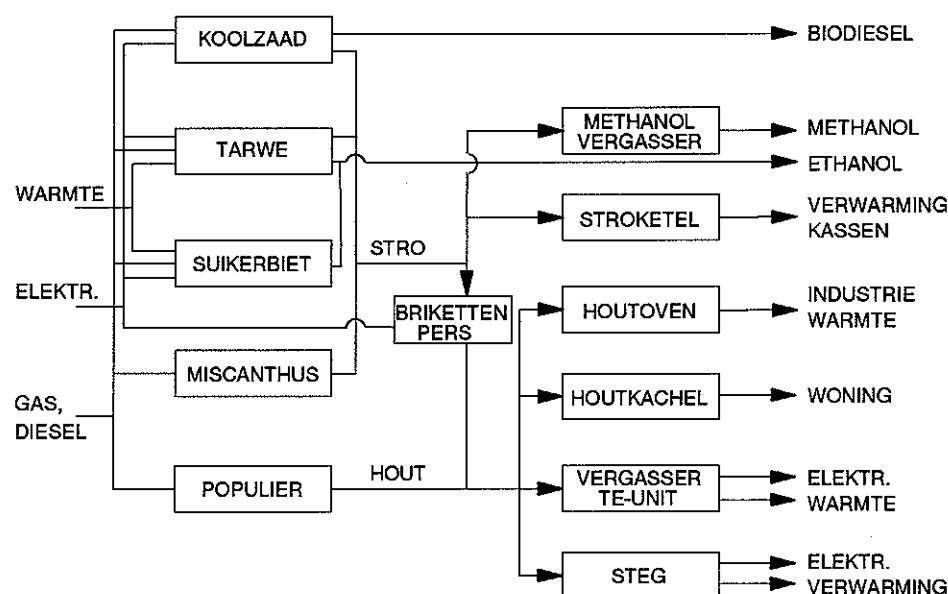
De mate van aantrekkelijkheid van een techniek (of bijvoorbeeld een gewas) kan uitgedrukt worden in de zogenaamde benefit/cost-ratio (B/C). Grofweg is dit de verhouding tussen de waardestromen die de techniek uitgaan en waardestromen die de techniek ingaan. De *benefit* is het produkt van de hoeveelheden en waarde (schaduw prijzen) van de outputs; de *cost* uit B/C is gelijk aan de benefit plus de reduced cost van de techniek (de waarde van inputs + emissies \times marginale reductiekosten + kapitaalslasten). Bij een B/C kleiner dan 1 is de techniek niet aantrekkelijk. Bij een B/C van 1 wordt de techniek optimaal toegepast, bij een B/C groter dan 1 is de techniek zeer aantrekkelijk en treedt een inperking op ten gevolge van een upper bound (een externe randvoorwaarde).

De waarde van de outputs wordt bepaald door alle concurrerende technieken, die dezelfde outputs leveren. De B/C van technieken met verschillende outputs mag dus niet zondermeer worden vergeleken, omdat ze in verschillende markten concurreren. Indien twee technieken dezelfde input hebben (bijv. 1 GJ hout) maar verschillende outputs dan is de B/C wel een maat voor de relatieve aantrekkelijkheid van beide (marginale) toepassingen van hout. Indien twee technieken dezelfde output hebben (bijv. 1 GJ hout) maar verschillende inputs dan is de B/C een maat voor de relatieve aantrekkelijkheid van beide (marginale) opties om deze output te produceren. Indien zowel inputs als outputs verschillen is de B/C een maat voor de relatieve aantrekkelijkheid van de betreffende techniek onder de gegeven systeemcondities. Het is echter onjuist om hieraan absolute conclusies te verbinden. Een techniek met een B/C van 4 is niet twee maal zo aantrekkelijk als

een techniek met een B/C van 2. De B/C heeft immers betrekking op marginale grootheden; een verandering van de bound op een techniek kan de B/C van de betreffende techniek drastisch wijzigen. De B/C-ratio van een techniek met een B/C kleiner dan 1 zal door een wijziging van een bound op deze techniek echter altijd ≤ 1 blijven, terwijl een techniek met een B/C groter dan 1 altijd ≥ 1 zal blijven.

3. BESCHRIJVING VAN DE BESTAANDE MODELSTRUCTUUR VOOR BIOMASSA

Het doel van dit hoofdstuk is een overzicht te geven van de bestaande invoer met betrekking tot biomassa. Figuur 3.1 geeft de modelstructuur weer uit de EMS-studie (Energie- en MateriaalgebruiksScenario's) [1] en de SYRENE-pilotstudie (SYstems integration of Renewable and End use technologies in the NEtherlands) [2].



Figuur 3.1 Opties voor energiegewassen in het bestaande model [1]

In de EMS-studie zijn twee scenario's doorgerekend (hoge groei en lage groei, DG resp. GO), elk met twee varianten (met en zonder kernenergie, DK/DZ resp. GK/GZ). In de SYRENE-pilotstudie zijn een drietal additionele, meer extreme scenario's doorgerekend, die zijn afgeleid van het GO scenario uit de EMS-studie (blauwdrukken 'duurzaam', 'besparing' en 'kernenergie') [2].

De term scenario heeft betrekking op het totale pakket van exogeen gedefinieerde randvoorwaarden. Maximale capaciteiten van sleuteltechnieken verschillen tussen de scenario's. Voor biomassateelt betreft dit het beschikbare landoppervlak. In alle EMS en SYRENE scenario's is uitgegaan van een beperkt beschikbaar oppervlak voor biomassa. Het grootste oppervlak is beschikbaar in de blauwdruk duurzaam: 1 miljoen ha totaal en 400.000 ha per individueel gewas. In alle andere scenario's is het oppervlak gehalveerd (500.000 ha totaal, 200.000 ha per gewas).

De gewassen en technieken worden gekarakteriseerd door een aantal invoerparameters. De belangrijkste karakteristieken zijn weergegeven in tabel 3.1 en tabel 3.2. Deze invoer voor gewassen is voor het grootste deel geba-

seerd op een eerdere Novem-studie (Lysen et al., [3]). De invoergegevens voor conversietechnieken zijn gebaseerd op [1,4].

Tabel 3.1 *Invoerparameters voor gewassen [1]*

	Opbrengst [t ds/ha.jr]	[t ds/ha.jr]	Producten	Kosten [f/ha.jr]
Populier	19,0	19,0	hout	2115
Miscanthus	20,2	20,2	stro	2275
Koolzaad	4,7 ¹	6,7	stro	4115
		1,7	biodiesel	
		0,16	glycerol	
		3,2	veevoer	
Tarwe	8,4 ¹	4,9	stro	4325
		2,9	ethanol	
		3,8	veevoer	
Suikerbiet	19,1	5,6	ethanol	6465
		3,7	veevoer	

¹ Exclusief stro

Tabel 3.2 *Invoerparameters voor conversietechnieken (2030) [1]*

		INV [f]	O&M [f/jr.]	EFF [-]
Vergassing + methanolsynthese	[1/GJ _{meth.}]	56	5,6	0,55
Stroketel	[1/GJ _{th.}]	250		0,60
Houtoven	[1/GJ _{th.}]	49		0,80
Houtkachel	[1/woning]	3200		0,50
Vergasser TE-unit	[1/kw _{el.}]	3140	164	0,26/0,48 ¹
Centrale (STEG)	[1/kw _{el.}]	2200	50	0,46

¹ Elektrisch/thermisch.

4. BIOMASSA IN DE SYRENE-PILOTSTUDIE

Het doel van dit hoofdstuk is enig inzicht te geven in de gevoeligheid van biomassatechnieken voor de invoerparameters. Aan de hand van deze analyse zal de invoer worden uitgebreid. De volgende aspecten zullen worden besproken:

1. Welke biomassa-opties lijken aantrekkelijk?
2. Hoe is de kosten/baten-structuur van conversieroutes?
3. Welke kosten spelen een bepalende rol in de afweging?
4. Hoe gevoelig is de aantrekkelijkheid van conversieroutes voor de prijs van hout en miscanthus?
5. Hoe verhoudt zich de aantrekkelijkheid van verschillende conversietechnieken bij CO₂-reductie?

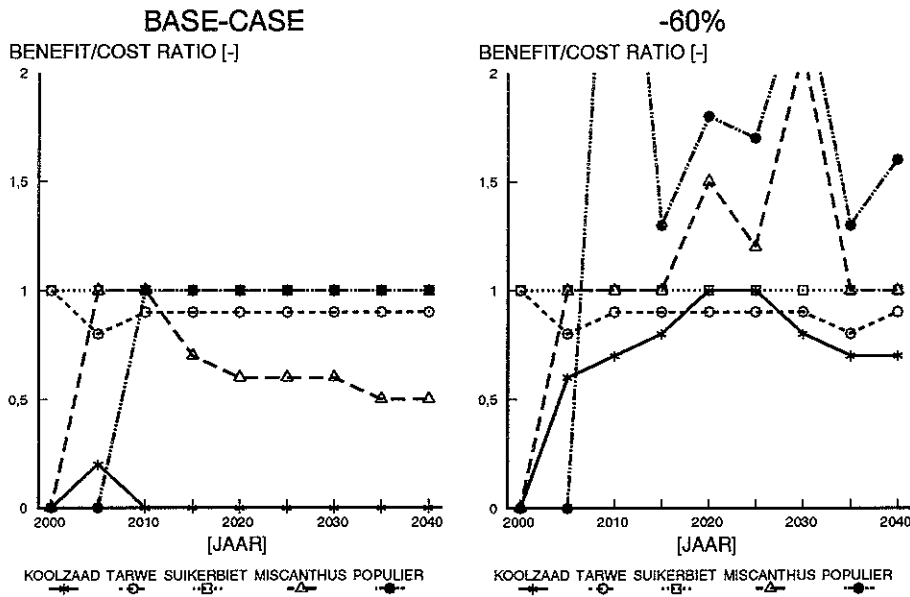
Om deze vragen te beantwoorden is een tweetal analyses toegepast:

1. de benefit/cost-ratio (B/C) van technieken (zie paragraaf 2.2),
2. analyse van kosten en baten op basis van schaduwrijzen uit de MARKAL-oplossing en op basis van financiële en technische invoerparameters.

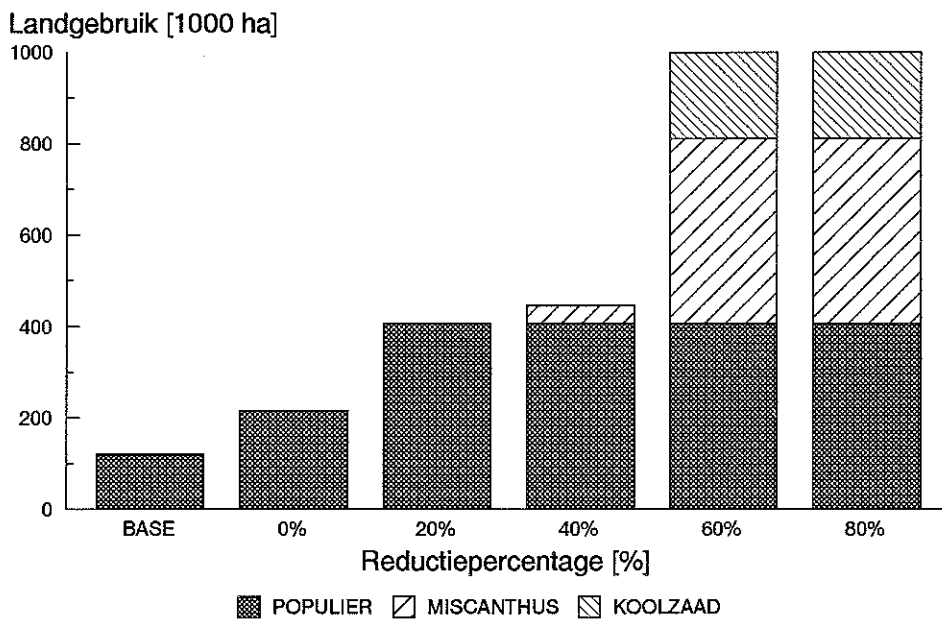
Eerst zullen de gewassen worden besproken. Vervolgens worden de verschillende conversieroutes voor de teelt van hout en miscanthus nader geanalyseerd.

4.1 Vergelijking van gewassen

In figuur 4.1 is de B/C weergegeven voor de verschillende gewassen in de blauwdruk duurzaam. Bij CO₂-reductie neemt de B/C toe t.o.v. de base-case (biomassa wordt aantrekkelijker i.v.m. de relatief lage CO₂-emissies t.o.v. concurrerende technieken). De aantrekkelijkheid van koolzaad neemt sterk toe, miscanthus en populier worden volledig ingezet in 2030. Suikerbiet heeft een B/C van 1, het begroeide oppervlak is echter onbeduidend (zie figuur 4.2). Deze B/C van 1 wordt veroorzaakt doordat een minimale inzet van ethanol in de transportsector als randvoorwaarde aan het model opgegeven is. Daardoor moet ethanol geproduceerd worden. Zowel suikerbieten als tarwe kunnen voor ethanolproductie gebruikt worden. Suikerbieten zijn blijkbaar kosteneffectiever zijn dan tarwe (tarwe heeft immers slechts een B/C van 0,9, figuur 4.1). De B/C voor populier en miscanthus wordt veel groter dan 1, dit geeft aan dat deze gewassen zeer aantrekkelijk worden. In de blauwdruk duurzaam wordt ook koolzaad geteelt. Dit hangt samen met de beperking die is opgelegd aan het areaal bomen en miscanthus (samen maximaal 80% van het areaal voor energiegewassen). De inzet van koolzaad is te zien in figuur 4.2. De beperking van het landoppervlak per gewas is echter vrij arbitrair. Indien het volledige oppervlak beschikbaar is voor hout- en miscanthusteelt wordt koolzaad niet toegepast. Deze studie beperkt zich op grond van bovenstaande resultaten verder tot hout en miscanthus.



Figuur 4.1 De aantrekkelijkheid van gewassen in de blauwdruk duurzaam voor de base-case en de 60% reductiecase



Figuur 4.2 Landgebruik voor energiegewassen in de blauwdruk duurzaam in 2030 [2]

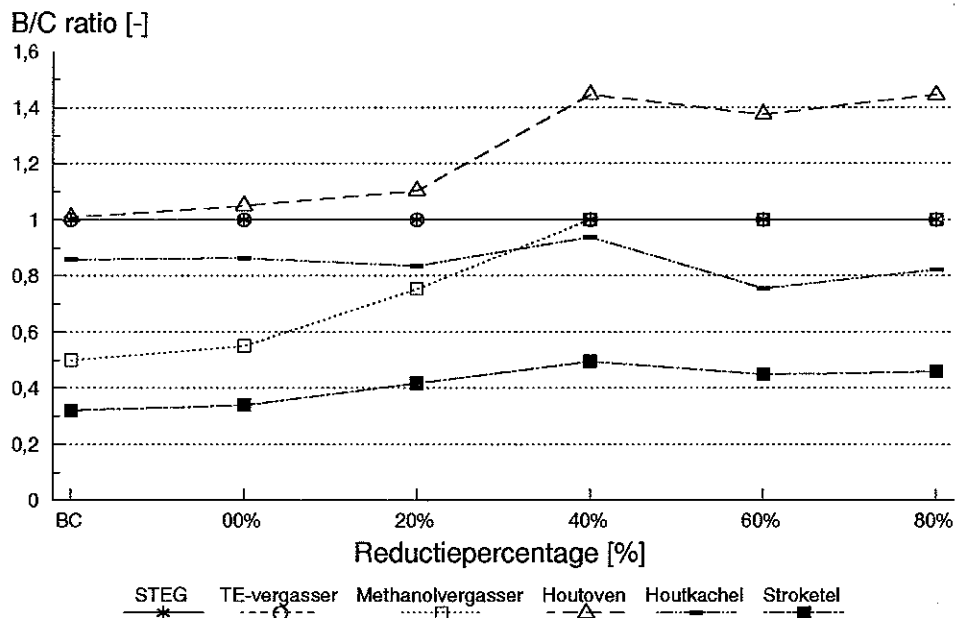
4.2 Kosten en baten van conversieroutes voor hout en miscanthus

Voor hout en miscanthus bevat het model reeds de conversieroutes (zie figuur 3.1):

1. hout - STEG
2. miscanthus - STEG
3. hout - TE vergasser
4. hout - houtoven
5. hout - houtkachel
6. miscanthus - stroketel
7. miscanthus - methanolproductie.

In deze paragraaf worden de kosten en baten van deze conversieroutes besproken. Hieruit kunnen conclusies getrokken worden over de belangrijke parameters. Vervolgens wordt voor deze opties in paragraaf 4.3 de gevoeligheid van de kosten voor de prijs van biomassa en de gevoeligheid van de baten voor CO₂-reductie nader onderzocht. Tenslotte wordt in paragraaf 4.4 de winstgevendheid van biomassateelt bij CO₂-reductie nader geanalyseerd.

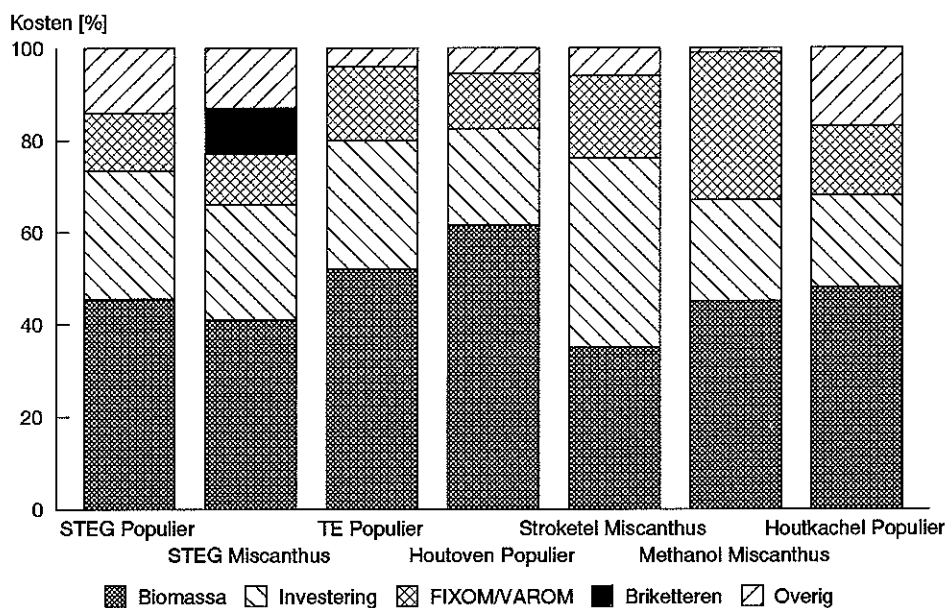
Figuur 4.3 geeft de B/C-ratio weer voor verschillende conversietechnieken bij CO₂-reductie. In de base-case wordt de STEG-houtcentrale reeds toegepast. De B/C blijft 1 bij toenemende CO₂-reductie, de techniek loopt dus niet tegen een upper bound aan. De houtoven is ook zeer aantrekkelijk en de B/C wordt wel groter dan 1, de techniek loopt dus tegen een upper bound aan. De TE-vergasser heeft ook een B/C van 1 en wordt dus toegepast.



Figuur 4.3 De benefit/cost-ratio voor conversietechnieken in 2030 in de blauwdruk duurzaam

De houtkachel, de methanolproductie en de stroketel blijken in de base-case niet aantrekkelijk te zijn. De aantrekkelijkheid van de houtoven en de methanolvergasser neemt sterk toe bij CO₂-reductie. In de 60% reductiecase blijkt methanolproductie aantrekkelijk te worden. De B/C van de stroketel en de houtkachel blijken nauwelijks te wijzigen bij CO₂-reductie. Dit geeft aan dat er ofwel betere alternatieven bestaan in deze toepassingsgebieden, ofwel dat de overige toepassingen van biomassa aantrekkelijker worden. Dit zal in paragraaf 4.3 nader worden besproken.

In bijlage A zijn voor alle zeven conversieroutes de kosten en baten in de base-case in 2030 geanalyseerd. Voor de STEG is deze analyse voor zowel miscanthus als voor hout gemaakt. Aan de linkerzijde zijn telkens de kosten per eenheid van output weergegeven, terwijl aan de rechterkant de baten zijn weergegeven. De verhouding tussen baten en kosten dient gelijk te zijn aan de benefit/cost ratio (B/C) die uit de MARKAL-output kan worden afgelezen (zie figuur 4.3). Kosten en baten zijn in bijlage A zowel absoluut als in procentuele cijfers weergegeven. Omdat de output van de technieken verschilt is het niet mogelijk de absolute kosten en baten voor verschillende technieken te vergelijken. Een vergelijking per ton biomassa wordt in paragraaf 4.4 besproken.



