



# Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030

## Rapport

Delft, juni 2014

## Opgesteld door:

F.J. (Frans) Rooijers (CE Delft)

B.L. (Benno) Schepers (CE Delft)

R.J.F. (Rob) van Gerwen (DNV GL)

W. (Wim) van der Veen (DNV GL)



# Colofon

## **Bibliotheekgegevens rapport:**

F.J. (Frans) Rooijers (CE Delft), B.L. (Benno) Schepers (CE Delft),  
R.J.F. (Rob) van Gerwen (DNV GL), W. (Wim) van der Veen (DNV GL),  
F. (Frits) Verheij (DNV GL), A. (Ab) de Buck (CE Delft), B.E. (Bettina) Kampman (CE Delft)  
Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030  
Delft, CE Delft, juni 2014

Energievoorziening / Scenario's

Publicatienummer: 14.3C93.34

Opdrachtgever: Netbeheer Nederland.

Alle openbare CE Delft publicaties zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Benno Schepers.

© copyright, CE Delft, Delft

**CE Delft**

**Committed to the Environment**

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



# Voorwoord

Voor u ligt het rapport dat CE Delft en DNV GL hebben opgesteld voor Netbeheer Nederland, ter ondersteuning van de acties die voortvloeien uit het Energieakkoord voor duurzame groei.

In dit rapport zijn analyses uitgevoerd voor een vijftal toekomstscenario's voor de Nederlandse energievoorziening en hebben de opstellers aan de hand daarvan conclusies getrokken en aanbevelingen opgesteld. Hiermee vormt de studie een eerste 'aftrap' voor de verdere, maatschappelijke discussies die gevoerd moeten worden over de aanstaande veranderingen in de Nederlandse energievoorziening.

De uitvoering van het project is mede mogelijk gemaakt door inzet van de begeleidingscommissie vanuit Netbeheer Nederland. Hierin zaten:

- Wil Scholten (Netbeheer Nederland, opdrachtgever);
- Marijn Artz (Netbeheer Nederland);
- Martijn Bongaerts (Alliander);
- John Hodemaekers (Stedin);
- Klaas Hommes (TenneT);
- Marijke Kellner Van Tjonger (GTS);
- Michiel Kirch (Cogas);
- Piet Nienhuis (GTS).

Naast de begeleidingscommissie is gebruik gemaakt van de expertise van de netbeheerders en stakeholders, die hun kennis hebben ingebracht in verschillende bijeenkomsten.

Frans Rooijers  
Directeur CE Delft





# Eenheden

1 PJ =  $1 \times 10^{15}$  J  
= 278 GWh  
= 23,9 ktoe  
= 31,6 mln m<sup>3</sup> aardgas (onderwaarde)  
= 28,4 mln m<sup>3</sup> aardgas (bovenwaarde)

1 GWh =  $1 \times 10^9$  Wh  
= 3,6 TJ  
= 0,09 ktoe  
= 114.000 m<sup>3</sup> aardgas (onderwaarde)  
= 102.000 m<sup>3</sup> aardgas (bovenwaarde)

Een gemiddeld huishouden in Nederland verbruikt (MilieuCentraal, 2014):

- Elektriciteit: 3.500 kWh
- Aardgas: 1.600 m<sup>3</sup>

Het aardgasverbruik van 20.000 huishoudens is 1 PJ  
Het elektriciteitsverbruik van 80.000 huishoudens is 1 PJ

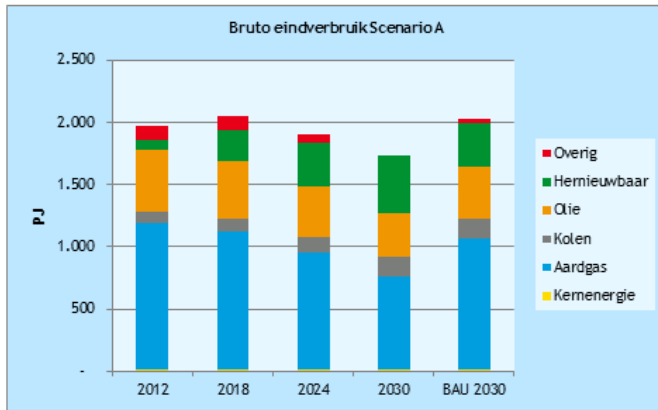
1 m<sup>3</sup> aardgas = 1 m<sup>3</sup> groen gas = 31,65 MJ (onderwaarde) = 1,78 kg CO<sub>2</sub>  
1 kg steenkool = 24,5 MJ = 2,32 kg CO<sub>2</sub>  
1 kg aardolie = 42,7 MJ = 3,13 kg CO<sub>2</sub>  
1 kg biomassa vast = 15,1 MJ  
1 kg biomassa vloeibaar = 37,4 MJ