Figuur 4.4 *Kostenstructuur van verschillende conversieroutes in de base-case*

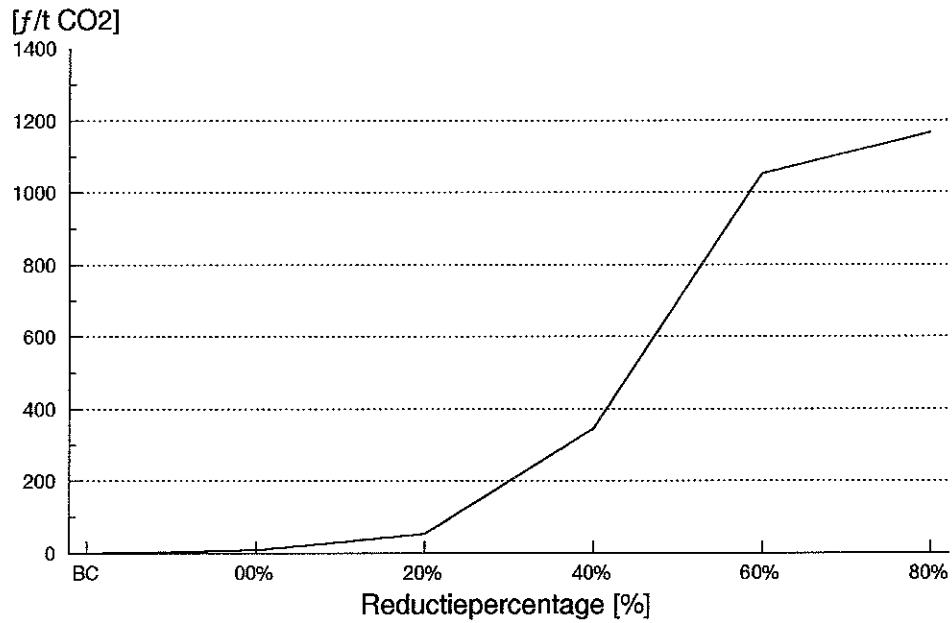
Uit de tabellen van bijlage A blijkt welke kosten en welke baten bepalend zijn. In figuur 4.4 zijn de kostencijfers samengevat. Voor alle conversieroutes (m.u.v. de stroketel) blijken de kosten voor biomassa de grootste kostenpost (41-61,5%, 35% voor de stroketel). Deze worden enerzijds bepaald door de kosten voor biomassa, anderzijds door de conversierendementen. De investeringskosten vormen de tweede belangrijke kostenpost (20-28%, 41% voor de stroketel). Hierbij speelt de loadfactor (geleverd/geïnstalleerd vermogen) en de levensduur een belangrijke rol. Interessant is de batenstructuur voor de STEG, waarbij vanwege de lage load-fac-

tor (37,5%) het piekvermogen een belangrijke bijdrage levert aan de baten (de centrale fungeert voornamelijk als reservecapaciteit, zie bijlage A, tabel A.1).

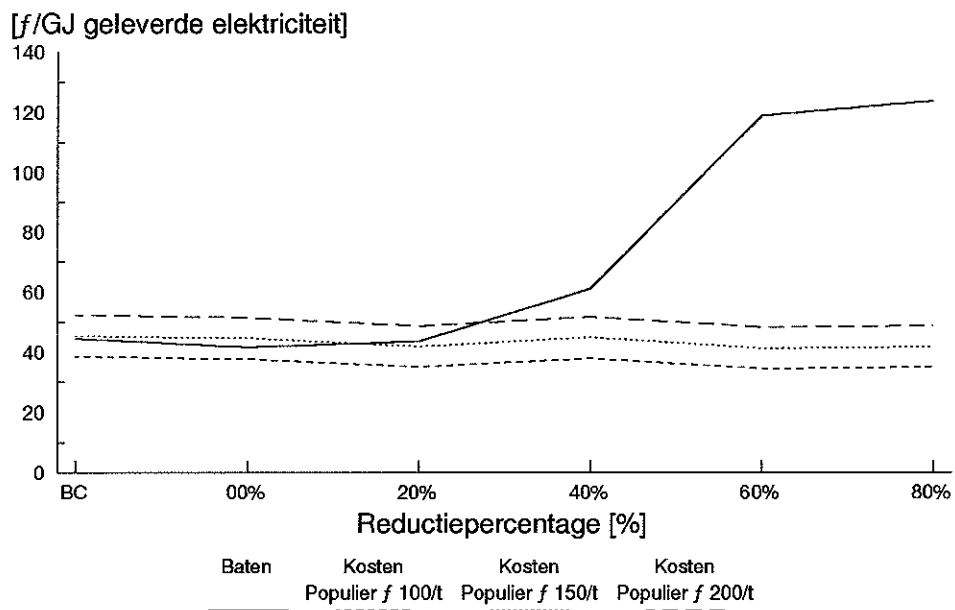
4.3 De invloed van de kosten van biomassa en de invloed van CO₂-reductie op de aantrekkelijkheid van biomassaconversietechnieken

Voor hout en miscanthus zijn de produktiekosten voor energiediensten geanalyseerd, uitgaande van een drietal kostprijsniveaus voor biomassa: 100, 150 en 200 f/t d.s. (\approx 6, 9 en 12 f/GJ). De analyse heeft betrekking op de blauwdruk duurzaam. De marginale reductiekosten voor CO₂ lopen in deze blauwdruk sterk op, zie figuur 4.5. De kosten en baten voor de verschillende conversieroutes bij CO₂-reductie zijn weergegeven in de figuren 4.6 t/m 4.13. Uit deze figuren blijkt dat de baten sterk toenemen bij CO₂-reductie (factor 2,5 tot 6). De stijging is afhankelijk van de karakteristieken van concurrerende technieken, en verschilt per energiedrager/dienst. De invloed van de prijs van biomassa op de kosten is aanzienlijk. Deze invloed is echter relatief klein ten opzichte van de invloed van CO₂-reductie op de baten. In bijlage B zijn de resultaten voor de cases tot 40% CO₂-reductie in meer detail weergegeven.

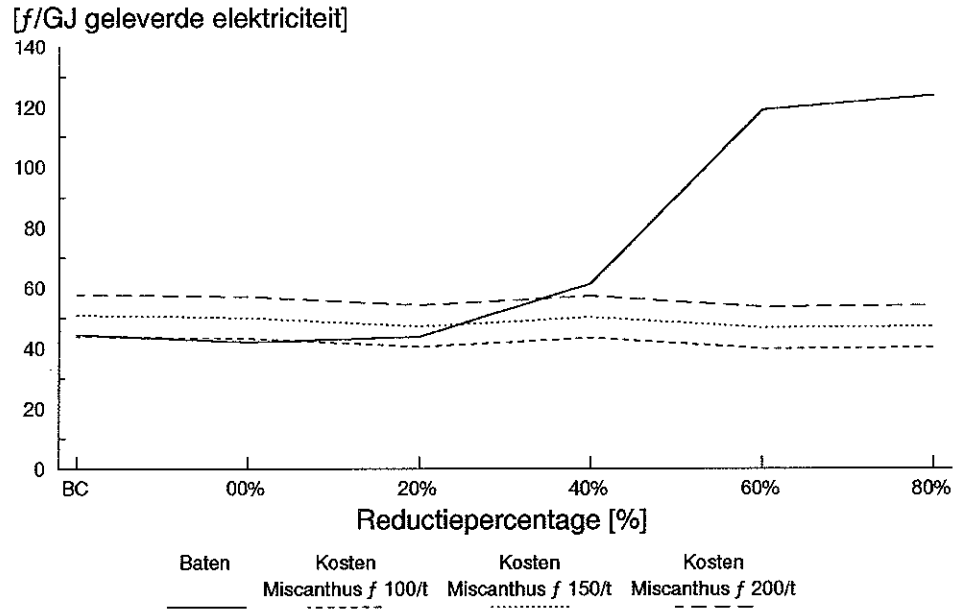
In de figuren 4.6 t/m 4.9 fluctueren de kosten enigszins omdat de loadfactor voor de STEG en de TE-vergasser varieert met het CO₂-reductiepercentage. De overige technieken worden - indien ze aantrekkelijk zijn - volledig ingezet. De strotel is de enige techniek die zelfs bij 80% CO₂-reductie niet aantrekkelijk wordt. Alle andere technieken worden wel aantrekkelijk (baten > kosten). Dat ze toch niet allemaal worden ingezet hangt samen met de *relatieve* aantrekkelijkheid. De hoeveelheid biomassa is immers beperkt, zodat alleen de meest aantrekkelijke optie wordt gekozen. Indien deze een bepaalde maximale activiteit heeft bereikt (de extern gedefinieerde 'upper bound', wordt een iets minder aantrekkelijke techniek gekozen etc..



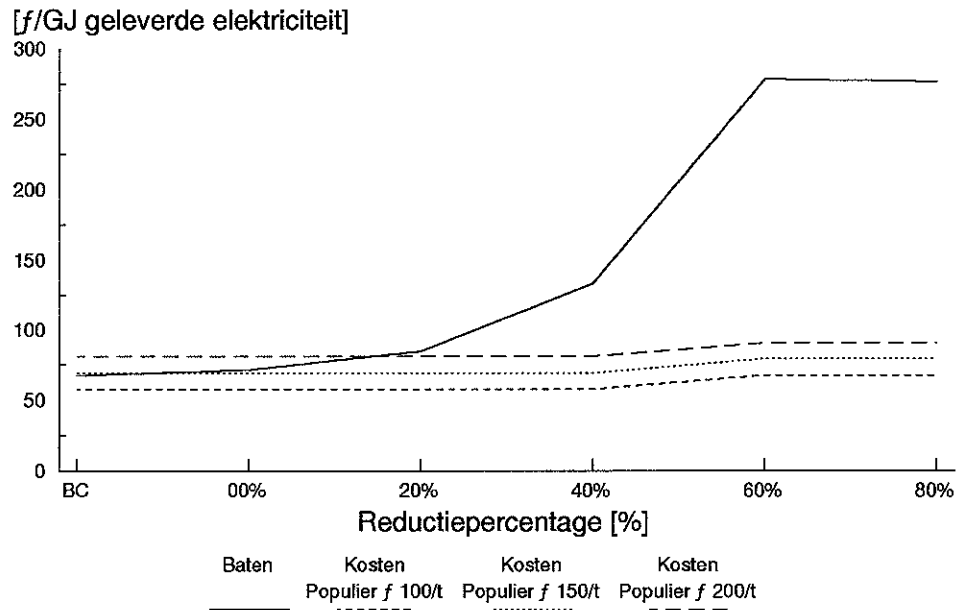
Figuur 4.5 *Marginale kosten CO₂-reductie (blauwdruk duurzaam 2030)*



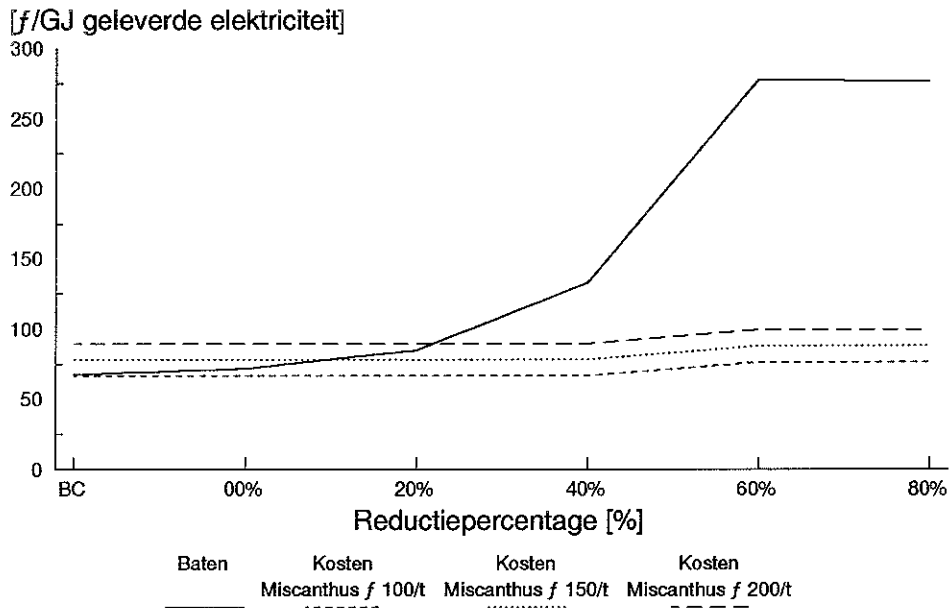
Figuur 4.6 *De aantrekkelijkheid van de STEG onder invloed van verschillende houtprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)*



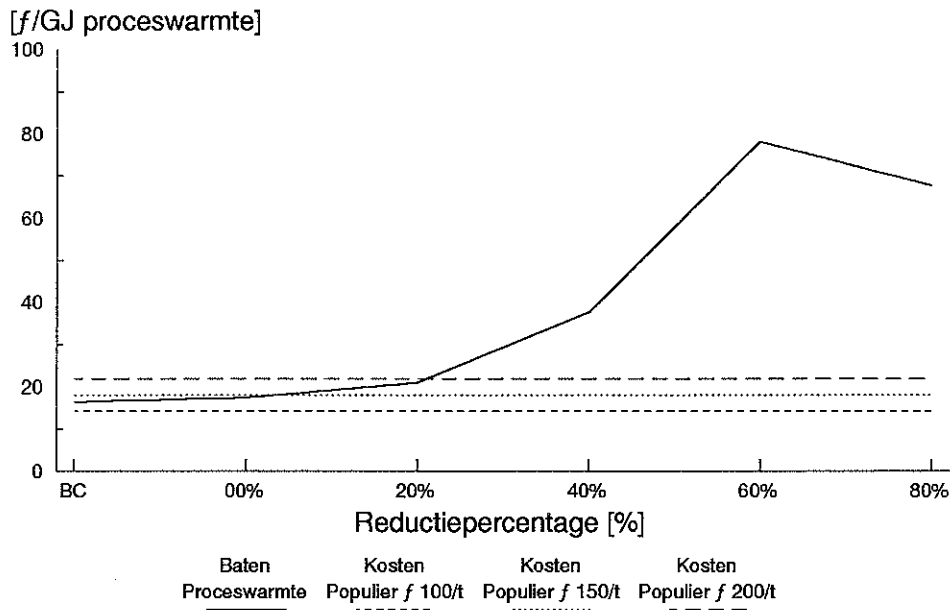
Figuur 4.7 De aantrekkelijkheid van de STEG onder invloed van verschillende miscanthusprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)



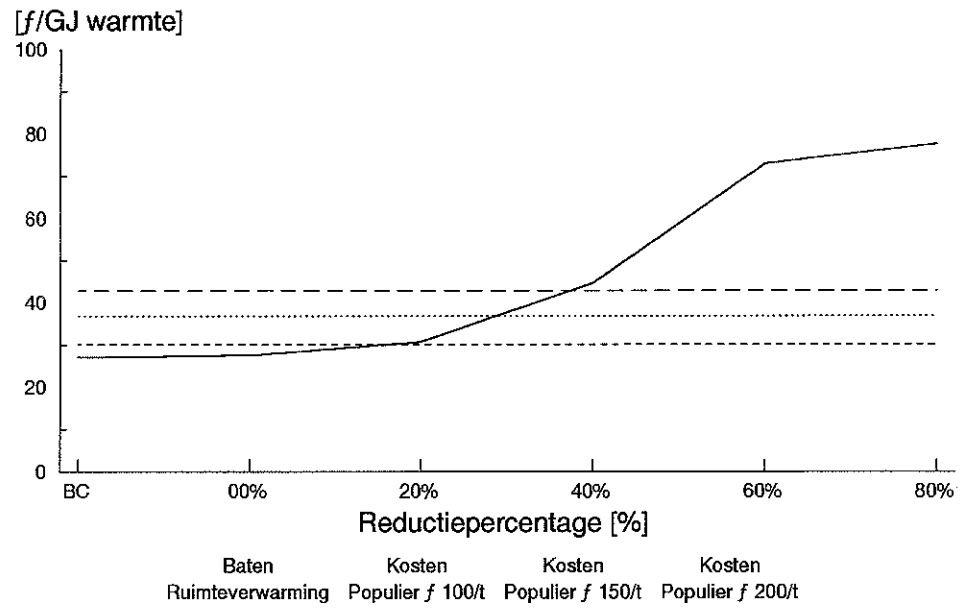
Figuur 4.8 De aantrekkelijkheid van de TE-vergasser onder invloed van verschillende houtprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)



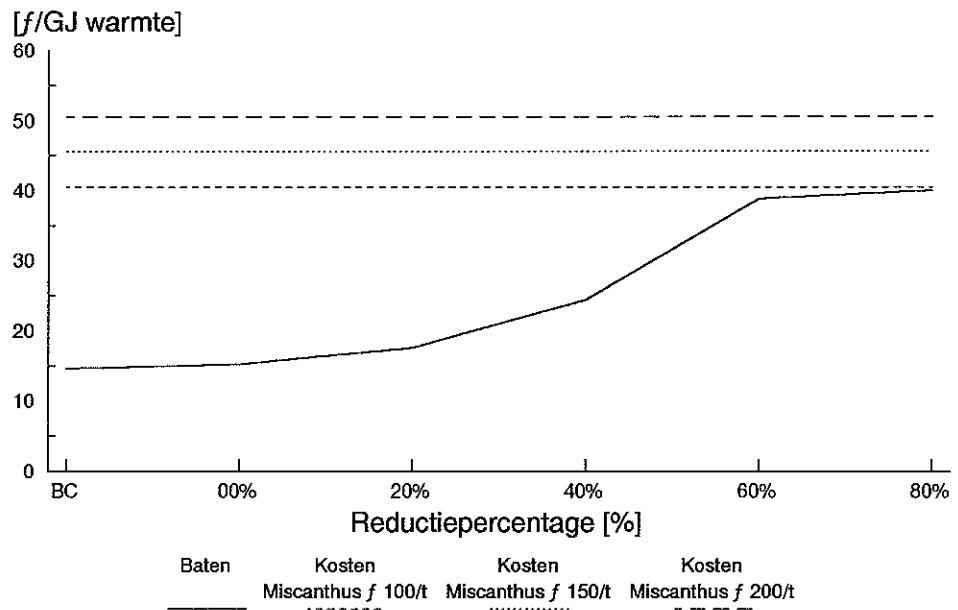
Figuur 4.9 De aantrekkelijkheid van de TE-vergasser onder invloed van verschillende miscanthusprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)



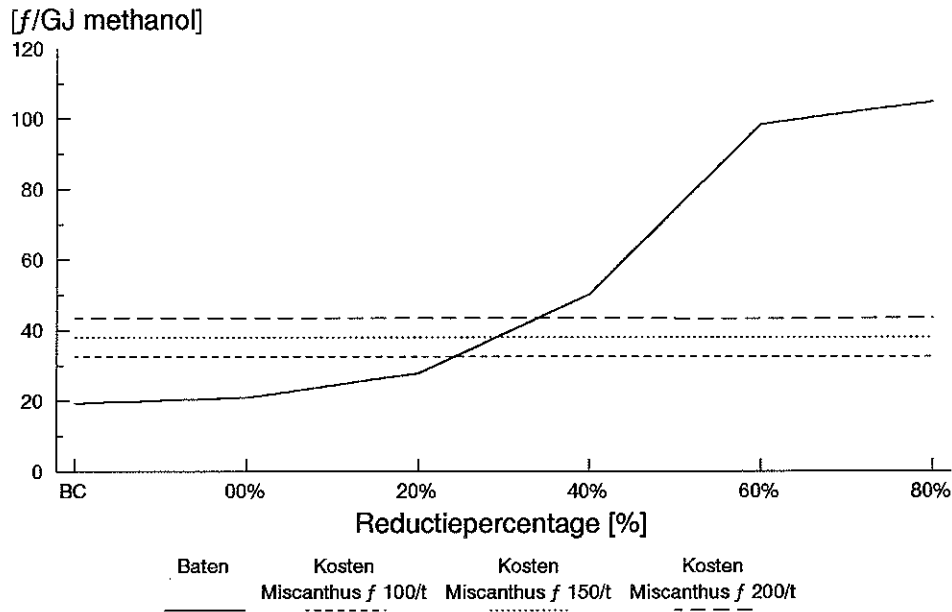
Figuur 4.10 De aantrekkelijkheid van de houtoven onder invloed van verschillende houtprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)



Figuur 4.11 *De aantrekkelijkheid van de houtkachel onder invloed van verschillende houtprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)*



Figuur 4.12 *De aantrekkelijkheid van de stroketel onder invloed van verschillende miscanthusprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)*



Figuur 4.13 De aantrekkelijkheid van de methanol onder invloed van verschillende miscanthusprijzen en CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam 2030)

4.4 De winstgevendheid van biomassateelt bij CO₂-reductie

In de figuren 4.6 t/m 4.13 zijn voor alle conversieroutes de kosten en baten bij CO₂-reductie weergegeven. Het verschil tussen beide lijnen kan geïnterpreteerd worden als een 'maatschappelijke winst' (niet gelijk aan de bedrijfswinst, in werkelijkheid is er immers geen ideale markt etc.). De absolute waarde van deze winst mag niet voor verschillende technieken worden vergeleken, omdat zowel inputs als outputs verschillen in kwaliteit en kwantiteit. Door de winst per ton biomassa uit te drukken (dezelfde kwaliteit en kwantiteit voor alle technieken) wordt duidelijk, hoe de beperkte hoeveelheid biomassa het beste kan worden ingezet. Deze analyse is voor de 60% reductiecase weergegeven in tabel 4.1. Per ton biomassa blijken de TE-vergasser en de houtoven het meest aantrekkelijk, gevolgd door de STEG en de methanolvergasser. Vooral de aantrekkelijkheid van de methanolvergasser neemt opvallend sterk toe bij stijgende CO₂-reductie (zie figuur 4.13).