Voor de productie van 1 PJ elektriciteit is het volgende oppervlak nodig:  
in 2012: 2.250.000 m<sup>2</sup> = 225 hectare  
in 2030: 1.350.000 m<sup>2</sup> = 135 hectare



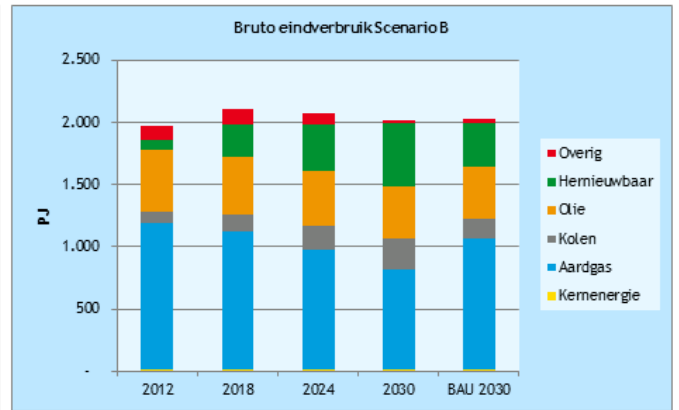


# Scenario-overzicht



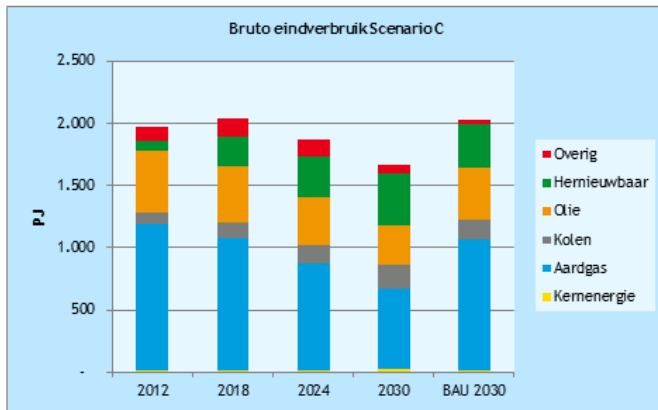
Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Midden



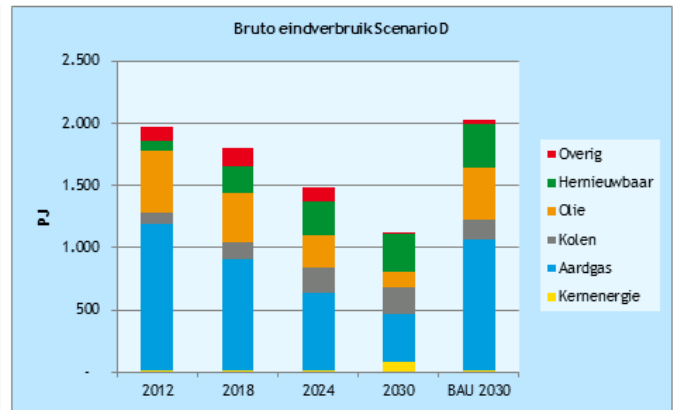
Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Laag



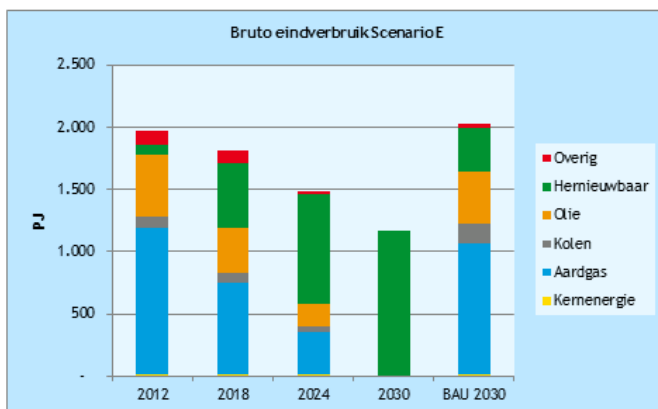
Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	55%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Midden



Kenmerk	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Hoog



Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	100%
Benutting decentraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Hoog
Besparing achter de meter	Hoog







# Inhoud

	<b>Eenheden</b>	<b>5</b>
	<b>Scenario-overzicht</b>	<b>7</b>
	<b>Samenvatting</b>	<b>13</b>
<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>19</b>
1.1	Aanleiding	19
1.2	Doel onderzoek	19
1.3	Opzet onderzoek	20
1.4	Werkwijze	21
<b>2</b>	<b>Energiescenario's</b>	<b>27</b>
2.1	Inleiding	27
2.2	Uitwerking eindbeelden	27
2.3	Uitwerking scenario's	31
2.4	Scenario's vergeleken	38
<b>3</b>	<b>Scenarioanalyse</b>	<b>43</b>
3.1	Energievraag	43
3.2	Energieaanbod	46
3.3	Infrastructuur	55
3.4	Betrouwbaarheid	59
3.5	Betaalbaarheid	65
3.6	Barrières	68
3.7	Overzicht	72
<b>4</b>	<b>Conclusies en aanbevelingen</b>	<b>75</b>
4.1	Ingrijpende veranderingen energiesysteem	75
4.2	Belangrijkste ontwikkelingen	76
4.3	Kosten van scenario's	78
4.4	Aanbevelingen	83
<b>5</b>	<b>Bibliografie</b>	<b>89</b>
<b>Bijlage A</b>	<b>Toelichting backcastingmethodiek</b>	<b>91</b>
<b>Bijlage B</b>	<b>Technieken</b>	<b>93</b>
B.1	Inleiding	93
B.2	Elektriciteit en warmte/kracht	93
B.3	Warmte	94
B.4	Transport	95
B.5	Energieopslag	95



<b>Bijlage C</b>	<b>Conversiemodel</b>	<b>97</b>
C.1	Opzet model	97
C.2	Elektriciteit in 2030	98
C.3	Motorbrandstoffen in 2030	112
C.4	Hoogwaardige warmte	116
C.5	Laagwaardige warmte	119
C.6	Brandstofmix	122
<b>Bijlage D</b>	<b>Eindbeelden &amp; scenario's</b>	<b>125</b>
D.1	Eindbeeld en Scenario A	125
D.2	Eindbeeld en Scenario B	133
D.3	Eindbeeld en Scenario C	141
D.4	Eindbeeld en Scenario D	149
D.5	Eindbeeld en Scenario E	157
D.6	Eindbeeld BAU	165
D.7	Huidige energievoorziening	172
<b>Bijlage E</b>	<b>Profielmodel</b>	<b>177</b>
E.1	Doel en reikwijdte van de profielmodellering	177
E.2	Profielmodel in samenwerking met conversiemodel	177
E.3	Belasting- en opwekprofielen in het profielmodel	178
E.4	Referentiejaar klimaatgegevens	180
E.5	Duurzame opwekking	181
E.6	Netbelasting	182
E.7	Energieopslag	184
E.8	Aanpassen van het profielmodel op het conversiemodel	185
E.9	Demand respons en smart grids	186
E.10	Locale balancering in netten	186
E.11	Centrale productie en energieprijzen	187
<b>Bijlage F</b>	<b>Resultaten profielmodel</b>	<b>189</b>
F.1	IJking op de situatie voor 2012	189
F.2	Eindbeelden voor 2030	192
F.3	Vergelijking van scenario's	210
<b>Bijlage G</b>	<b>Kostenberekening</b>	<b>213</b>
G.1	Energiebesparing	213
G.2	Netten	219
G.3	Productie en opslag	222
G.4	Brandstoffen	223
G.5	Totaalbeeld	223
<b>Bijlage H</b>	<b>Toelichting stakeholdersbijeenkomsten</b>	<b>225</b>
H.1	Bijeenkomst 24 februari 2014	225
H.2	Bijeenkomst 10 april 2014	226
<b>Bijlage I</b>	<b>Verantwoording technische aannames</b>	<b>229</b>
I.1	Waarden backcasting Conversiemodel	229
I.2	Leercurves kostenreductie	237
I.3	Energieprijzen	238



<b>Bijlage J</b>	<b>Gebouwde omgeving</b>	<b>243</b>
J.1	Energievraag in de gebouwde omgeving	243
J.2	Mogelijke maatregelen	244
J.3	Verwerking in scenario's	247
<b>Bijlage K</b>	<b>Glastuinbouw</b>	<b>249</b>
K.1	Energievraag in de glastuinbouw	249
K.2	Mogelijke maatregelen	251
K.3	Verwerking in scenario's	252
<b>Bijlage L</b>	<b>Sector Industrie</b>	<b>253</b>
L.1	Energievraag in de industrie	253
L.2	Mogelijke maatregelen	255
L.3	Maatregelen per scenario	259
L.4	Verwerking in scenario's	268
<b>Bijlage M</b>	<b>Transport</b>	<b>269</b>
M.1	Energievraag in transport	269
M.2	Mogelijke maatregelen	269
M.3	Maatregelen per scenario	273
M.4	Verwerking in scenario's	276