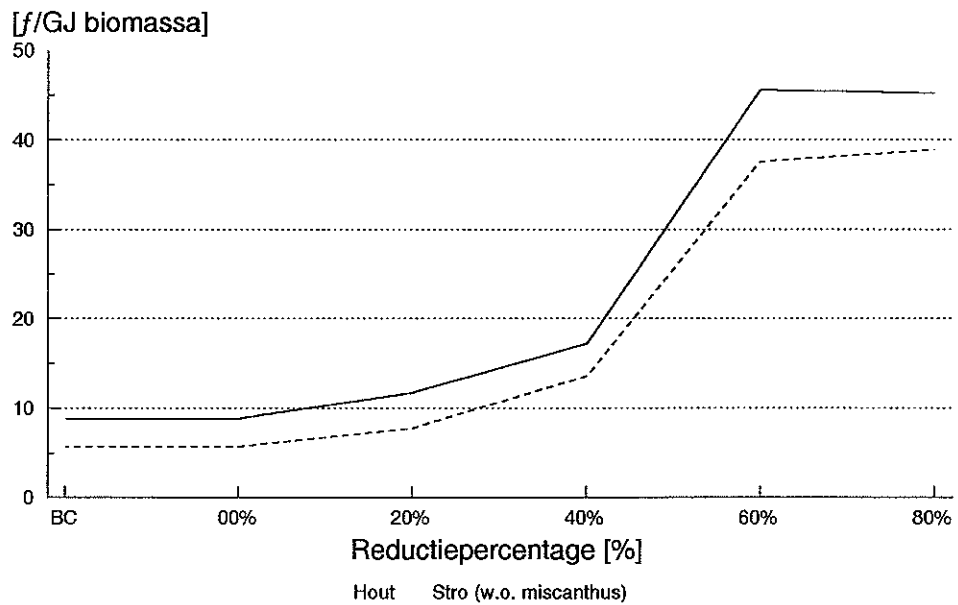
Tabel 4.1 *Netto verdienste per GJ biomassa voor verschillende biomassaroutes (blauwdruk duurzaam -60%, 2030)*

Route	[f/GJ biomassa]
STEG populier	33,6
STEG miscanthus	31,3
TE-vergasser populier	51,6
TE-vergasser miscanthus	49,3
Houtoven populier	48,1
Houtkachel populier	18,1
Stroketel miscanthus	-4,1
Methanolvergasser miscanthus	33,1

Uit figuur 4.14 blijkt dat de schaduwprijs van miscanthus en hout verzevoudigt van de base-case naar 80% CO₂-reductie. De schaduwprijs wordt bepaald door de marginale toepassing van de biomassa (de toepassing van de laatste ton hout). In het geval van hout blijft dit biomassavergassing met bijstook in de STEG. In de 60% reductiecase in 2030 ligt de waarde van CO₂-reductie op 1100 f/t CO₂. Dit komt ongeveer overeen met een winst van hout t.o.v. aardgas van:

$$0,056 \times 0,83 \times 1100 = f \ 51/\text{GJ hout}$$

0,056	= t CO ₂ per GJ aardgas	[t CO ₂ /GJ]
0,83	= GJ aardgas per GJ hout (= efficiency vergasser)	[-]
1100	= marginale reductiekosten voor CO ₂	[f/t CO ₂]

Figuur 4.14 *De schaduwprijs van biomassa bij CO₂-reductie*

De stijging blijkt in figuur 4.14 slechts f 35 te zijn; andere effecten blijken dus mede een rol te spelen (o.a. hogere kapitaalslasten t.o.v. aardgas en minder snelle stijging baten t.g.v. alternatieve routes voor elektriciteitsproductie, zie figuur 4.6).

4.5 Conclusies uit de pilotstudie

Uit de analyse in dit hoofdstuk kunnen een aantal conclusies worden getrokken:

1. De teelt van gewassen voor transportbrandstoffen lijkt minder interessant dan de teelt van gewassen voor elektriciteits- en warmteproductie.
2. Zowel populier als miscanthus worden kosteneffectief bij CO₂-reductie.
3. De productie van elektriciteit en proceswarmte is reeds kosteneffectief in de base-case. De productie van methanol wordt kosteneffectief bij toenemende CO₂-reductie. Ruimteverwarming met de gemodelleerde systemen lijkt minder interessant.
4. De kosten worden voornamelijk bepaald door de kosten voor biomassa (en dus conversierendementen) en de investeringskosten.
5. De invloed van CO₂-reductie op de baten is veel groter dan de invloed van de biomassaprijzen op de kosten. De onzekere prijs van biomassa is bij aanzienlijke CO₂-reductie niet meer van belang.
6. De lage loadfactor speelt een belangrijke rol bij zowel de STEG als de strotetel.
7. Per ton biomassa zijn in de blauwdruk duurzaam -60% in 2030 de TE-vergasser en de houtoven het meest voordelig, gevolgd door de STEG en de methanolproductie.
8. Andere CO₂-reductieopties en de introductie van meer kapitaalintensieve technieken bij CO₂-reductie leiden tot minder sterke stijging van de biomassaprijs dan op grond van het CO₂-voordeel te verwachten zou zijn.
9. Er zijn veel concurrerende technieken voor CO₂-extensieve elektriciteitsproductie, waardoor de baten in deze markt bij CO₂-reductie minder snel stijgen dan voor andere energiedragers.

5. NIEUWE INVOERPARAMETERS

Op grond van de resultaten die besproken zijn in de vorige hoofdstukken, op grond van nieuwe inzichten uit de SYRENE-integratiestudie [5] en op grond van de resultaten uit andere EWAB-studies worden de modelstructuur en de invoergegevens voor biomassa aangepast. Zowel de invoer voor de SYRENE-pilotstudie als de invoer voor de SYRENE-integratiestudie zijn aangepast voor deze nieuwe invoer voor biomassa. In de integratiestudie is ook de overige invoer in het model ingrijpend gewijzigd t.o.v. de pilotstudie. De uitgebreide pilotstudie legt het verband met de eerder gerapporteerde blauwdrukken (pilot) studie [2], terwijl de tweede set berekeningen een beeld geeft van de aantrekkelijkheid van biomassa op basis van de allernieuwste inzichten.

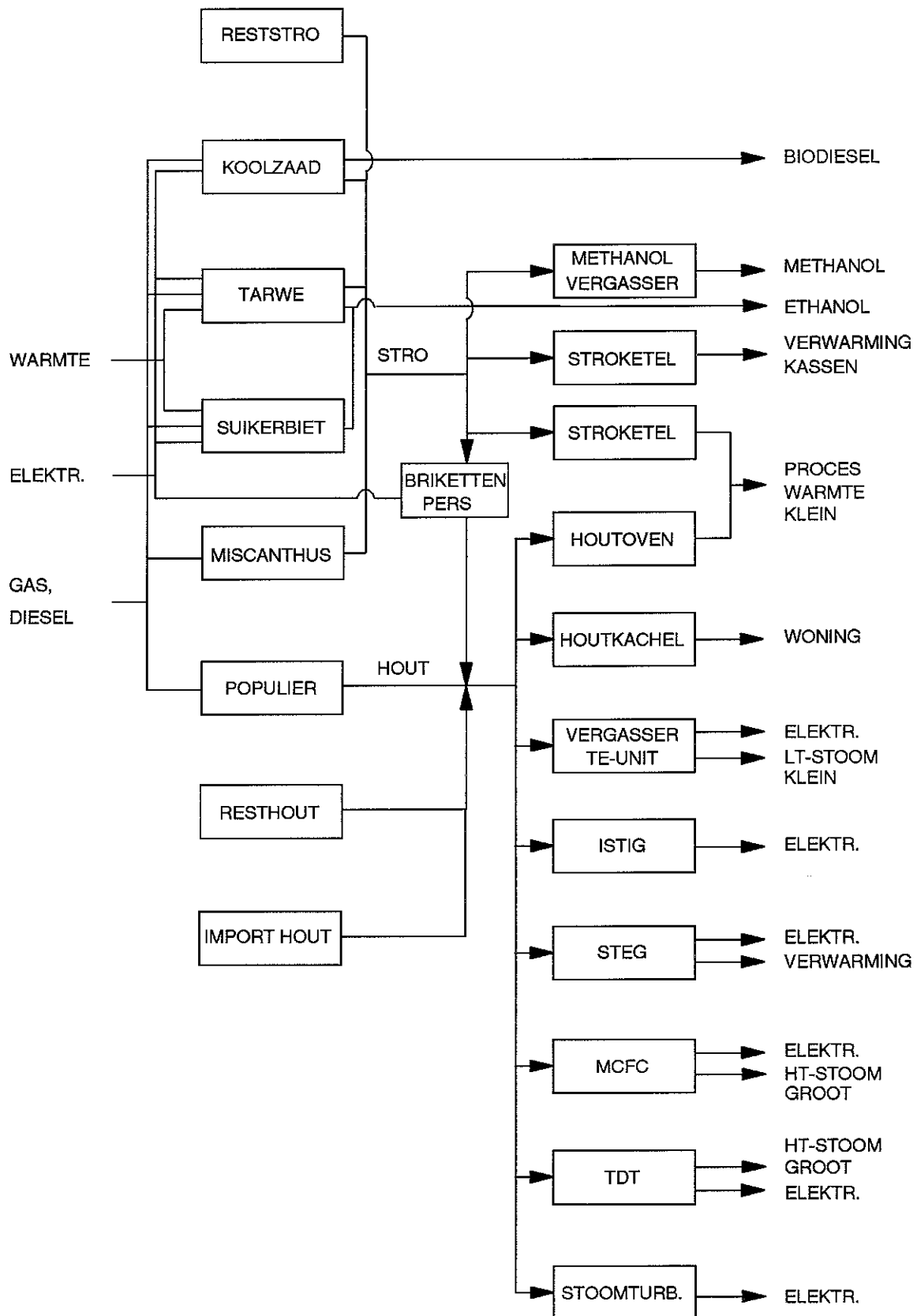
5.1 Nieuwe inzichten uit de BTG- en CLM-studies

De belangrijkste conclusie uit de CLM-studie voor de MARKAL-invoer [6] heeft betrekking op de opbrengstcijfers voor verschillende gewassen. Met name de opbrengst voor populier wordt lager ingeschat (12 i.p.v. 19 t d.s./ha.jr). Hierbij speelt de tijdshorizon echter een belangrijke rol. Gezien de tijdshorizon van de MARKAL-studie (2040) kan nog een aanzienlijke verbetering worden verwacht. De gewassen hennep, miscanthus, riet, wilg en populier worden op grond van een aantal milieugerichte criteria aanbevolen. Wintertarwe, snijmaïs en koolzaaddiesel worden afgeraden.

De modellering van hennep, riet en wilg voegt weinig toe aan de bestaande MARKAL-invoer, omdat het model alleen technische en economische parameters evalueert. Indien kosten- dan wel opbrengstcijfers beter uitvallen dan voor miscanthus (hennep/riet) dan wel populier (wilg) kan het model eenvoudig met deze gewassen worden uitgebreid.

In de BTG-studie [7] wordt geconcludeerd dat vergassing en elektriciteitsproductie de meest veelbelovende toepassing is voor energiegewassen (50 MW_{el}). Bijstook van verpoederde biomassa dan wel vergassing en bijstook van de stookgassen in kolencentrales wordt ook als belangrijke optie geïdentificeerd, waarbij vergassing meer aantrekkelijk lijkt. De grotere elektriciteitscentrales blijken weinig gevoelig voor kapitaalslasten. De prijs van biomassa speelt bij grootschalige systemen een overheersende rol. Transportbrandstoffen uit biomassa lijken nauwelijks aantrekkelijk.

Op grond van beide studies is de database uitgebreid met nieuwe technieken voor elektriciteits- en warmteproductie. De nadruk ligt op vergassers met daaraan gekoppeld elektriciteitsproductie. De aanbeveling voor bijstook in conventionele kolencentrales is niet meer relevant op de tijdschaal van deze studie (2000-2040). Eerdere MARKAL-berekeningen laten immers zien dat de conventionele kolencentrales vervangen worden door andere elektriciteitsproductietechnieken op basis van kolen (KV-STEG, MCFC). Vergassing en bijstook in gasgestookte centrales is wel gemodelleerd.



Figuur 5.1 *Nieuwe modelstructuur*

Deze techniek kan dus in de berekeningen concurreren met de kolengestookte eenheden (KV-STEg, KV-MCFC). Op grond van de lagere verwachtingen ten aanzien van de opbrengsten is in deze studie uitgegaan van een kostprijs voor hout van *f* 7,50 per GJ en voor miscanthus van *f* 8 per GJ. Vanwege de onzekerheid ten aanzien van opbrengsten - en dus de kostprijs - is een gevoeligheidsanalyse voor de kostprijs van miscanthus uitgevoerd (zie paragraaf 6.1).

5.2 De uitgebreide invoer; structuur en conversietechnieken

Op grond van de analyse uit het vorige hoofdstuk kunnen een aantal conclusies worden getrokken over veelbelovende uitbreidingen van de invoer:

1. De strotketel voor verwarming van tuinbouwkassen blijkt onaantrekkelijk vanwege de lage load factor, daarom is een strotketel voor industriële proceswarmte (met een veel hogere loadfactor) gemodelleerd, vergelijkbaar met de houtoven. De strotketel voor de verwarming van tuinbouwkassen is opnieuw gemodelleerd, waarbij is uitgegaan van de plaatsing van een aardgasgestookte hulpketel om de pieklast in de winter op te vangen. De loadfactor van de strotketel wordt hierdoor beduidend hoger.
2. Er treedt een overschot aan lage temperatuurwarmte op ten gevolge van de sterke uitbreiding van warmte/kracht-koppeling. Daarom zijn twee alternatieve opties voor warmte/kracht-koppeling gemodelleerd: een ISTIG met reheat (waarmee alleen elektriciteit gemodelleerd wordt) en een tweetal installaties waarbij de warmte op een hoger temperatuurniveau wordt afgetapt (industriële tegendrukturbine/STEg en industriële MCFC). Tevens is een 'backstop technologie' toegevoegd (elektriciteitsopwekking via stoomcyclus, vermogen 10-50 MW), die vooral bedoeld is om het grote potentieel aan biomassa in de blauwdruk duurzaam te kunnen verwerken.

Een zestal nieuwe opties zullen daarom worden toegevoegd:

1. strotketel voor industriële warmte,
2. elektriciteitsproductie m.b.v. een gasturbine met stoominjectie, intercooler (ISTIG) en reheat,
3. vergasser en bijstook in aardgasgestookte STEg voor stadsverwarming,
4. vergasser en MCFC brandstofcel,
5. vergasser en bijstook in aardgasgestookte tegendrukturbine/STEg,
6. conventionele houtcentrale met stoomcyclus.

De installaties en de MARKAL-invoer worden besproken in bijlage C. Ook aan de biomassa aanbodkant zijn wijzigingen aangebracht, die in de volgende twee paragrafen worden besproken. Figuur 5.1 geeft een overzicht van de nieuwe modelstructuur m.b.t. biomassa.

5.3 Beschikbaarheid en kosten van reststromen in Nederland

Een aantal biomassastromen komen vrij, die ook kunnen dienen als alternatief voor biomassa uit energieteelt. Hierbij kan onderscheid worden gemaakt tussen:

1. dunnings- en snoeihout
2. houtafval van houtzagerijen
3. stro
4. bermgras.

Daarnaast komt nog een aanzienlijke stroom oud hout vrij; deze wordt voorlopig buiten beschouwing gelaten. In tabel 5.1 is een overzicht gegeven van de vrijkomende hoeveelheden resthout en de benutting.

Tabel 5.1 *Bruikbare reststromen en benutting in 1990*
[8,9,10,11,12]

Type	Hoeveelheid		Gebruik [kt/jaar]	Opmerkingen
	[kt/jaar]	[PJ/jaar]		
Dunningshout	1.700	30	250	incl. snoeihout
Houtafval	500	8	200	
Stro	800	12	300	
Bermgras	500 ¹	4	-	

¹ Nat gewicht.

Een deel van de reststromen wordt momenteel al gebruikt; het betreft toepassingen als composteren (bodemverbeteraar), vermalen (spaanplaat), open haardhout etc.. Het gebruik van stro en bermgras als diervoeder is voor de toekomst verwaarloosd (immers problematisch i.v.m. de geringe voedingswaarde). De totale beschikbaarheid van resthout voor energietoepassingen wordt berekend door de hoeveelheden en het gebruik van elkaar af te trekken. Hierbij dient te worden aangetekend dat de hoeveelheid dunningshout uit bestaand bos in de komende eeuw sterk zal teruglopen i.v.m. de toenemende leeftijd van dit bos; in deze studie wordt verondersteld dat nieuwe bosaanplant (bosbeleidsplan) deze afname goed zal maken. Tabel 5.2 geeft een overzicht van beschikbare hoeveelheid biomassa en kosten. Hierbij zijn de royalties voor alle biomassastromen op nul gesteld; de kosten omvatten enkel de kosten voor het beschikbaar maken van deze biomassa (transport uit bos voor dunningshout, drogen aan de buitenlucht, transport naar gebruiker). Hierbij dient te worden aangetekend dat deze gegevens op dit terrein een aanzienlijke spreiding vertonen.

Tabel 5.2 *Beschikbaarheid en kosten van resthout en -stro*
(t/m transport naar gebruiker)

Type	Hoeveelheid		Kosten	
	[kt/jaar]	[PJ/jaar]	[f/t]	[f/GJ]
Dunningshout	1.450	24	150	10
Houtafval	300	5	100	6
Stro	500	8	75	5
Bermgras	500	4	50	6

Op grond van deze analyse worden twee stromen resthout (dunningshout resp. houtafval) en een stroom reststro (stro + bermgras, 12 PJ/jaar) gedefinieerd.

5.4 Houtimport uit Litouwen vs. elektriciteitsimport uit Litouwen

Het landoppervlak in Nederland is beperkt, terwijl de loonkosten hoog zijn. In Oost-Europa zijn de loonkosten momenteel laag, terwijl de bevolkingsdichtheid in het algemeen lager ligt. Biomassateelt zal daardoor goedkoper zijn, terwijl het potentieel veel groter is. Het is echter de vraag of het dure transport opweegt tegen de lagere produktiekosten. Transport aan een lokatie dicht bij zee verdient daarom waarschijnlijk de voorkeur (zeetransport is aanzienlijk goedkoper dan transport over de weg of per spoor). De Baltische staten (Estland, Letland, Litouwen) voldoen aan deze voorwaarde. De noordelijke ligging kan de groei van biomassa echter sterk beperken. Daarom is de optie van energieteelt in het zuidelijkste van de drie landen nader geanalyseerd, namelijk Litouwen. Twee varianten zijn onderzocht:

1. houtteelt in Litouwen, houttransport via zee;
2. houtteelt in Litouwen, elektriciteitsopwekking aldaar, elektriciteitstransport naar Nederland.

Litouwen heeft een relatief lage bevolkingsdichtheid (58 inwoners/km²) en een relatief groot bosoppervlak, dat momenteel nog nauwelijks voor energieopwekking wordt gebruikt. De totale produktie van turf en biomassa voor energiedoeleinden bedroeg in 1990 ca. 25 PJ [13]. Het land streeft naar een export van elektriciteit via aansluiting aan het West-Europese (UCPTE-net. Wellicht is gebruik van biomassa voor elektriciteitsopwekking in Litouwen zelf een aantrekkelijkere optie, gezien het internationale bezwaar tegen de twee 1500 MWe nucleaire reactoren van Russische makelij die momenteel het grootste deel van de elektriciteit produceren.

De grootste onzekere factor in de beoordeling is de loonontwikkeling in Oost-Europa. Ten eerste speelt het verschil tussen officiële lonen en schaduwlonen in deze regio een belangrijke rol (zie paragraaf 2.1). Verder zullen de lonen bij een snelle economische ontwikkeling snel stijgen. In deze berekeningen is uitgegaan van een relatief laag loonniveau van 5 gulden per uur. Naar verwachting zal dit loon zich de komende decennia aan een West-Europees niveau aanpassen, het tempo waarin dit zal gebeuren is echter onzeker. Het lage loonniveau in de berekeningen wordt gecompens-

seerd door relatief conservatieve aannames m.b.t. de opbrengsten (zie verderop in deze paragraaf).

Het doel van deze analyse is na te gaan of productie van biomassa dan wel elektriciteit voor de Nederlandse markt loont, en om na te gaan wat de invloed is van CO₂-reductie op deze afweging. Tabel 5.3 geeft de uitgangspunten voor beide varianten weer. Bij de kostprijsberekeningen is gebruik gemaakt van de methode voor populier uit bijlage F van de Novem-studie [3]. Een belangrijke variabele is de opbrengst per hectare. Voor Zuid-Zweden worden in de wilgenteelt vergelijkbare opbrengsten als in Nederland gehaald. Dit zou in Litouwen vanwege dezelfde noordelijke ligging dus wellicht ook mogelijk zijn. De natuurlijke vegetatie in Litouwen bestaat uit het zuidelijke type gemengd bos; loofbomen kunnen dus geteelt worden [14]. De opbrengst in Litouwen zal echter vanwege de oostelijkere ligging (landklimaat) waarschijnlijk lager zijn dan in Nederland. Ook de bodemstructuur en de hoeveelheid neerslag zijn waarschijnlijk minder optimaal. Voor de noordelijkere omgeving van Sint Petersburg worden opbrengsten van 3 tot 8 ton per hectare gemeld voor natuurlijke bossen. In de berekeningen is uitgegaan van 9 t/ha, een opbrengst die 40% lager ligt dan de opbrengsten die worden aangenomen voor Nederland. Dit moet gezien worden als een conservatieve schatting. Tegenover deze lagere opbrengsten staan de veel lagere loonkosten en pachtprizen. Dit heeft grote invloed op de kosten per GJ; figuur 5.2 geeft de invloed weer van pachtprizen en loonkosten (bij constante opbrengsten). De houtprijs zal daardoor per saldo lager liggen dan in Nederland. Uit figuur 5.2 kan afgeleid worden dat de produktiekosten bij een loonniveau van f 5 per uur en een pachtprijs van f 100 per hectare bij constante opbrengst f 3,9 per GJ bedragen. In de berekeningen wordt uitgegaan van een opbrengst die 40% lager ligt, hetgeen resulteert in een kostprijs van f $3,9/0,6 = f$ 6,5 per GJ. De kosten voor het elektriciteitstransport kunnen berekend worden via de annuïteitenformule:

$$k = \frac{1}{31,54} \cdot \frac{\left(\frac{a}{1-(1+a)^{-n}}\right) \cdot I + FIX}{A}$$

met:

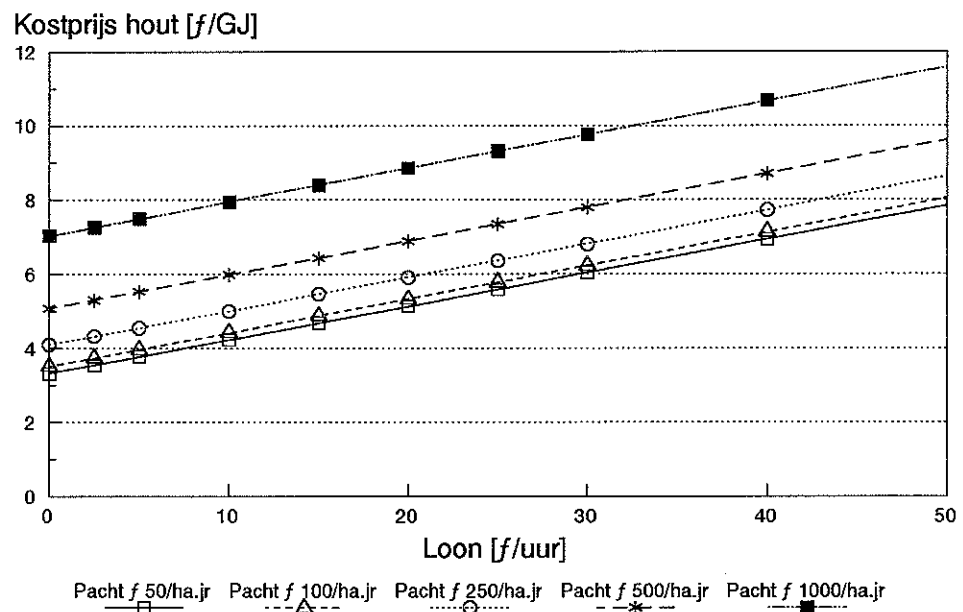
k	= kosten transport	[f/GJe]
a	= rentevoet = 0,05	
n	= levensduur van de leiding	[jaar]
I	= investering	[f/kWe]
FIX	= vaste kosten	[f/kWe.jaar]
A	= availability factor	[-]
31,54	= omrekening kWe naar GJe	[GJe/kWe]

In de berekeningen is aangenomen dat de leveringen zo substantieel zijn dat een nieuwe leiding moet worden aangelegd.

Tabel 5.3 *Uitgangspunten voor hout of elektriciteit uit Litouwen [15,16,17]*

Type	Eenheid	Litouwen	Nederland
Pachtprijs	[f/ha.jaar]	100	500
Loonkosten	[f/uur]	5	31
Opbrengst	[t/ha.jaar]	9	15
Afstand elektriciteitsleiding	[km]	1500	
Afstand zee	[km]	2000	
Kosten zeetransport ¹	[f/t]	10	
Investering elektriciteitsleiding	[f/kWe]	1125	
Vaste kosten elektriciteitsleiding	[f/kWe.jaar]	17,2	
Verliezen leiding/trafo	[%]	3,4	
Availability leiding	[-]	0,9	
Levensduur leiding	[jaar]	40	
Kosten hout	[f/GJ hout]	6,50	7,83
Kosten elektriciteitstransport	[f/GJe]	3,0	
Kosten zeetransport	[f/GJ hout]	0,65	

¹ Transport luchtdroog hout.



Figuur 5.2 *Kostprijs hout bij variërende pachtprizen en loonkosten bij constante opbrengst (afgeleid uit [3])*

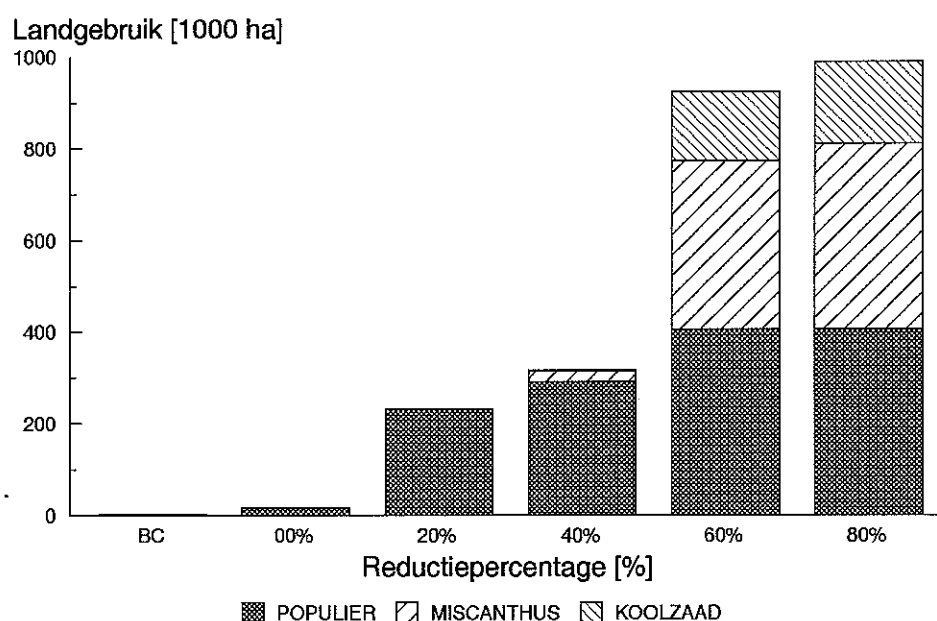
De transportkosten per GJ zijn hoger dan voor kolen vanwege de lagere energie-inhoud per ton materiaal en vanwege het hogere watergehalte van hout. Waarschijnlijk zijn de laad- en loskosten bepalend voor de transportkosten. De transportkosten uit tabel 5.3 hebben betrekking op bulktransport en zijn afgeleid uit de transportkosten voor kolen [18]. Het energieverbruik voor zeetransport wordt geschat op 0,3 MJ per ton.km, dus 0,6 GJ per ton hout bij een afstand van 2000 km.

6. RESULTATEN BIJ NIEUWE INVOER

De bespreking van de resultaten is gesplitst naar de blauwdruk duurzaam in de SYRENE-pilotstudie en de blauwdruk duurzaam in de SYRENE-integratiestudie. Centraal staat daarbij de aantrekkelijkheid van conversieroutes. De invloed van CO₂-reductie op de aantrekkelijkheid van technieken en de verschillen met de eerdere resultaten uit de SYRENE-pilotstudie worden besproken. Tevens wordt een beeld geschetst van de concurrerende technieken en wordt ingegaan op de gevoeligheid van de aantrekkelijkheid van biomassaconversie voor de kosten van de vergasser en voor de kosten van biomassa.

6.1 De SYRENE-pilotstudie met uitgebreide invoer

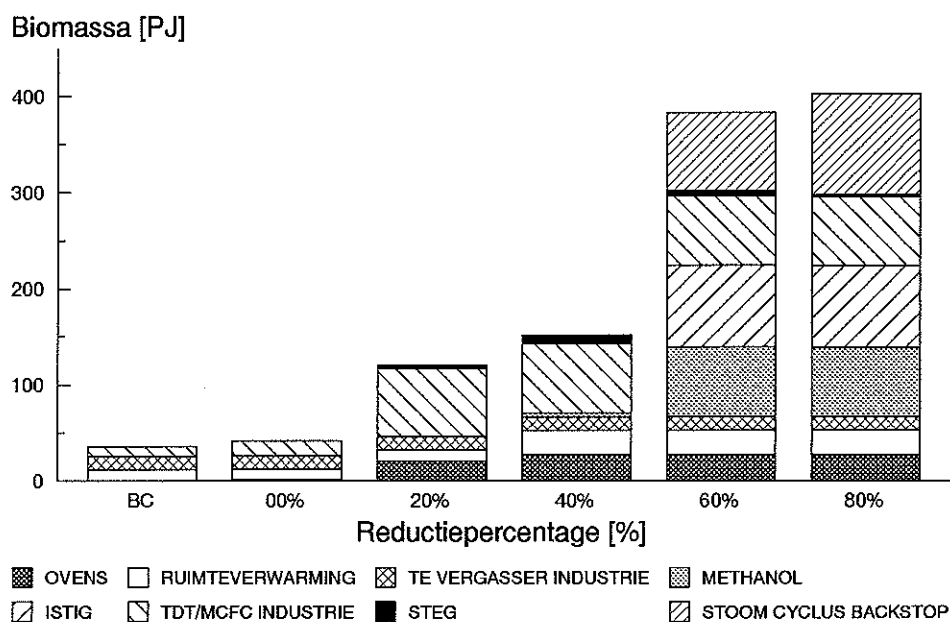
Figuur 6.1 toont het landgebruik voor energieteelt in de blauwdruk duurzaam in de nieuwe berekeningen. Het verschil met eerdere berekeningen is dat energieteelt in de nieuwe berekeningen in 2030 pas bij 20% CO₂-reductie wordt toegepast. Dit hangt samen met de beschikbaarheid van resthout en de import van hout, die in eerdere berekeningen niet is meegenomen. Het is rendabeler resthout, stro of bermgras te gebruiken of hout te importeren dan energiegewassen te telen. Dit volgt uit figuur 6.2 waarin te zien is dat biomassaconversietechnieken reeds in de base-case worden toegepast.



Figuur 6.1 Landgebruik voor de productie van biomassa in de blauwdruk duurzaam in 2030

Figuur 6.2 laat zien dat de warmtemarkt bij beperkte CO₂-reductie reeds aantrekkelijk is. Ruimteverwarming (kassen) wordt reeds in de base-case toegepast. Warmte/kracht-koppeling voor zowel kleine bedrijven (TE vergasser) als grote bedrijven (bijstook in STEG voor proceswarmte) lijkt aan-

trekkelijk. Bij hogere CO₂-reductiepercentages worden achtereenvolgens dat de STEG voor stadsverwarming en de methanolproductie aantrekkelijk. Vanaf 60% CO₂-reductie wordt ook de ISTIG met reheat toegepast. Vanwege de limieten die aan de capaciteiten van de technieken zijn opgelegd komt ook de backstop technologie in de oplossing om zoveel mogelijk CO₂-vrije biomassa toe te kunnen passen. De toepassing van de STEG neemt in de 60% case weer af; dit hangt samen met de eis dat maximaal 25% biomassa kan worden bijgestookt in aardgasgestookte STEG-centrales (zie bijlage B). Het gevolg is dat deze centrales wel nog CO₂ uitstoten, waardoor andere toepassingen van biomassa (ISTIG, stoomcyclus) interessanter worden ondanks de lagere totale efficiency.

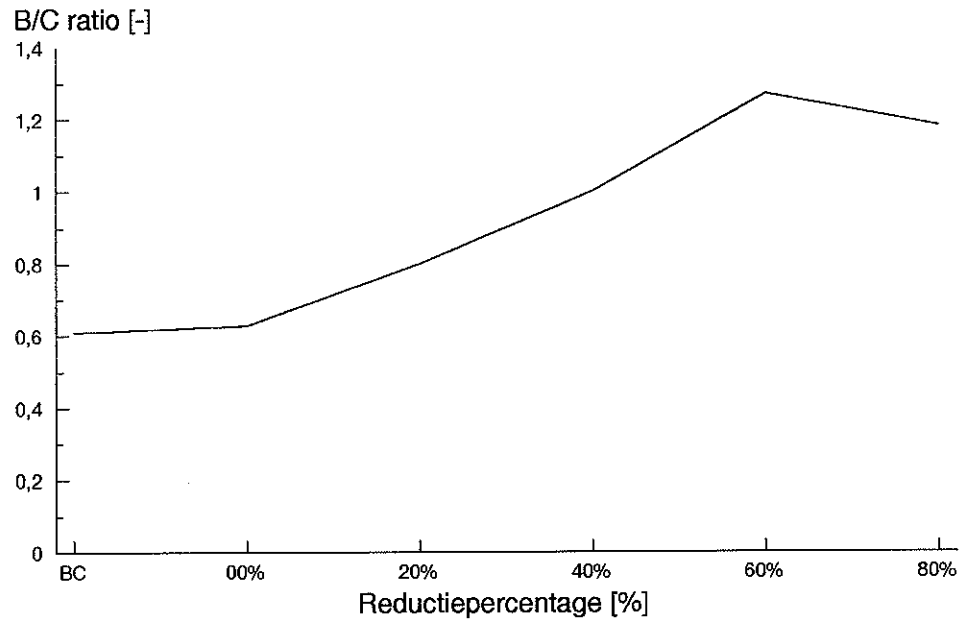


Figuur 6.2 Toepassing van biomassa in de blauwdruk duurzaam in 2030 (exclusief koolzaad)

De import van hout vs. de import van elektriciteit

De import van biomassa blijkt al in de base-case interessant te zijn; bij hogere CO₂-reductiepercentages treedt echter een verschuiving op van de import van hout naar de import van elektriciteit, geproduceerd uit hout. Dit is te zien in figuur 6.3: de import van elektriciteit wordt bij meer dan 40% CO₂-reductie in 2030 kosteneffectief ($B/C \geq 1$).

Deze verschuiving is waarschijnlijk te verklaren doordat de inzet van hout in toepassingen met een hoog rendement gelimiteerd is. Het hout wordt bij lagere reductiepercentages geïmporteerd en hier ingezet voor warmtelevering, al dan niet gekoppeld aan elektriciteitsproductie. Bij hoge CO₂-reductiepercentages worden efficiënte technieken volledig ingezet, en wordt biomassa omgezet via de minder efficiënte stoomcyclus. De afweging is dan tussen de houtimport en elektriciteitsopwekking in Nederland via de stoomcyclus (met een laag rendement) dan wel import van (meer, maar wel dure) elektriciteit uit de ISTIG in Litouwen. Blijkbaar weegt de extra CO₂-vrije elektriciteit op tegen de extra kosten.



Figuur 6.3 *De benefit/cost-ratio voor import van elektriciteit uit Litouwen in 2030 in de blauwdruk duurzaam*

Uit deze analyse kan geconcludeerd worden dat de import van hout de voorkeur verdient boven de import van elektriciteit. Enkel bij zeer stringente CO₂-emissiereductiedoelstellingen, waarin knelpunten optreden ten gevolge van de beperkingen in de conversiecapaciteit met hoog rendement, kan de import van elektriciteit aantrekkelijker worden.

Concurrerende opties

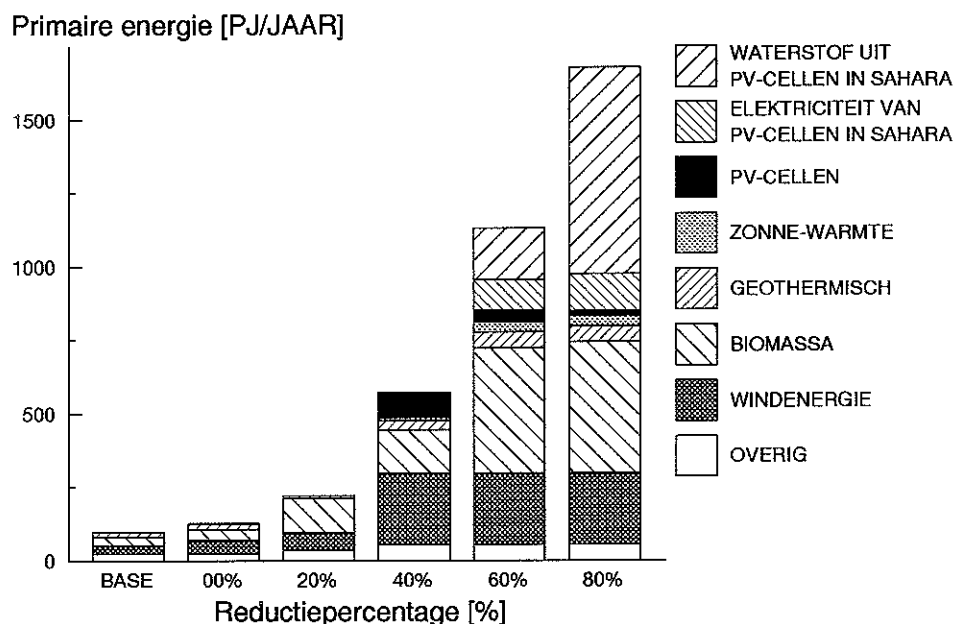
Uit beleidsoogpunt worden duurzame opties voor energieproductie vaak samen beschouwd. Indien er een doelstelling voor duurzame energie wordt geformuleerd is het interessant om de concurrentie van verschillende duurzame opties te bekijken. Deze analyse is uitgevoerd voor de blauwdruk duurzaam. Tabel 6.1 geeft een overzicht van de benefit/cost-ratio's voor alle duurzame opties (afvalverbranding en stortgas zijn buiten beschouwing gelaten). De analyse heeft betrekking op de base-case en de 60% reductiecase. De resultaten laten zien dat in de base-case reeds bepaalde opties aantrekkelijk zijn (bepaalde windturbines en de import van waterkracht). De aantrekkelijkheid van windturbines neemt sterk toe met CO₂-reductie. Ook de zonne-oven wordt aantrekkelijker. PV en aardwarmte worden bij CO₂-reductie geïntroduceerd. Al deze resultaten hangen natuurlijk ook af van de invoer voor en de performance van niet-duurzame opties. In bijlage D wordt ter illustratie de concurrentie in de markt voor ruimteverwarming en in de markt voor kleine proceswarmte nader geanalyseerd.

Tabel 6.1 *Concurrerende duurzame opties blauwdruk duurzaam 2030*

Techniek	B/C-ratio base-case	B/C-ratio -60% CO ₂
<i>Elektriciteit</i>		
DC kabel Noorwegen	1,00	1,00
PV-cellen	0,70	1,00
PV-cellen Sahara	0,50	2,21
Waterkracht Noorwegen	1,11	3,13
Waterstof Sahara	<<1	1,00
Windturbine onshore class 8	1,27	4,04
Windturbine onshore class 9,5	1,10	3,47
Windturbine onshore class 11	0,91	2,97
Windturbine offshore	0,70	2,27
ISTIG	0,52	1,30
TE-vergasser	1,00	1,00
Tegendrukturbine/STEG	1,00	2,21
STEG	0,94	1,00
MCFC	0,80	1,97
<i>Warmte</i>		
Aardwarmte	1,00	1,00
Aardwarmte diep	0,60	0,60
Zonne-oven	0,64	1,49
Houtoven industrie	0,88	2,49
Houtkachel	0,91	1,36
Methanolvergasser	0,60	2,26
Stro-oven industrie	0,88	3,11
Stroketel kassen	1,04	1,41

Voor de B/C-ratio's uit tabel 6.1 geldt wat reeds in paragraaf 2.2 gemeld is: de vergelijking van B/C-ratio's van verschillende technieken is niet zondermeer mogelijk, omdat deze technieken in verschillende markten concurreren. In tabel 6.1 is al een opdeling gemaakt in technieken die in de warmte- dan wel elektriciteitsmarkt concurreren; eigenlijk is een nog verdere indeling noodzakelijk omdat zowel de warmte- als de elektriciteitsmarkt uit een aantal delen bestaat (bijvoorbeeld proceswarmte, stoom, ruimteverwarming etc.). Voor de technieken van tabel 6.1 geldt dus niet dat een techniek met een twee maal zo grote B/C-ratio twee maal zo aantrekkelijk is.

Figuur 6.4 geeft een overzicht van de inzet van duurzame bronnen bij stijgende CO₂-reductie. Er wordt maximaal 410 PJ biomassa ingezet, meer dan wind en PV in Nederland samen. Deze resultaten wijken verder nauwelijks af van de resultaten voor de eerdere berekeningen [2].



Figuur 6.4 De bijdrage van duurzame technieken in de blauwdruk duurzaam bij stijgende CO₂-reductiepercentages

Gevoeligheidsanalyse voor de kosten van de vergasser en de prijs van biomassa

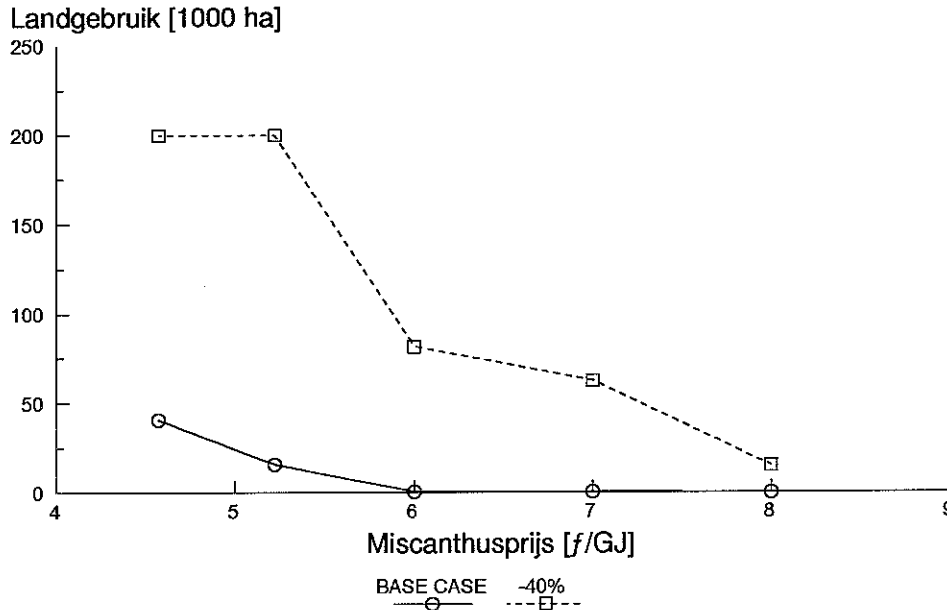
In paragraaf 4.2 bleek dat de kapitaalslasten en de prijs van biomassa bepalende factoren zijn voor de aantrekkelijkheid van biomassa. Tevens bleek dat bij hogere reductiepercentages de kosten van ondergeschikt belang zijn. Om de invloed van de kapitaalslasten en biomassaprijzen bij lagere reductiepercentages te onderzoeken is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd, waarbij de kosten voor de vergasser en de kostenprijs van biomassa gevarieerd zijn.