# Samenvatting

## Aanleiding

Deze studie is uitgevoerd naar aanleiding van het Actieplan Duurzame Energievoorziening, dat door Netbeheer Nederland is opgesteld. Tijdens de eerste rondetafelbijeenkomst met stakeholders op 27 november 2013 bleek er behoefte aan een aantal goed onderbouwde scenario's voor de energievoorziening van Nederland in 2030. Netbeheer Nederland heeft CE Delft en DNV GL opdracht gegeven deze scenario's op te stellen.

## Opzet en doel

De scenario's hebben als doel om vanuit maatschappelijk, financieel en technisch perspectief houvast te bieden aan alle partijen die betrokken zijn bij de inrichting van de toekomstige energievoorziening. De scenario's geven inzicht in mogelijke ontwikkelingspaden en in financiële, economische en technische randvoorwaarden voor de diverse scenario's. De uitkomsten van deze studie vormen de eerste aftrap voor de verdere discussie over de toekomstige ontwikkelingen en vraagstukken die de energievoorziening met zich meebrengt. Zij geeft aan waaraan de komende tijd, gezamenlijk gewerkt moet worden, in de richting van mogelijkheden en oplossingen.

De opzet van de studie is een macro-economische benadering van de gehele energievoorziening (elektriciteit, warmte, transport) waarbij is gekeken naar het energetisch gebruik van energiebronnen. De ontwikkelde scenario's zijn gebaseerd op de backcastingmethodiek, waarbij allereerst eindbeelden voor 2030 zijn gedefinieerd. Vanaf deze eindbeelden is *terug geredeneerd* naar het heden, zodat inzichtelijk wordt welke stappen de komende tijd genomen moeten worden, welke barrières we tegenkomen en welke offers gemaakt moeten worden om deze eindbeelden te bereiken. De studie is opgezet als een modelmatige uitwerking van de gehele energievoorziening van Nederland.

De studie is *niet* uitgevoerd als optimalisatiestudie, waarbij naar een optimale invulling van de toekomstige energievoorziening is gezocht. Er heeft (dus) geen optimalisatie plaatsgevonden van bijvoorbeeld de inzet en dimensionering van opwek- en opslagtechnieken. De keuzes en aannames in deze studie zijn gedaan op basis van bestaande kennis en expertise en hebben primair als doel om de randen van het toekomstige speelveld aan te geven. De werkelijkheid zal binnen deze randen liggen.

## Uitwerking

Met behulp van twee modellen is bepaald hoe het eindbeeld in 2030 er per scenario uit ziet, wat de omvang is van de energiestromen, hoe groot de capaciteiten van de netten en die van opwekking zijn, en wat de kosten zijn in de verschillende scenario's. De backcasting is uitgevoerd door invulling te geven aan de tussenjaren 2024 en 2018. Het *startjaar* van de studie is 2012, het meest recente jaar waarvan gegevens beschikbaar zijn.

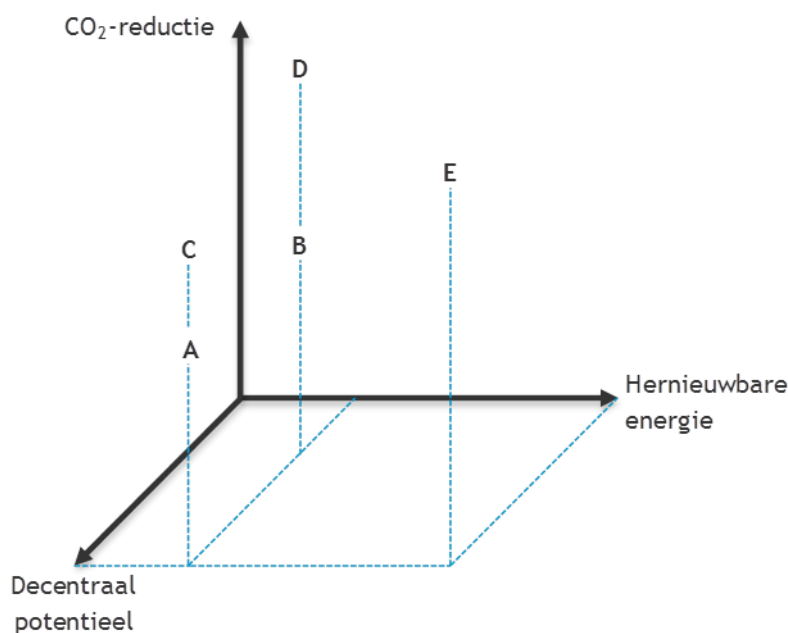
Voor het bepalen van de kosten is gewerkt met een *Business-as-Usual (BAU)* scenario, waarin de te verwachten ontwikkelingen zijn opgenomen, zoals de afspraken uit het Energieakkoord voor duurzame groei. Ten opzichte van dit BAU-scenario zijn de meer- of minderkosten van de scenario's bepaald. Gedurende het traject heeft een tweetal stakeholdersbijeenkomsten plaatsgevonden, waarbij input en commentaar geleverd kon worden op de aannames en voorlopige uitkomsten van de studie. Deze commentaren zijn in dit rapport verwerkt.