De kosten van de vergasser

De kosten van de vergasser in de berekeningen die eerder besproken zijn ligt op f 2200 per kWe, indien de elektriciteitsproductie die op de vergasser volgt een rendement heeft van 50% (zie bijlage C, tabel C.12). De kosten voor een vergasser zijn echter onzeker, vooral omdat op dit moment nog niet duidelijk is welke vergassingstechniek toegepast zal worden. Daarom zijn de kosten van de vergasser gevarieerd tussen f 1500 per kWe en f 4000 per kWe (op basis van 50% rendement voor de daarop volgende conversiestap). De resultaten van deze gevoeligheidsanalyse zijn weergegeven in bijlage E. Het blijkt dat de invloed van de kosten van de vergasser klein is. De toepassing van de industriële STEG wordt in plaats van in de base-case pas in de 20% reductiecase interessant. Vanaf 60% CO₂-reductie spelen de kosten van de vergasser echter geen enkele rol meer. Het verschil tussen wel dan niet toepassen van de industriële STEG met bijstook van biomassa ligt in de base-case tussen f 2200 en f 4000 per kWe voor de vergasser; lagere kosten dan f 2200 blijken niet tot introductie van nieuwe technieken te leiden.

De kosten van biomassa

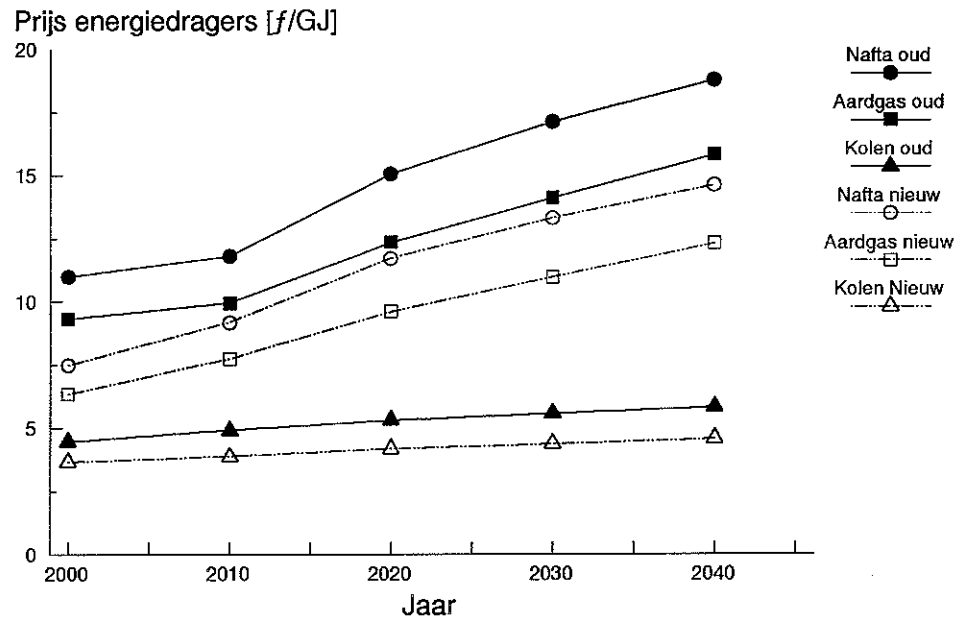
De kosten van de miscanthusteelt zijn gevarieerd om een indruk te krijgen van de gevoeligheid voor deze variabele. De resultaten van deze gevoeligheidsanalyse zijn weergegeven in figuur 6.5. Het blijkt dat de prijs van biomassa inderdaad van belang is, zoals uit de analyse uit hoofdstuk 4 ook al bleek. Indien de prijs van miscanthus onder de 6 gulden per GJ ligt, wordt miscanthusteelt al in de base-case interessant (toepassing voor industriële warmte/kracht-koppeling). Indien de prijs echter boven 8 gulden per GJ ligt wordt ook bij 40% CO₂-reductie nog maar weinig miscanthus geteelt.



Figuur 6.5 De invloed van de miscanthusprijs op het bebouwde oppervlak (2030)

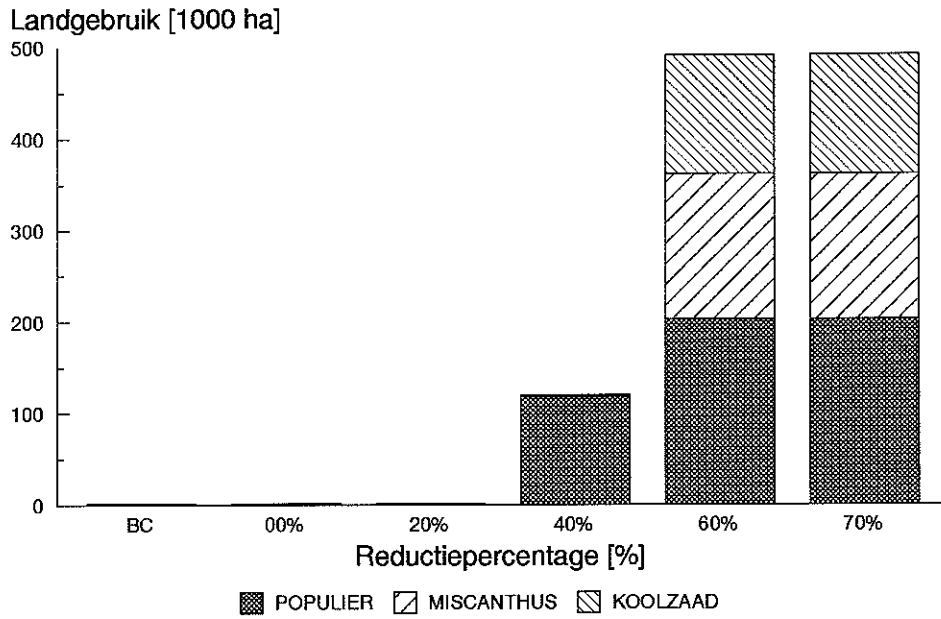
6.2 De SYRENE-integratiestudie met uitgebreide invoer

Dezelfde technieken die in de vorige paragraaf beschreven zijn, zijn ook ingebracht in de nieuwe berekeningen voor de SYRENE-integratiestudie. In deze berekeningen is het gehele MARKAL-energiemodel ingrijpend gewijzigd en is de invoer op grond van nieuwe inzichten aangepast en uitgebreid [5]. Een van de belangrijkste wijzigingen is dat de brandstofprijspaden naar beneden zijn bijgesteld. Figuur 6.6 geeft een overzicht van de oude en de nieuwe prijspaden van een aantal brandstoffen. Deze wijziging heeft negatieve invloed op de aantrekkelijkheid van energieteelt, vooral in de cases met lage marginale CO₂-reductiekosten (gebruik van biomassa wordt immers minder aantrekkelijk ten opzichte van het gebruik van fossiele brandstoffen).

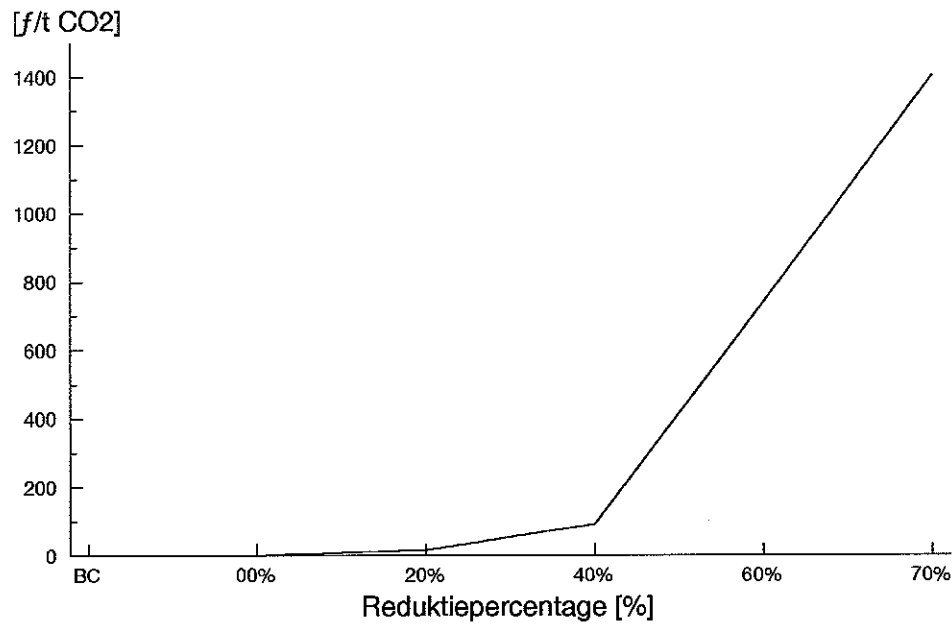


Figuur 6.6 Oude en nieuwe brandstofprijspaden

Met dit model zijn nieuwe berekeningen uitgevoerd, waarbij het bebouwbare oppervlak per gewas gelimiteerd is op 200.000 ha, en het totale bebouwbare oppervlak maximaal 500.000 ha bedraagt. Figuur 6.7 geeft een overzicht van de biomassa-teelt in deze nieuwe berekeningen. Het bebouwde oppervlak blijft tot 40% reductie achter ten opzichte van de eerdere berekeningen, bij hogere reductiepercentages wordt wel het volledige oppervlak gebruikt. In de base-case spelen de lagere brandstofprijspaden een belangrijke rol. Bij CO₂-reductie geldt dat reductiedoelstellingen beneden 70% CO₂-reductie kunnen worden gehaald tegen lagere kosten dan in de eerdere berekeningen (vergelijking figuur 6.8 en 4.5), wat tot gevolg heeft dat relatief dure biomassa-opties pas bij hogere reductiepercentages worden gekozen. De lagere marginale reductiekosten worden veroorzaakt doordat enerzijds de baseline CO₂-emissie lager ligt waardoor minder CO₂ hoeft te worden gereduceerd bij een bepaald reductiepercentage, anderzijds doordat veel meer (goedkopere) opties voor CO₂-reductie aan het model zijn toegevoegd. In de nieuwe berekeningen is slechts 70% CO₂-reductie haalbaar, omdat voor de import van CO₂-vrije energie uit Sahara-PV een maximale bound is toegevoegd (dit was de backstop-technologie in eerdere berekeningen). Opvallend is ook dat het oppervlak miscanthus niet maximaal wordt ingezet. Blijkbaar zijn bepaalde dure elektriciteits- en warmte-opties vanuit miscanthus minder aantrekkelijk als de productie van transportbrandstoffen.



Figuur 6.7 Landgebruik voor de produktie van biomassa in de SYRENE-integratiestudie berekeningen in 2030

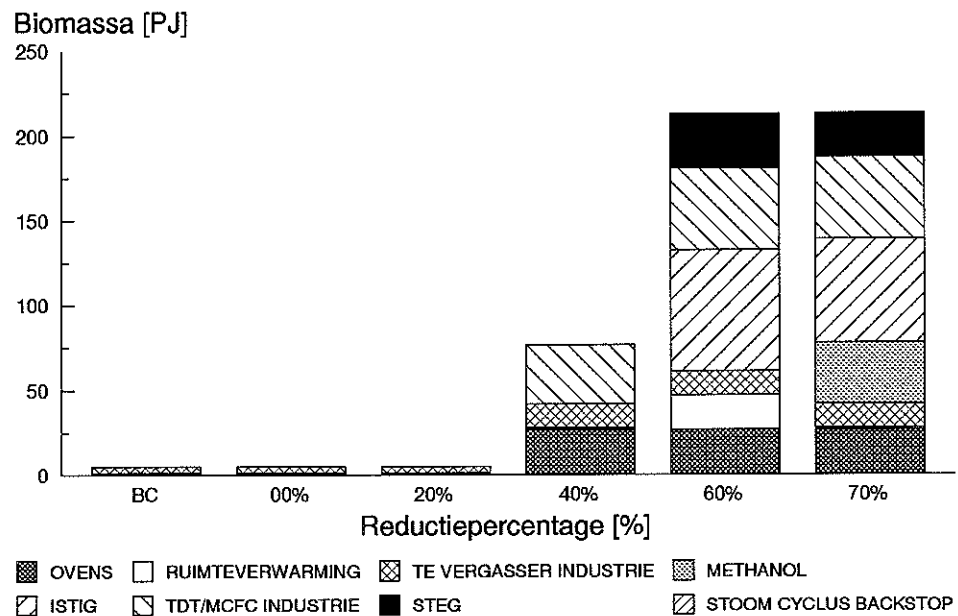


Figuur 6.8 Marginale kosten CO₂-reductie (SYRENE-integratiestudie blauwdruk duurzaam 2030)

Figuur 6.9 laat de toepassing van biomassa zien bij toenemende CO₂-reductie. Ook hier geldt dat er sprake is van een duidelijke reductie ten opzichte van de eerdere berekeningen (vergelijk figuur 6.2 en 6.9). De volgende verschillen treden op:

- de introductie van hout- en stro-ovens is uitgesteld van 20% naar 40%,
- ruimteverwarming treedt alleen nog bij 60% reductie op,
- de introductie van methanol verschuift van 60% naar 70%,
- de ISTIG blijft interessant vanaf 60%,
- de industriële TDT/MCFC is uitgesteld van de base-case naar 40%,
- de introductie van de STEG verschuift van 40% naar 60%, maar deze optie wordt wel breder ingezet,
- de backstop stoomcyclus komt niet meer voor.

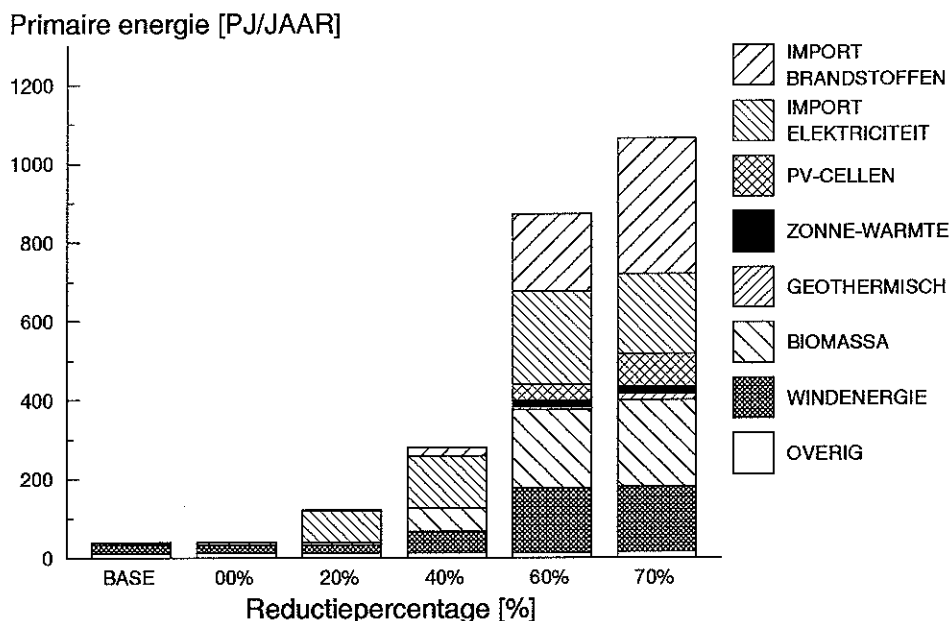
De vertraagde introductie van nieuwe technieken is te verklaren door de lagere marginale CO₂-reductiekosten. Het verdwijnen van de stoomcyclus wordt veroorzaakt door het kleinere beschikbare landoppervlak (inzet backstop is niet nodig om de beschikbare biomassa te verwerken). De andere wijzigingen worden veroorzaakt door de grote veranderingen in de rest van het model. Zo is een groot aantal opties voor ruimteverwarming toegevoegd en is de hele industriële sector opnieuw gemodelleerd, waardoor opties in deze richtingen minder aantrekkelijk worden. De relatieve aantrekkelijkheid van de STEG en de ISTIG nemen hierdoor toe.



Figuur 6.9 Toepassing van biomassa in de SYRENE-integratiestudie berekeningen (blauwdruk duurzaam 2030, exclusief koolzaad)

Figuur 6.10 geeft een overzicht van de inzet van duurzame bronnen bij oplopende CO₂-reductiedoelstellingen. De totale inzet van duurzame bronnen is bij alle reductiepercentages lager dan in eerdere berekeningen. In de situatie zonder CO₂-reductie wordt dit veroorzaakt door de lagere brandstofprijzen, bij toenemende reductie spelen de lagere marginale kosten voor CO₂-reductie een bepalende rol (figuur 6.8). Ook de nieuwe upperbounds voor energieteelt en import Sahara PV spelen hierbij een rol. De import van

elektriciteit uit duurzame bronnen (wind, waterkracht, zon) en de import van duurzame brandstoffen (methanol, hout) blijken al snel aantrekkelijk te worden.



Figuur 6.10 De bijdrage van duurzame technieken in de SYRENE-integratiestudie berekeningen bij stijgende CO₂-reductiepercentages (blauwdruk duurzaam)

In bijlage F is een overzicht gegeven van de B/C-ratio in de base-case en bij 60% CO₂-reductie. Ook voor deze tabel geldt dat de cijfers van verschillende soorten technieken niet zonder meer mogen worden vergeleken. Wel geven de cijfers een indicatie van de aantrekkelijkheid van een bepaalde techniek onder de gegeven systeemcondities. Biomassa blijkt een middenpositie in te nemen tussen wind- en zonne-energie, waarbij een aantal technieken (houtoven, MCFC, TDT/STEG) er positief uitspringen. In bijlage G is een analyse gemaakt van de maximale kosten voor de vergasser bij verschillende biomassaprijzen, indien de prijs van elektriciteit gelijk is aan die voor verschillende types windturbines. Uit deze analyse blijkt dat energie-teelt en vergassing/elektriciteitsproductie kan concurreren met de 2 MW windturbines op zee.

6.3 Vergelijking van de resultaten voor de verschillende scenario's

Een drietal berekeningen zijn in de vorige paragrafen besproken:

1. blauwdruk duurzaam uit de eerdere rapportage (SYRENE-pilotstudie, hoofdstuk 4);
2. blauwdruk duurzaam met nieuwe invoer voor biomassa (SYRENE-pilotstudie met uitgebreide invoer, paragraaf 6.1);
3. blauwdruk duurzaam met nieuwe invoer voor biomassa (SYRENE-integratiestudie, paragraaf 6.2).

De vergelijking van de resultaten van 1 en 2 geeft inzicht in de invloed van de invoerparameters op de resultaten. De vergelijking van de resultaten van 2 en 3 geeft inzicht in de invloed van de scenariokenmerken en van andere technieken in het energiesysteem op de resultaten.

De vergelijking van 1 (hoofdstuk 4 en [2]) en 2 (figuur 6.1, 6.2 en 6.4) laat zien dat:

- De introductie van energiegewassen wordt uitgesteld van de base-case naar de 0% reductiecase. Dit komt doordat reststromen voor biomassa zijn toegevoegd. Blijkbaar is er slechts een beperkt potentieel voor kosteneffectieve toepassingen in de situatie zonder CO₂-reductie.
- De volgorde van introductie van energiegewassen (eerste hout, vervolgens miscanthus en koolzaad) blijft dezelfde.
- De houtoven komt niet meer voor in de base-case. De TE-vergasser blijft in 2 interessant, de strotetel en de industriële tegendrukturbine komen in 2 wel in de base-case voor. Dat de strotetel wel voorkomt hangt samen met de beduidend hogere availability factor (strotetel alleen voor basislast). De STEG is veel minder prominent bij CO₂-reductie vanwege de additionele toepassingsmogelijkheden voor biomassa (warmte/krachtkoppeling industrie). De ISTIG en de stoomturbine zijn pas bij hoge reductiepercentages (>40%) interessant.
- De toevoeging van de resthoutstromen, de import van biomassa uit Litouwen en de hogere conversierendementen voor biomassa drukken de PV-cellen bij hoge reductiepercentages (>40%) uit de oplossing.

De vergelijking van 2 (figuur 6.1, 6.2 en 6.4) en 3 (figuur 6.7, 6.8 en 6.9) laat zien dat:

- De introductie van biomassa verschuift naar hogere reductiepercentages ten gevolge van de lagere kosten van fossiele brandstoffen en de lagere marginale CO₂-reductiekosten.
- Ovens en industriële warmte/krachtkoppeling worden als eerste conversieroutes voor biomassa geïntroduceerd.
- De ruimteverwarmingsopties worden niet meer toegepast.
- De STEG wordt boven 40% CO₂-reductie toegepast.
- Er wordt veel meer elektriciteit en duurzame brandstoffen (waterstof, methanol) geïmporteerd bij lagere marginale CO₂-reductiekosten (reeds bij f 100/t CO₂) vanwege nieuwe opties die aan het model zijn toegevoegd.
- Ook de introductie van geothermische energie, zonnearmte en PV verschuift naar CO₂-reductiepercentages boven 40% door de lagere marginale reductiekosten en de extra mogelijkheden voor CO₂-reductie. Alleen windenergie lijkt weinig last te hebben van deze veranderingen.

Voor biomassa leidt dit tot de volgende conclusies:

- De productie van industriële warmte en industriële warmte/krachtkoppeling lijken het meest aantrekkelijk. Dit wordt veroorzaakt door de hoge load-factoren in deze toepassingen, waardoor de relatief hoge kapitaalslasten van biomassaconversietechnieken minder belangrijk worden.
- Het gebruik van biomassa voor ruimteverwarming lijkt niet aantrekkelijk vanwege het grote aantal goedkopere concurrerende opties op dit terrein.

- Bij hogere reductiepercentages worden ook de elektriciteitsproductie met ISTIG en STEG aantrekkelijk.
- Gebruik van reststromen en import van hout wordt eerder aantrekkelijk dan teelt van energiegewassen.

7. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

In de paragrafen 4.5, 5.2 en 6.3 zijn conclusies getrokken, die in dit hoofdstuk worden samengevat. Op grond van deze conclusies kunnen een aantal aanbevelingen worden gedaan met betrekking tot verder onderzoek op het gebied van biomassateelt en -conversie.

Op grond van hoofdstuk 4 (analyse resultaten SYRENE-pilotstudie) kan worden geconcludeerd dat:

- De kosten van biomassa, de kapitaalslasten voor conversietechnieken, de efficiency van de omzetting en de load-factoren van de conversietechnieken zijn bepalend voor de aantrekkelijkheid van energie uit biomassa (paragraaf 4.2).
- De produktie van warmte en elektriciteit lijkt aantrekkelijker dan de produktie van transportbrandstoffen (paragraaf 4.2).
- In de situatie met lage marginale CO₂-reductiekosten (< f 50-100/t CO₂) is het belangrijk de kosten te minimaliseren. Bij hogere reductiekosten geven de sterk stijgende baten de doorslag (paragraaf 4.3).
- Indien de beschikbare hoeveelheid biomassa beperkt is lijkt kleinschalige industriële vergassing (<1 MW) en opwekking van proceswarmte het meest aantrekkelijk. Bij ruimere beschikbaarheid wordt elektriciteitsopwekking aantrekkelijk; bij hoge marginale CO₂-reductiekosten (> f 800/t CO₂) wordt de produktie van methanol aantrekkelijk (paragraaf 4.4).

Op grond van hoofdstuk 6 (analyse resultaten SYRENE-pilotstudie met uitgebreide invoer voor biomassa, paragraaf 6.1) kan worden geconcludeerd dat:

- Toepassing voor industriële warmte dan wel industriële warmte/krachtkoppeling is aantrekkelijk vanwege de hoge load-factoren bij deze toepassingen, waardoor de invloed van de hoge kapitaalslasten van biomassaconversie geminimaliseerd wordt. De STEG voor stadsverwarming kan deze voordelen niet bieden.
- Gebruik van reststromen en import van biomassa lijkt op korte termijn kosteneffectiever dan teelt van energiegewassen in Nederland.
- De kosten van de vergasser hebben relatief weinig invloed op de aantrekkelijkheid van vergassingsroutes.
- De prijs van miscanthus moet beneden f 6 per GJ dalen om kosteneffectieve energieteelt in 2030 mogelijk te maken in de situatie zonder CO₂-reductiebeleid.
- Import van Oost-Europese biomassa verdient de voorkeur boven elektriciteitsopwekking aldaar en import van deze elektriciteit.

Op grond van hoofdstuk 6 (analyse resultaten integratiestudie SYRENE met uitgebreide invoer voor biomassa, paragraaf 6.2) kan worden geconcludeerd dat:

- Kleinschalige industriële warmte-opwekking en industriële warmte/krachtkoppeling (zowel kleinschalig als grootschalig) blijven de meest aantrekkelijke opties, terwijl de STEG en de ISTIG bij meer dan 40% CO₂-reductie geïntroduceerd worden. Methanolproduktie is vanaf 60% CO₂-reductie aantrekkelijk.

- Voor ruimteverwarming bestaan aantrekkelijkere opties dan biomassa (bijvoorbeeld isolatie en warmtepompen).
- De lagere base-case CO₂-emissie en de extra mogelijkheden voor CO₂-reductie leiden tot lagere marginale CO₂-reductiekosten bij reductiepercentages beneden 70%, hetgeen in de berekeningen minder energieteelt tot gevolg heeft.
- Windenergie lijkt commercieel aantrekkelijk, terwijl PV pas bij hoge CO₂-reductiedoelstellingen in beeld komt. Energieteelt neemt een middenpositie in. Deze optie is in de Nederlandse situatie duurder dan windenergie (windturbines op land), maar goedkoper dan PV en windturbines op zee. Energieteelt lijkt goedkoper dan 2 MW windturbines op zee. Indien de elektriciteitsprijs van deze turbines als richtlijn dient mag de vergasser (voor de STEG) bij een houtprijs van f 6 per GJ f 4100 per kWe kosten. Bij een houtprijs van f 9 per GJ mag de vergasser f 2900 per kWe kosten (bijlage G).

Aanbevelingen

- Toepassingen met hoge load-factoren verdienen de voorkeur; industriële installaties lijken daarom het meest geschikt (hoofdstuk 6).
- Warmte/kracht-koppeling en warmte-opwekking lijken aantrekkelijker dan zuivere elektriciteitsopwekking (hoofdstuk 6) omdat ze bij lagere CO₂-reductiedoelstellingen kosteneffectief worden.
- De prijs van miscanthus moet - uitgaande van de aannames uit de SYRENE-pilotstudie - beneden f 6 per GJ dalen om teelt aantrekkelijk te maken in de situatie zonder CO₂-reductiebeleid. De verhoging van de opbrengsten en/of de verlaging van de kosten van biomassateelt is dus een belangrijke voorwaarde om grootschalige introductie van energieteelt kosteneffectief te maken. Bij stijgende marginale CO₂-reductiekosten neemt de aantrekkelijkheid van energieteelt snel toe. Bij 40% CO₂-reductie (marginale reductiekosten f 350/t CO₂) is miscanthusteelt al bij een kostprijs van f 8 per GJ kosteneffectief (paragraaf 4.2, paragraaf 6.1). De kostprijs van biomassa is dus een kritische parameter in de situatie met lage marginale CO₂-reductiekosten, die daarom zo ver mogelijk dient te worden gereduceerd.
- Import van biomassa uit duurzame teelt verdient nader onderzoek. De kosteneffectiviteit van import hangt op langere termijn vooral af van de loonontwikkelingen in de landen waar de teelt plaatsvindt (paragraaf 5.4 en 6.1).

REFERENTIES

- [1] P.A. Okken et al.: *Drastische CO₂-reductie - hoe is het mogelijk*. ECN-C--92-066. Petten, januari 1993.
- [2] P.A. Okken et al.: *Kansrijke energietechnieken. Vier blauwdrukken voor een energiehuishouding met minimale emissies op lange termijn*. ECN-C--93-036. Petten, september 1993.
- [3] E.H. Lysen et al.: *The feasibility of biomass production for the Netherlands Energy Economy*. Utrecht, NOVEM, EWAB-9210, mei 1992.
- [4] S. Bos: *De CO₂-verdiensden van energiegewassen*. Stageverslag. IVEM, Groningen, september 1991.
- [5] J.R. Ybema et al.: *Integratiestudie SYRENE*. ECN-C--95-002 (in voorbereiding), ECN, Petten.
- [6] H. van Zeijts, E.B. Oosterveld, E.A. Timmerman: *Kan de landbouw schone energie leveren?* CLM rapp. nr. 156. Utrecht, augustus 1994.
- [7] E. van den Heuvel, H. Stassen, F. Feil: *Conversieroutes voor energiegewassen*. Enschede, BTG, mei 1994.
- [8] J. Sipkens: *Rondhout als energiedrager: 'Twee vliegen in een klap'*. Stichting Bos en Hout, Wageningen, januari 1994.
- [9] VROM: *Verwerking van resthout en oud hout in Nederland*. Publikatiereeks afvalstoffen nr. 1992/19, augustus 1992.
- [10] J. van Doorn: *Energie uit Nederlandse biomassa*. Paper gepresenteerd tijdens de 4^e Nederlandse zonne-energie conferentie, 1-2 april 1993 te Veldhoven. ECN-Rx-93-114. Petten, december 1993.
- [11] P.A. Okken et al.: *Houtkachels in Nederland*. ECN-C--92-021. Petten, april 1992.
- [12] K. Braber, K. Kwant, G. Smakman: *Energie uit afval populair*. Duurzame energie 12, 1993, pp. 14-15.
- [13] S. Rath-Nagel, J. Vilemas, V. Jankauskas: *Energieversorgung im Wandel in Mittel-Osteuropa: die Republik Litauen*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44, 10, 1994, pp. 640-647.
- [14] G.J. Nabuurs, G.M.J. Mohren: *Carbon fixation through forestation activities*. IBN-DLO nr. 93/4. Wageningen, maart 1993.
- [15] H.E. Dijk, H. Koetzier, F.J.M. de Mandt et al.: *Technische kentallen met betrekking tot de infrastructuur van de elektriciteitsvoorziening*. KEMA, juni 1994.
- [16] J.R. Ybema: mondelinge mededeling.
- [17] C. Daey Ouwens, E. Lysen: *Herbebossing ter compensatie van de emissies van kooldioxyde veroorzaakt door het gebruik van fossiele brandstoffen*. VROM publikatiereeks milieubeheer nr. 1990/12.
- [18] T. Kram et al.: *Koleninzetstudie (KIS)*. ECN-C-91-072. Petten, november 1991.

BIJLAGE A. KOSTEN/BATEN-ANALYSE VOOR BIOMASSA- CONVERSIETECHNIEKEN

Tabel A.1 *Kosten/baten-analyse voor STEG/populier (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ _{el}]	[f/unit]	[f/GJ _{el}]	[%]	Baten	[unit/GJ _{el}]	[f/unit]	[f/GJ _{el}]	[%]
Biomassa	2,3 t ²	8,8	20,3	45,5	Elektriciteit	1	29,8	28,1 ³	63
Investering ¹			12,5	27,9	Warmte	0,85	9,5	7,9 ³	18
Fixom			4,6	10,3	Pieklast elektrisch	2,44	3,36	7,7 ³	17
Varom			1,0	2,2	Pieklast warmte			0,8 ³	2
Transport elektriciteit	1,0	4,0	4,0	9,0					
Delivery	2,3	1,0	2,3	5,1					
Totaal			44,6	100	Totaal			44,5	100

¹ Load = 0,375; alleen in gebruik tijdens dag winter/lente/herfst.

² Gecorrigeerd voor extra houtinzet i.v.m. gelijktijdige warmtelevering (E(max)/E(gel)).

³ Gecorrigeerd voor transportverliezen; schaduwprizen hebben betrekking op geleverde elektriciteit en warmte (correctie = 0,944 voor elektriciteit en 0,98 voor warmte).

De opbrengsten zijn voor deze periode gelijk aan de kosten (B/C = 1). Vanwege de lage load-factor (37,5%) speelt de bijdrage aan de piekcapaciteit een belangrijke rol voor de baten. De elektriciteit blijkt het grootste deel van de opbrengst te vertegenwoordigen. Aan de kostenkant blijken de biomassa en de investeringskosten bepalend te zijn. De hoge efficiency (48% elektrisch) maakt deze centrale toch aantrekkelijk, ondanks de lage load-factor.

Tabel A.2 *Kosten/baten-analyse voor STEG/miscanthus (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ _{el}]	[f/unit]	[f/GJ _{el}]	[%]	Baten	[unit/GJ _{el}]	[f/unit]	[f/GJ _{el}]	[%]
Biomassa	2,3	9,8	20,6	41	Elektriciteit	1	29,8	28,1 ²	63,5
Investering ¹			12,45	25	Warmte	0,85	9,5	7,9	17,5
Fixom			4,6	9	Pieklast elektriciteit	2,44	3,36	7,7	17
Varom			1,0	2	Pieklast warmte			0,8	2
Briketteren	2,3	2,3	4,8	10					
Transport elektriciteit	1,0	4,0	4,0	8					
Delivery	2,3	1	2,3	5					
Totaal			49,75	100	Totaal			44,5	100

¹ Load = 0,375; alleen in gebruik tijdens dag winter/lente/herfst.

² Gecorrigeerd voor transportverliezen; schaduwprizen hebben betrekking op geleverde elektriciteit en warmte (correctie = 0,944 voor elektriciteit en 0,98 voor warmte).

Tabel A.3 *Kosten/baten-analyse voor TE-vergasser/populier (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ _a]	[f/unit]	[f/GJ _a]	[%]	Baten	[unit/GJ _a]	[f/unit]	[f/GJ _a]	[%]
Biomassa	3,85	8,8	33,9	52	Elektriciteit ¹	1	29,3	29,3	44
Investerings ¹			18,5	28	LT-stoom industrie	1,8	17,9	32,3	48
Fixom			10,3	16	Pieklast	2	2,76	5,5	8
Varom			0,2	0					
Transport elektriciteit		2,6 ²	2,6	4					
Totaal			65,5	100	Totaal			66,9	100

¹ AF = 0,8; Load = 0,5; alleen in gebruik tijdens dag (100%).

² Lager dan bij STEG i.v.m. decentrale opwekking.

Tabel A.4 *Kosten/baten-analyse voor houtoven/populier (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]	Baten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]
Biomassa	1,25	8,8	11,0	61,5	Proceswarmte ind, klein ¹		17,9	17,9	100
Investerings ¹			3,8	21					
Fixom			2,1	12					
Varom			0						
Delivery	1,25	0,8	1	5,5					
Totaal			17,8	100	Totaal			17,9	100

¹ Load = 100%

Tabel A.5 *Kosten/baten-analyse voor stroketel/miscanthus (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]	Baten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]
Biomassa	1,67	9,8	16,4	35	Verwarming kassen	1	15,0	15,0	100
Investerings ¹			19,3	41					
Fixom			8,3	18					
Varom			0						
Delivery	1,67	1,7	2,8	6					
Totaal			46,8	100	Totaal			15,0	100

¹ Load = 100%

Tabel A.6 *Kosten/baten-analyse voor methanolvergasser/miscanthus (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]	Baten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]
Biomassa	1,82	9,8	17,6	45	Methanol	1	19,3	19,3	100
Investerings ¹			8,9	22					
Fixom			4,2	11					
Varom			7,8	20					
Elektriciteit	0,03	25	0,7	2					
Totaal			39,2	100	Totaal			19,3	100

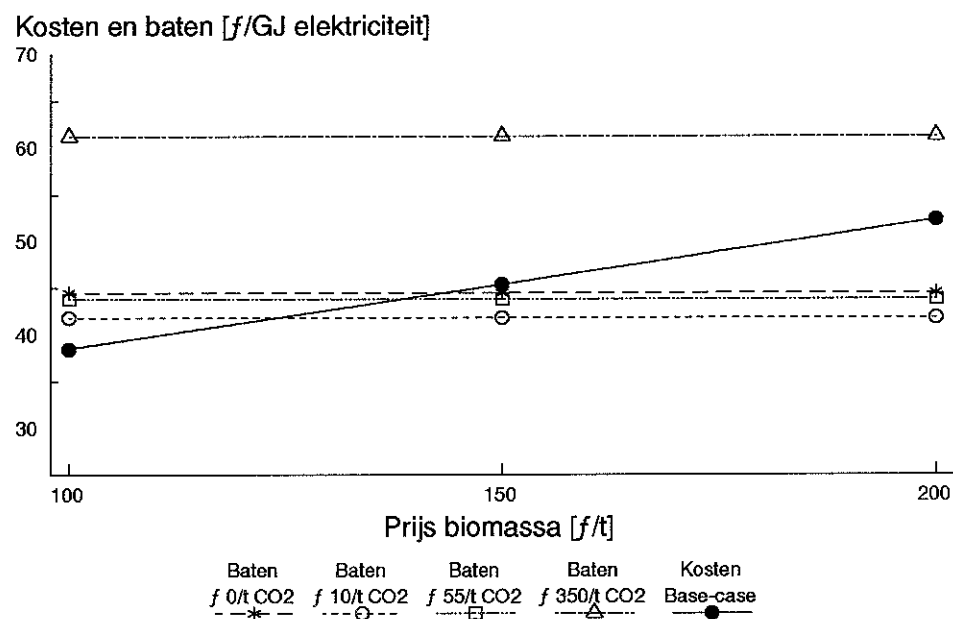
¹ AF = Load = 90%

Tabel A.7 *Kosten/baten-analyse voor houtkachel/populier (blauwdruk duurzaam)*

Kosten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]	Baten	[unit/GJ]	[f/unit]	[f/GJ]	[%]
Biomassa	2	8,8	17,6	48	Verwarming huis	1	29,4	29,4	100
Investerings			7,0	20					
Fixom			5,1	15					
Varom			0						
Delivery	2	3	6	17					
Totaal			35,7	100	Totaal			29,4	100

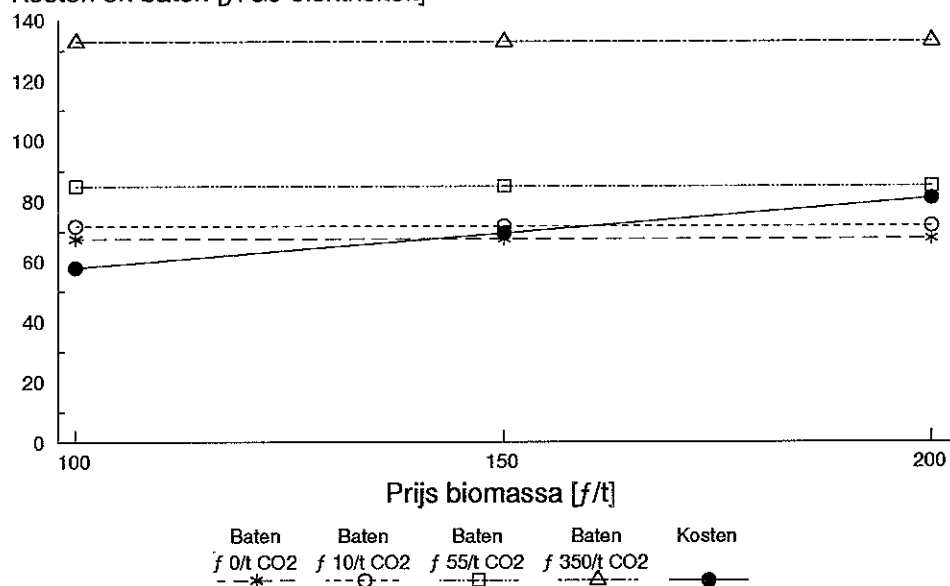
BIJLAGE B. INVLOED BIOMASSAPRIJS OP AANTREKKELIJKHEID CONVERSIEROUTES

In deze bijlage zijn de figuren 4.6, 4.8 en 4.10 t/m 4.13 uitvergroot en anders uitgezet, om een gedetailleerdere analyse bij lage CO₂-reductiekosten mogelijk te maken.



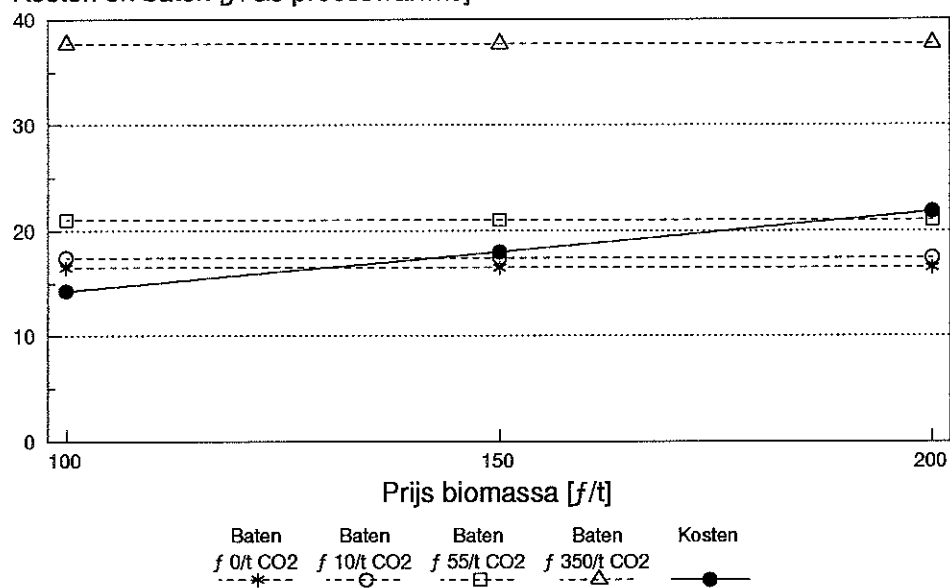
Figuur B.1 *Kosten en baten van de houtgestookte STEG bij variërende houtprijzen en CO₂-reductiepercentages*

Kosten en baten [f/GJ elektriciteit]

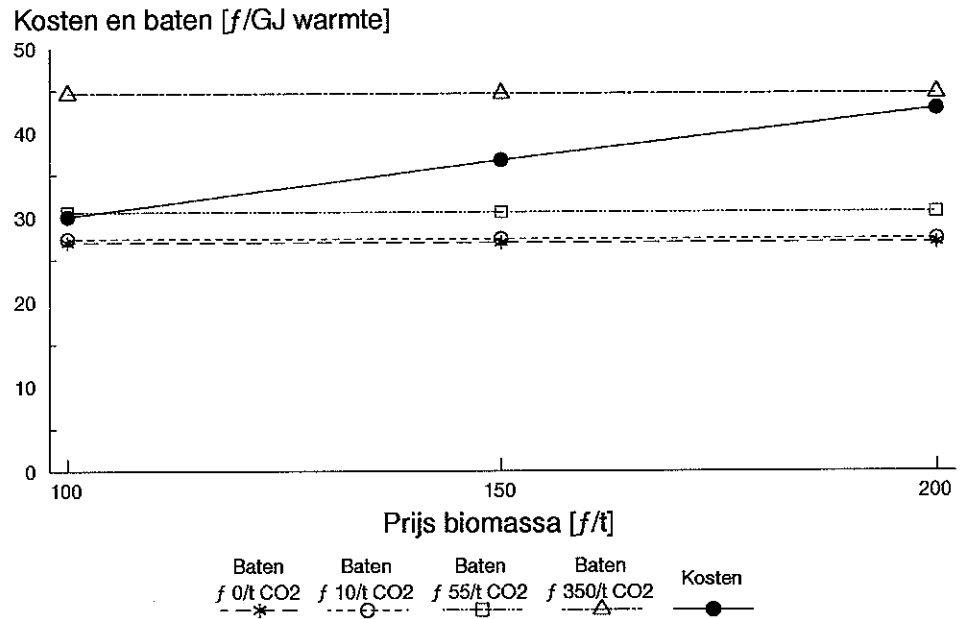


Figuur B.2 Kosten en baten van de TE-vergasser bij variërende houtprijzen en CO_2 -reductiepercentages

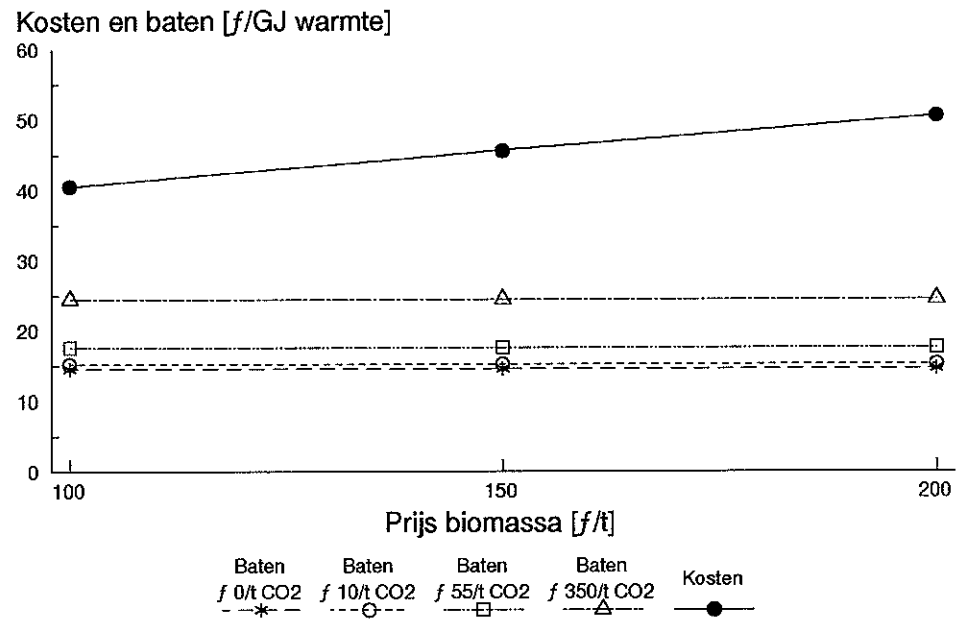
Kosten en baten [f/GJ proceswarmte]



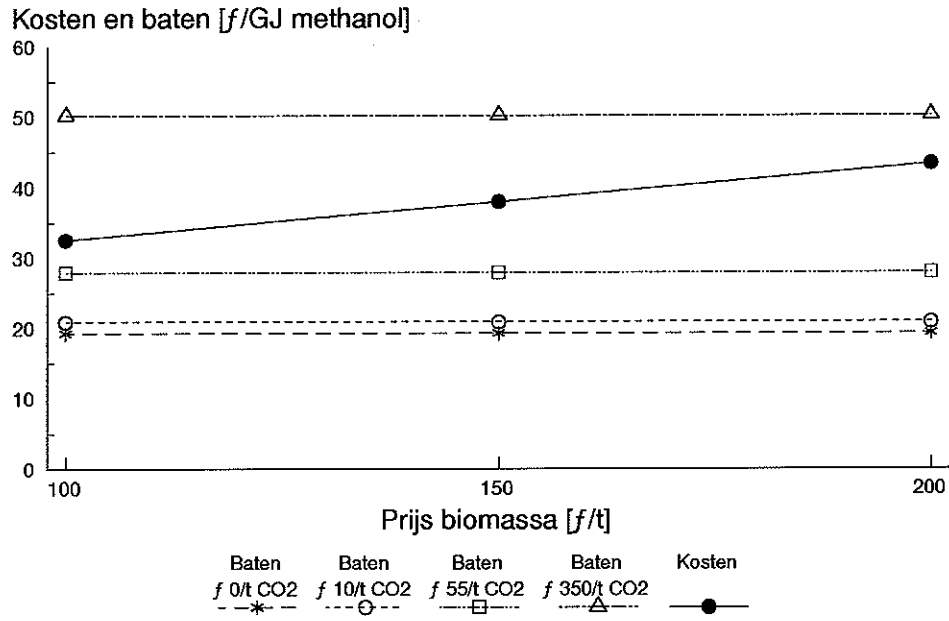
Figuur B.3 Kosten en baten van de houtoven bij variërende houtprijzen en CO_2 -reductiepercentages



Figuur B.4 Kosten en baten van de houtkachel bij variërende houtprijzen en CO₂-reductiepercentages



Figuur B.5 Kosten en baten van de stroketel bij variërende stroprijzen en CO₂-reductiepercentages



Figuur B.6 Kosten en baten van de methanolproductie bij variërende stroprijzen en CO₂-reductiepercentages

BIJLAGE C. INVOERDATA VOOR BIOMASSA- CONVERSIETECHNIEKEN

Tabel C.1 *Gasturbine met stoominjectie en intercooler (ISTIG) en reheat
(exclusief vergasser)*

		2000	2010	2020	2030
Elektrische efficiency (netto)	[%]		47		50
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /kWe]		1700		1500
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /kWe.jr]		50		50
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJe.jr]		1		1
Availability factor	[-]		0,75		0,75
Levensduur	[jaren]		20		20
NO _x -emissie	[g/GJ]		20		20
Maximum potentieel	[GWe]	0	0,3		2,0

Door stoom te injecteren in de verbrandingskamer en door de lucht tijdens het comprimeren te koelen kan het rendement en het vermogen van een gasturbine verhoogd worden. Indien ook nog een reheat systeem wordt toegevoegd aan de turbine kan het rendement nog verder worden verhoogd. Alle drie de technieken zijn binnen enkele jaren te ontwikkelen. De verwachting is dat het rendement van de General Electric (GE) LM-5000 turbine van 33% naar 49% kan toenemen door deze aanpassingen [1]. Het vermogen neemt tegelijkertijd van 33 MWe naar 185 MWe toe. Hiervoor zou bij een loadfactor van 75% en een vergassingsrendement van 83% een hoeveelheid biomassa nodig zijn van:

$$3600 \times 24 \times 365 \times 0,75 \times 185 \times 10^6 / (0,49 \times 0,83 \times 16,5 \times 10^9) = 6,5 \times 10^5 \text{ t biomassa}$$

Uitgaande van een opbrengst van 20 t/ha is hiervoor 32.500 ha nodig, een gebied met een straal van 10 km rond de centrale bij volledige benutting van het oppervlak. De kosten voor een dergelijke ISTIG worden geschat op f 1500 per kWe ($1,85 \times 2516 \times MW^{-0,22}$, de extra kosten voor de reheater worden geacht evenredig te zijn aan het extra vermogen). Indien voor een kleinere centrale wordt gekozen (i.v.m. de transportafstand en de beschikbaarheid van biomassa) zal de prijs per kW licht stijgen, terwijl het rendement enkele procenten zal dalen. In de berekeningen wordt daarom uitgegaan van f 1700 per kWe, terwijl het rendement op 47% gesteld wordt. De bijbehorende vergasser heeft een rendement van 83% met een investering van f 2800 per kWe in 2010 (tabel C.12, de kosten per kWe hangen ook af van het rendement van de centrale). Wellicht is katalytische oxydatie nodig om de CO-concentratie in de afgassen te reduceren in verband met milieu-eisen, hiermee is geen rekening gehouden [4].

- [1] T. Johansson et al.: *Renewable energy*. Island Press, Washington, 1993.
- [2] E.D. Larson, R.H. Williams: *Biomass-gasifier steam-injected gas turbine cogeneration*. Journal of engineering for gas turbines and power. April 1990, v. 112, pp. 157-163.
- [3] R.H. Williams: *Technological options for biomass as a major option for energy*. Viewgraphs for presentation, Utrecht, 27 mei 1993.
- [4] R.H. Williams, E.D. Larson: *Expanding roles for gas turbines in power generation*. In: T. Johansson et al.: *Electricity*. Lund University press, 1990.

Tabel C.2 *Bijstook in gasgestookte STEG (exclusief vergasser)*

		2000	2010	2020	2030
Elektrische efficiency (netto)	[%]	52,1	57	60	62
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /kWe]	1500			1500
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /kWe.jr]	40			40
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJe]	1			1
Availability factor	[-]	0,75			0,75
Levensduur	[jaren]	25			25
NO _x -emissie	[g/GJ]	50	30	20	20

Omdat de conventionele kolencentrales in alle blauwdrukken al in de 0% case verdwijnen is de optie bijstook in conventionele kolencentrales niet gemodelleerd. In plaats daarvan is gekozen voor de bijstook in geavanceerde 200 MWe gasgestookte STEG centrales, die in alle scenario's wel voorkomen. Door biomassa te vergassen en de gassen bij te stoken in een gasgestookte steg kan gebruik gemaakt worden van de 'economies of scale' van de grote gascentrale. Hierbij wordt uitgegaan van een schone gasstroom uit de vergasser, die zonder extra energieverbruik en kosten kan worden bijgemengd in de aardgasstroom en kan worden bijgestookt in de STEG. De maximale bijstook wordt op 25% gesteld. Data voor de aardgasgestookte STEG zijn gebaseerd op de deelstudie van KEMA [1]. De getallen voor het STEG deel zijn vergelijkbaar met de uitgangspunten uit [2]. Deze data worden gekoppeld aan die voor de vergasser uit tabel C.12.

[1] H.E. Dijk; H. Koetzier, F.J.M.R. de Mandt: *Technische kentallen met betrekking tot de infrastructuur van de elektriciteitsvoorziening*. KEMA, juni 1994.

[2] E. v/d Heuvel, H. Stassen, F. Feil: *Conversieroutes voor energiegewassen*. BTG, TU Twente, mei 1994.

Tabel C.3 MCFC brandstofcel met aftap hoge-temperatuursteam (exclusief vergasser)

		2000	2010	2020	2030
Elektrische efficiency	[%]		55		60
Thermische efficiency	[%]		20		20
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /kWe]		2300	2100	2100
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /kWe.jr]		40	40	40
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJe.jr]		6,5	4,5	4,0
Availability factor	[-]		0,8		0,8
Levensduur	[jaren]		20		20
NO _x -emissie	[g/GJ]		-		-
Maximum potentieel	[GWe]		0,15		1,0

Door een vergasser te koppelen aan een MCFC-brandstofcel kan een hoog rendement behaald worden terwijl de warmte die vrijkomt een hoge temperatuur heeft en als hoge temperatuursteam kan dienen voor de industrie. Deze optie is reeds opgenomen voor aardgas en kolen (kolenvergassing) en wordt nu ook opgenomen voor biomassa. De kosten van de gasreiniging zijn niet helemaal duidelijk. Voorlopig wordt uitgegaan van een uitgebreide gasreiniging, met dezelfde kosten voor vergassing als bij de STEG en de ISTIG. De efficiency van de MCFC is lager dan voor kolengestookte MCFC installaties vanwege de lagere capaciteit (25-50 MW). Data zijn gebaseerd op die voor de kolengestookte MCFC. De kosten voor de vergasser zijn afgesplitst; deze is apart gemodelleerd (tabel C.12). Vanwege de modulaire opbouw van MCFC-installaties zijn de 'economies of scale' verwaarloosd. Commerciële MCFC installaties zullen naar verwachting nog 10-15 jaar op zich laten wachten i.v.m. de problemen bij de levensduur van de cellen.

- [1] H.E. Dijk, H. Koetzier, F.J.M. de Mandt et al.: *Technische kentallen met betrekking tot de infrastructuur van de elektriciteitsvoorziening*. KEMA, juni 1994.

Tabel C.4 Industriële STEG met aftap hoge temperatuurstoom (exclusief vergasser)

		2000	2010	2020	2030
Elektrische efficiency	[%]	43,5	46,5	48,5	50
Thermische efficiency	[%]	26,5	25,6	25,2	25
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /kWe]	1.700			1.700
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /kWe.jr]	45			45
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJe.jr]	-			-
Availability factor	[-]	0,8			0,8
Levensduur	[jaren]	20			20
NO _x -emissie	[g/GJ]	20			20
Maximum potentieel	[GWe]	0,1	0,3		1,0

De data hebben betrekking op een aardgasgestookte tegendrukturbine voor grote industriële installaties (grootte-orde 200 MWe). Het betreft echter ook vaak STEG installaties waarbij ook stoom afgetapt kan worden. De maximale bijstook van biomassa wordt op 25% gesteld. Dit heeft enerzijds te maken met de grootte van de installatie. Anderzijds vormt de verbrandingswaarde een belemmering; GE garandeert de werking van de LM 2500 PE voor 1995-1996 bij een minimale verbrandingswaarde van 5,6 MJ/m³ [2]. Het gas dat uit de vergasser komt heeft vaak een lagere verbrandingswaarde (3-6 MJ/m³). Dit probleem kan ook opgelost worden door te kiezen voor vergassing met zuurstof of indirecte vergassing. De data voor de vergasser zijn weergegeven in tabel C.12.

[1] J.J. Puts: *Warmte/kracht-koppeling voor industrieterrein Moerdijk*. Arnhem, 2 november 1993.

[2] R. van Ree: *Biomass gasification: a 'new' technology to produce renewable power*. Intern rapport. ECN-Cx-94-057, mei 1994.

Tabel C.5 Stoomcyclus (backstop-technologie)

		2000	2010	2020	2030
Elektrische efficiency	[%]	33			33
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /kWe]	2.500			2.500
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /kWe.jr]	150			150
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJe.jr]	-			-
Availability factor	[-]	0,8			0,8
Levensduur	[jaren]	20			20
NO _x -emissie	[g/GJ]	200			200

De data hebben betrekking op een houtgestookte centrale met enkel een stoomturbine. Het betreft bestaande technieken met een relatief laag rendement, die enkel zijn toegevoegd als backstop in geval de toepassing van biomassa door bounds op andere technieken ingeperkt wordt. De cijfers zijn vergelijkbaar met de uitgangspunten uit [3]. De kosten worden in deze studie iets lager ingeschat, maar het rendement ligt ook lager.

- [1] R.H. Williams, E.D. Larson: *Expanding roles for gas turbines in power generation*. In: T. Johansson et al.: *Electricity*. Lund University press, 1990.
- [2] T. Johansson et. al.: *Renewable energy*. Island Press, Washington, 1993.
- [3] E. v/d Heuvel, H. Stassen, F. Feil: *Conversieroutes voor energiegewassen*. BTG, TU Twente, mei 1994.

Tabel C.6 *Industriële warmte/kracht-koppeling TE-vergasser (inclusief vergasser)*

		2000	2010	2020	2030
Elektrische efficiency	[%]	25,9			25,9
Thermische efficiency	[%]	46,7			46,8
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /kWe]	3140			3140
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /kWe.jr]	164			164
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJe.jr]	2,5			2,5
Availability factor	[-]				
Winter day		0,75			0,75
Winter night		0			0
Intermediate day		0,75			0,75
Intermediate night		0			0
Summer day		0,75			0,75
Summer night		0			0
Levensduur	[jaren]	15			15
NO _x -emissie	[g/GJ]	200			200
Minimum potentieel	[PJe]	0,001			0,008
Maximum potentieel	[PJe]	0	10		20

De oorspronkelijke data zijn gebaseerd op een publikatie uit 1983 [1]. Deze zijn later nog aangepast [2]. Het betreft een vergasser met een verbrandingsmotor, die gebruikt wordt om een generator aan te drijven. Het vermogen is 125 kWe. De installatie draait alleen overdag. De afgassen zijn geschikt voor ruimteverwarming of lage temperatuur stoom. Installaties op basis van ontwerpen voor aardgasgestookte Opra en Heron gasturbines met een capaciteit van 0,5 tot 2 MWe kunnen een hoger elektrisch rendement behalen (42% elektrisch, 35% thermisch, investering inclusief vergasser f 4500/kWe), maar zijn voorlopig buiten beschouwing gelaten vanwege de hogere kosten [3,4].

[1] P.A. Okken: *Houtvergassing bij meubelfabriek*. Energiebesparing 2, 1983, pp. 25-27.

[2] S. Bos: *De CO₂-verdiensten van energiegewassen*. IVEM, serie studentenverslagen nr. 55, september 1991.

[3] Novem: *Nieuwe Energie Conversie Technologieën (NECT)*, 1993.

[4] KEMA: *Economische vergelijking van de fosforzure brandstofcel, een gasmotor, een gasturbine en een Heron-turbine*. 94463-WPB-91-1975, 1991.

Tabel C.7 Methanolproductie (inclusief vergasser)

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	55			55
Input					
Elektriciteit	[GJe/GJmeth.]	0,027			0,027
Stro	[GJ/GJmeth.]	1,82			1,82
Investering					
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJmeth]	100			100
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJmeth.jr]	3,80			3,80
	[NLG ₁₉₉₀ /GJmeth]	7,80			7,80
Availability factor	[-]	0,9			0,9
Levensduur	[jaren]	20			20
Minimum potentieel	[PJ/jr.]	0,001			0,008
Maximum potentieel	[PJ/jr.]	40			40

Er zijn verschillende routes om biomassa om te zetten in methanol (partiële oxydatie/stoomvergassing, hoge/lage druk, directe/indirecte vergassing etc.). Slechts een optie is in het model opgenomen. Het betreft een vergasser met daaraan gekoppeld methanolsynthese volgens het principe van partiële oxydatie, waarbij zuurstof wordt gebruikt in plaats van lucht. Deze data zijn afkomstig uit [1]. Indien deze gegevens worden vergeleken met die voor andere concepten uit [2] is er goede overeenstemming met de gegevens voor de indirecte vergassingsreactor voor wat betreft rendement en investeringskosten. Enig verschil ontstaat ten gevolge van de extra variabele kosten in [1], omdat in dit concept het stro moet worden gesneden (f 3,6/GJ methanol) en omdat zuurstof moet worden gebruikt (f 2,5/GJ methanol). Het gevolg is dat de prijs van methanol in [1] (uitgaande van f 8/GJ stro) f 35/GJ methanol bedraagt, terwijl de prijs volgens het indirecte vergassingsconcept in [2] f 28/GJ methanol bedraagt. De prijs is voor beide technieken aanzienlijk hoger dan de kostprijs voor productie van methanol uit aardgas of uit kolen (in 2000 f 13,4 per GJ voor productie uit kolen en f 19 per GJ voor productie uit aardgas, uitgaande van de invoer voor de SYRENE-integratiestudie, zie ook figuur 4.13). Dergelijke verschillen worden ook in andere bronnen vermeld (bijv. [3]).

- [1] S. Bos: *De CO₂-verdiensden van energiegewassen*. IVEM, serie studentenverslagen nr. 55, september 1991.
- [2] A.R. Braun, J. Isings, R.E. Walinga: *Twee specifieke routes voor omzetting van biomassa. Omzetting van biomassa in methanol. Hydrothermale vergassing*. Novem rapp. no. 9422. Braun consultants, Hengelo.
- [3] EU, DG XII: *Application of biologically derived products as fuels or additives in combustion engines*. EUR 15647 EN. Brussel, 1994.

Tabel C.8 *Houtoven industrie voor proceswarmte*

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	80			80
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /GJ]	50			50
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ.jr]	4			4
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ]	0			0
Availability factor	[-]	1,0			1,0
Levensduur	[jaren]	20			20
NO _x -emissie	[g/GJ]	50			50
Delivery hout	[f/GJ hout]	0,8			0,8
Minimum potentieel	[PJ/jr.]	0,001			0,008
Maximum potentieel	[PJ/jr.]	12,8			12,8

De eerdere berekeningen lieten zien dat de houtoven een zeer aantrekkelijke optie is, die reeds in de base-case wordt toegepast. Dit hangt samen met de relatief lage kosten voor deze optie [1]. In de literatuur zijn sterk variërende kostencijfers gevonden [2,3,4]; het betreft hierbij installaties in de grootte-orde van 0,5 tot 2 MW. De bepalende factor blijkt de loadfactor te zijn; verwarmingssystemen die slechts een deel van de tijd draaien hebben veel hogere kosten per GJ geleverde warmte.

- [1] S. Bos: *De CO₂-verdiensten van energiegewassen*. IVEM, serie studentenverslagen nr. 55, september 1991.
- [2] M. Kaltschmitt, A. Wiese: *Erneuerbare Energieträger in Deutschland*. Springer Verlag, 1993.
- [3] R. Bühler: *Altholzkonzept Kanton Zürich*. In: Holz als Bau- und Brennstoff. Eine ökologische Bewertung. Bundesamt für Konjunkturfragen 931.01/02, 1991.
- [4] BÜWAL: *Energie aus Heizöl oder Holz? Eine vergleichende Umweltbilanz*. Schriftenreihe Umwelt nr. 131, Oktober 1990.

Tabel C.9 *Stroketel voor de verwarming van tuinbouwkassen*

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	70			70
Investing	[NLG ₁₉₉₀ /GJ]	37	37	34	34
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ.jr]	1,75			1,75
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ]	0			0
Availability factor	[-]	0,55			0,55
Levensduur	[jaren]	15			15
NO _x -emissie	[g/GJ]	100			100
Delivery stro	[f/GJ stro]	1,7			1,7
Delivery aardgas	[f/GJ aardgas]	0,7			0,7
Minimum potentieel	[PJ/jr.]	0,001			0,008
Maximum potentieel	[PJ/jr.]	10,5			10,5

Het betreft een fluïd bed stroketel voor de verwarming van tuinbouwkassen, die alleen in het koude seizoen zal draaien. Daarnaast is een HR-gasketel nodig om de piekvraag op te vangen. Er is uitgegaan van 2000 kW piekvermogen, de warmtevraag bedraagt 13.400 GJ per jaar. De duurbelastingskromme heeft een zodanig verloop dat de stroketel 30% van het opgestelde vermogen is, terwijl deze 77% van de jaarlijkse energievraag levert. Om de vergelijking met houtgestookte ketels te kunnen maken is ook nog een stroketel voor de industrie met een veel hogere beschikbaarheid gemodelleerd, zie tabel C.10.

- [1] P.A. Okken: *Marktverkenning wervelbedketels voor mestverwerking*. ESC-WR-86-13. Petten, 1986.
- [2] S. Bos: *De CO₂-verdiensden van energiegewassen*. IVEM studentenverslag nr. 55, september 1991.
- [3] J.R. Ybema et al.: *Prospects for energy technologies in the Netherlands*. ECN, Petten, in voorbereiding.

Tabel C.10 Strokettel voor de industrie voor opwekking van proceswarmte

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	70			70
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /GJ]	35			35
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ.jr]	3,6			3,6
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ]	2			2
Availability factor	[-]	0,9			0,9
Levensduur	[jaren]	15			15
NO _x -emissie	[g/GJ]	150			150
Delivery stro	[f/GJ stro]	1,7			1,7
Minimum potentieel	[PJ/jr.]	0,001			0,008
Maximum potentieel	[PJ/jr.]	1	5		10

Deze optie is toegevoegd om een meer reële vergelijking te kunnen maken tussen stroketels en houtketels. Vanwege de hogere beschikbaarheid zijn de kosten per eenheid afgeleverde energie lager dan bij toepassing in de tuinbouwsector.

[1] S. Bos: *De CO₂-verdiensten van energiegewassen*. IVEM studentenverslag nr. 55, september 1991.

Tabel C.11 *Houtkachel*

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	50			50
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /GJ warmte]	75			75
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJwarmte.jr]	5,1			5,1
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJwarmte]	0			0
Availability factor	[-]	1,0			1,0
Levensduur	[jaren]	15			15
NO _x -emissie	[g/GJ]	50			50
Delivery hout	[f/GJ hout]	3,0			3,0
Minimum potentieel	[PJ/jr.]	0,001			0,008
Maximum potentieel	[PJ/jr.]	7,5			7,5

[1] S. Bos: *De CO₂-verdiensden van energiegewassen*. IVEM studentenverslag nr. 55, september 1991.

[2] P.A. Okken et al.: *Houtkachels in Nederland*. ECN-C--92-021. Petten, april 1992.

Tabel C.12 Vergasser hout

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	83	83		83
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /GJ gas]	50	35		35
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ gas.jr]	2,5	1		1
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ gas]	-	-		-
Delivery	[f/GJ hout]	1	1		1
Availability factor	[-]	0,75	0,75		0,75
Levensduur	[jaren]	25	25		25
NO _x -emissie	[g/GJ]	-	-		-

De vergasser is een cruciaal maar zeer onzeker element in de invoer; de kosten hangen af van een groot aantal factoren: atmosferisch/hoge druk; direct/indirect; lucht/zuurstof; teerkraken; alkali metalen afvangen; lage/hoge temperatuur gasreiniging. Het zal ook van de omvang van de installatie afhangen, welk ontwerp voor vergassing uiteindelijk de beste is. Vanwege de grote onzekerheden is afgezien van een gedetailleerde modellering van de vergassers; voor alle grote installaties wordt uitgegaan van bovenstaande data. Deze gelden voor een atmosferische circulerend wervelbed vergasser incl. alkali verwijdering en teerkraker t/m de compressor voor de stookgassen. Het rendement van de vergasser wordt beduidend lager ingeschat als in [3], waar uitgegaan wordt van 95% rendement. In [1] wordt de energie-inhoud van de stookgassen op 78% geschat van de brandstofinzet, terwijl de som van de terugwinbare warmte-inhoud van de gassen en de energie-inhoud van de teerfractie tussen 8 en 14% worden geschat en de vergasser een elektriciteitsverbruik van 16 MJ per GJ output heeft. Bovenstaande cijfers omvatten ook de gasreiniging. Voor het over-all rendement van de vergasser wordt op grond van deze overwegingen uitgegaan van een rendement van 85%.

- [1] R. van Ree: *Biomass gasification: a 'new' technology to produce renewable power*. Intern rapport. ECN-Cx-94-057. Mei 1994.
- [2] E. Larson, R. Katofsky: *Production of hydrogen and methanol from biomass*. Paper presented at the conference 'Advances in thermochemical biomass conversion', Interlaken, 11-15 mei 1992.
- [3] E. v/d Heuvel, H. Stassen, F. Feil: *Conversieroutes voor energiegewassen*. BTG, TU Twente, mei 1994.

Tabel C.13 *Briketteren stro*

		2000	2010	2020	2030
Efficiency	[%]	100			100
Input					
Elektriciteit	[GJe/GJ stro]	0,053			0,053
Investering	[NLG ₁₉₉₀ /GJ stro]	30	15	15	15
FIXOM	[NLG ₁₉₉₀ /GJ.jr]	6,5	0,65	0,65	0,65
VAROM	[NLG ₁₉₉₀ /jr]	0,50	0,05	0,05	0,05
Availability factor	[-]	1,0			1,0
Levensduur	[jaren]	15			15

Bovenstaande data beschrijven eigenlijk twee installaties. De hoge kosten in 2000 betreffen een zogenaamde Brendorfer Installatie. Vooral vanwege het lage aantal draaiuren (1000 uur/jaar) en de hoge arbeidsinzet vallen de kosten hoog uit. De lage kosten betreffen een grotere geautomatiseerde pelletiseermachine, die een hogere loadfactor heeft (3000 uur per jaar).

[1] S. Bos: *De CO₂-verdiensden van energiegewassen*. IVEM studentenverslag nr. 55, september 1991.

BIJLAGE D. CONCURRERENDE OPTIES VOOR BIOMASSA- CONVERSIETECHNIEKEN

De vraag, welke opties het meest concurrerend zijn voor biomassa conversietechnieken, is niet zonder meer te beantwoorden. Potentiële, relatieve aantrekkelijkheid en scenario's spelen een rol bij deze afweging. In deze vergelijking is gekozen voor de B/C-ratio ter vergelijking van technieken. De B/C voor 2030 is als maatstaf gebruikt. Alle technieken met een hogere B/C dan 1 in de case zonder CO₂-reductie en bij 60% CO₂-reductie zijn op een rij gezet voor ruimteverwarming en voor proceswarmte. Voor elektriciteit is een dergelijke analyse niet mogelijk, omdat de verschillen tussen basislast en midden- en pieklast hierbij een rol gaan spelen. Ook de bruikbaarheid van restwarmte is een complicerende factor.

Tabel D.1 toont dat warmtepompen en isolatie-opties in de 60% reductiecase concurreren met de houtkachel. In de markt voor proceswarmte blijken de concurrenten de zonne-oven, elektrische verwarmingen en warmtewisselaars te zijn. De positie van biomassa lijkt voor beide toepassingen bij CO₂-reductie echter goed.

Tabel D.1 *Concurrerende opties voor ruimteverwarming huishoudens
blauwdruk duurzaam*

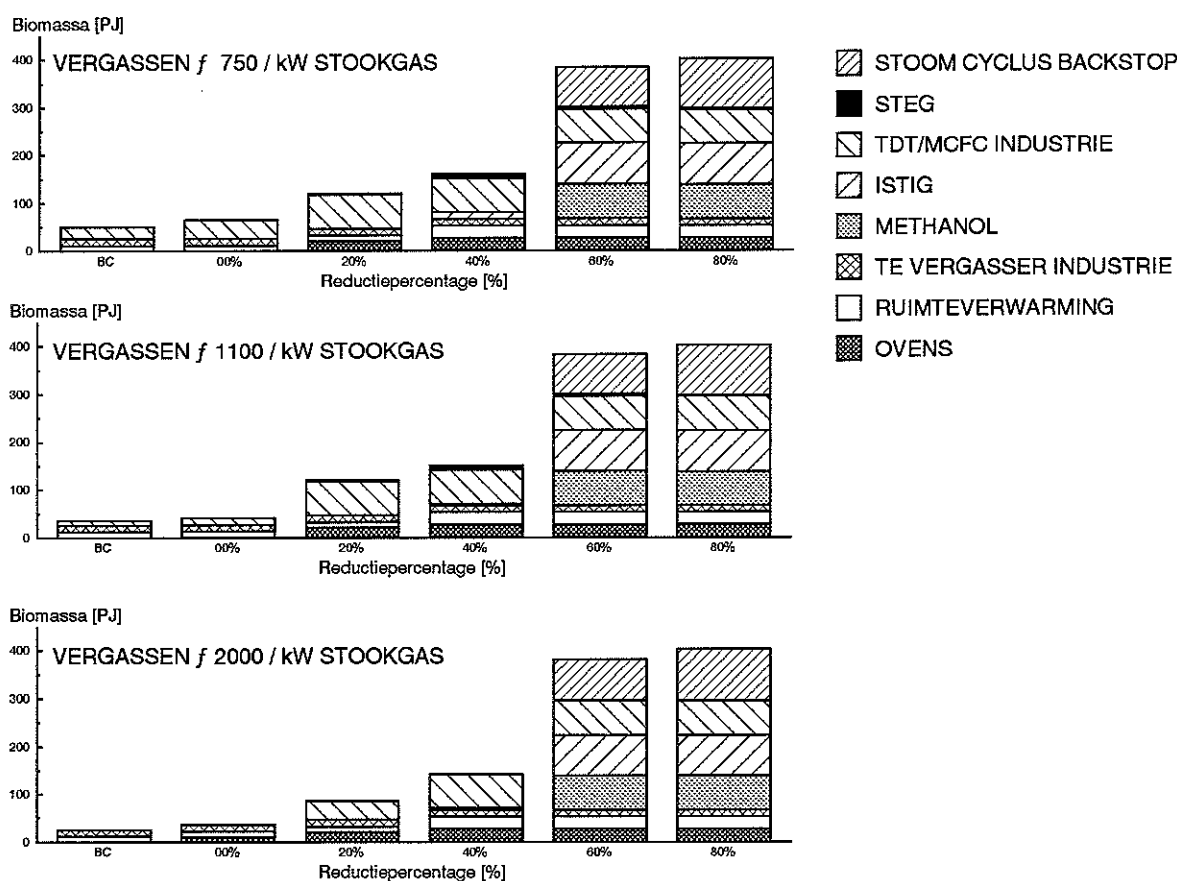
Optie	Brandstof	B/C base-case	B/C -60%
Condensing boiler	Aardgas	1,00	0,94
Abs. warmtepomp	Elektriciteit	0,77	1,00
Isolatie-opties		0,79-0,97	0,96-1,00
Abs. warmtepomp + isolatie	Elektriciteit	0,72	1,00
El. warmtepomp + isolatie	Elektriciteit	0,68	1,00
TPV + isolatie	Aardgas	0,89	1,00
Houtkachel		0,91	1,36

Tabel D.2 *Concurrerende opties voor houtovens blauwdruk duurzaam*

Optie	Brandstof	B/C base-case	BC -60%
Brander	Aardgas	1,00	0,94
Zonne-oven		0,64	1,49
Warmtewisselaar	-	1,08	1,06
Verwarmingselement	Elektriciteit	0,53	1,13
Houtoven	Hout	0,88	2,49
Stro-oven	Stro	0,88	3,11

BIJLAGE E. GEVOELIGHEIDSANALYSE KOSTEN BIOMASSA- VERGASSER

Een van de meest onzekere elementen in de berekeningen zijn de kosten voor de vergasser. Om enige indruk te krijgen van de gevoeligheid van resultaten voor deze invoerparameter is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Drie kostenniveaus zijn onderzocht, respectievelijk f 750/kW, f 1100/kW en f 2000/kW stookgas. De invloed hiervan op de kosten per kWe hangen af van de efficiency van de daarop volgende elektriciteitsproducerende techniek; deze verschillen dus voor de verschillende installaties, maar zijn ongeveer twee maal zo hoog. In de figuur E.1 zijn de resultaten weergegeven.



Figuur E.1 Toepassing van biomassa in de blauwdruk duurzaam in 2030 bij kosten vergasser

De gevoeligheidsanalyse toont dat de invloed van de kosten van de vergasser in dit geval verrassend klein is. De introductie van de tegendrukturbine/STEG in de grote industrie verschuift bij verhoging van de kosten van de vergasser van f 1100 naar f 2000/GJ stookgas van de base-case naar de 20% reductiecase. In de 0% reductiecase en de 20% reductiecase vindt enige verschuiving in de conversietechniek plaats (bij hogere kosten voor de vergasser wordt de houtoven geïntroduceerd resp. de industriële STEG weggelaten). Bij hogere CO₂-reductiekosten ($\geq f$ 350/t CO₂) spelen de kosten van de vergasser - in deze blauwdruk - geen rol meer.

BIJLAGE F. B/C-RATIO VAN DUURZAME OPTIES

Optie	B/C base-case	B/C -60% CO ₂
<i>Wind</i>		
Windturbine onshore 250 kWe	0,85	2,85
Windturbine onshore 500 kWe	0,91	3,08
Windturbine onshore 1 MWe	0,89	3,05
Windturbine offshore	0,60	2,05
<i>Zon</i>		
PV open veld	0,42	1,34
PV schuin dak	0,51	1,47
PV plat dak	0,43	1,41
Zonne-oven	0,53	1,32
Zonneboiler, el. backup	0,80	1,00
Zonneboiler, gas backup	0,88	0,88
Zonnecollectoren + seizoensopslag	0,51	0,83
<i>Biomassa</i>		
TE-vergasser industrie	1,00	1,00
TDT/STEG industrie	0,78	1,07
MCFC industrie	0,78	1,65
STEG stadsverwarming	0,87	1,00
ISTIG + reheat	0,53	1,00
Stoomcyclus backstop	0,54	0,85
Houtoven	0,89	1,73
Stro-oven	1,00	1,00
Stroketel + isolatie	0,97	1,00
Houtkachel	0,75	1,00
Methanol	0,53	0,95
<i>Import</i>		
PV import 2000 km zuid	0,35	1,00
DC Noorwegen	1,00	1,00
Waterkracht	1,00	3,05
Waterkracht 900 km	0,82	1,00
Windturbine 1 MWe import 900 km	0,84	1,00
H ₂ van PV 2000 km zuid	0,28	1,00
H ₂ van waterkracht 900 km	0,59	0,83
Methanol Brazilië	0,53	1,93
<i>Overig</i>		
Aardwarmte	0,26	0,96
Aardwarmte diep	0,39	1,48
Valorga anorganische vergisting	0,18	0,52

BIJLAGE G. VERGELIJKING KOSTEN- EFFECTIVITEIT WINDENERGIE EN ENERGIE UIT BIOMASSA

Uit het oogpunt van R&D beleid is het interessant de kosteneffectiviteit van verschillende duurzame technieken te vergelijken. Vaak wordt immers een beleidsdoelstelling geformuleerd voor duurzame energie (bijv. de MAP-doelstelling). Daarom wordt in deze bijlage een vergelijking gemaakt tussen windenergie en energie uit biomassa. Op grond van de modelinvoer wordt het kostenniveau van de vergasser berekend, waarbij verschillende conversieroutes voor energieteelt tegen dezelfde prijs elektriciteit kunnen produceren als windturbines.

De prijs van windenergie

Het model bevat een groot aantal verschillende windturbines op verschillende lokaties. Voor de vergelijking wordt naar een drietal windturbines gekeken: een 500 kW turbine en een 1 MW turbine op land en een 2 MW turbine op zee. Tabel G.1 geeft de bijbehorende invoergegevens.

Tabel G.1 *Berekening van de elektriciteitsprijs voor windenergie*

Type	I [f/kWe]	Fix [f/kWe.jr]	A [-]	Levensduur [jaar]	Prijs [f/GJe] [f/kWh]	
500 kW land	2200	35	0,26	20	25,7	0,093
1 MW land	2400	38	0,29	25	22,8	0,082
2 MW zee	4500	75	0,34	25	36,8	0,132

De kostprijs van elektriciteit uit wind kan worden berekend met de formule:

$$k = \frac{1}{31,54} \cdot \frac{\left(\frac{a}{1-(1+a)^{-n}}\right) \cdot I + FIX}{A}$$

met:

k	= kosten elektriciteit	[f/GJe]
a	= rentevoet = 0,05	
n	= levensduur van de turbine	[jaar]
I	= investering	[f/kWe]
FIX	= vaste kosten	[f/kWe.jaar]
A	= availability factor	[-]
$1/31,54$	= omrekening kWe naar GJe	[kWe/GJe]

De prijzen in tabel G.1 bevatten niet het transport naar de gebruiker. De resultaten in tabel G.1 laten zien dat er niet van een prijs voor windenergie kan worden gesproken. Elektriciteit van windturbines op zee is 50% duurder dan elektriciteit van grote windturbines op land.

Deze elektriciteitsprijzen kunnen als referentiekader dienen voor elektriciteit uit biomassa. De twee belangrijkste onzekere factoren bij de evaluatie van de aantrekkelijkheid van energieteelt zijn de prijs van biomassa en de kosten van de vergasser. Voor de STEG, de industriële tegendrukturbine en de industriële MCFC is bij een drietal prijzen van biomassa (f 6, 9 en 12 per GJ) de kostprijs van de vergasser berekend, waarbij de kostprijs van elektriciteit gelijk is aan die voor elektriciteit uit de verschillende types windturbines. Dit is weergegeven in de tabellen G.2 t/m G.4.

Tabel G.2 *Maximale prijs van de vergasser voor de STEG (base-case 2030)*

Prijs biomassa [f/GJ]	Prijs elektriciteit	Kostprijs vergasser		
	[f/kWh]	[f/kW]		
		6	9	12
<i>Referentie turbine</i>				
500 kW land	0,093	1700	400	-
1 MW land	0,082	1000	-	-
2 MW zee	0,132	4100	2900	1800

Tabel G.3 *Maximale prijs van de vergasser voor de industriële TDT (base-case 2030)*

Prijs biomassa [f/GJ]	Prijs elektriciteit	Kostprijs vergasser		
	[f/kWh]	[f/kW]		
		6	9	12
<i>Referentie turbine</i>				
500 kW land	0,093	1200	-	-
1 MW land	0,082	1100	-	-
2 MW zee	0,132	3500	2000	600

Tabel G.4 *Maximale prijs van de vergasser voor de industriële MCFC (base-case 2030)*

Prijs biomassa [f/GJ]	Prijs elektriciteit	Kostprijs vergasser		
	[f/kWh]	[f/kW]		
		6	9	12
<i>Referentie turbine</i>				
500 kW land	0,093	1100	-	-
1 MW land	0,082	500	-	-
2 MW zee	0,132	3450	2200	950

Deze kostprijs voor de vergasser wordt als volgt berekend:

$$k = [31,54 \times 2/3 \times A \times 1/a \times (e + o(\text{bijp.}) - p(b)/\text{eff})] - k(\text{conv})$$

A	= Availability factor	[-]
a	= annuïteiten factor (0,08 of 0,071)	[-]
e	= elektriciteitsprijs windturbine	[f/GJe]
o(bijp)	= opbrengst van bijprodukten (f 3,96/GJ HT-stoom)	[f/GJe]
p(b)	= kostprijs biomassa	[f/GJ]
eff	= over-all efficiency conversieroute	[GJe/GJ]
k(conv)	= investering exclusief vergasser	[f/kWe]
31,54	= omrekening GJe naar kWe	[GJe/kWe]
2/3	= toerekening naar investeringskosten	[-]

De gegevens voor 2030 kunnen uit de tabellen C.2 t/m C.4 en C.10 afgelezen worden.

In de base-case blijkt de combinatie vergasser-STEG de meest aantrekkelijke optie vanwege de lage prijs voor HT-stoom (dit beeld verandert bij CO₂-reductie ten gunste van de industriële installaties). Op grond van deze resultaten kan geconcludeerd worden dat energieteelt kosteneffectiever wordt dan de windturbines op land indien de kostprijs van de vergasser beneden f 1700/kWe daalt bij een biomassaprijs van f 6/GJ. Energieteelt wordt kosteneffectiever dan 2 MW windturbine op zee indien de kostprijs van de vergasser beneden f 2900/kWe daalt bij een biomassaprijs van f 9/GJ.