## Eindbeelden

Voor 2030 zijn vijf eindbeelden opgesteld. Deze eindbeelden verschillen op een drietal hoofdkenmerken, welke zijn vastgesteld door de opdrachtgever en stakeholders: het aandeel hernieuwbare energie, de benutting van het decentraal productiepotentieel en de CO<sub>2</sub>-reductie. In Figuur 1 worden deze kenmerkende positie van de vijf eindbeelden in dit speelveld weergegeven. In aanvulling op het drietal hoofdkenmerken, verschillen de eindbeelden daarnaast in de mate van de energiebesparing en de omvang van het decentrale elektriciteitsproductie.

Figuur 1 Positionering eindbeelden



De eindbeelden zijn opgesteld door vanuit de functionele energievraag (de vraag naar kracht en warmte), door middel van verschillende conversiestappen de keten naar de primaire energievraag in te vullen. De functionele energievraag is voor alle eindbeelden en scenario's gelijk, zodat de uitkomsten vergeleken kunnen worden op basis van de modelkeuzes en niet worden beïnvloed door exogene ontwikkelingen als verschil in bevolkings- of economische groei. De verschillen in energie-efficiëntie, productiemix en omzettingsrendementen leiden uiteindelijk tot de eindbeelden die voldoen aan de vooropgestelde kenmerken.

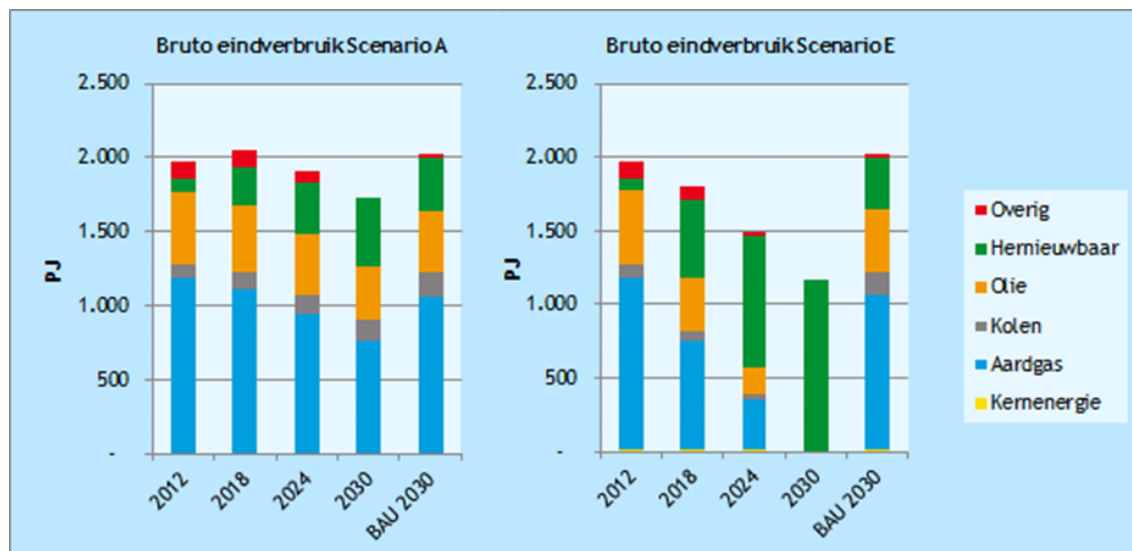
Tabel 1 Kenmerken eindbeelden

Eindbeeld	CO <sub>2</sub> -reductie	Hernieuwbare energie	Decentraal potentieel
A	40%	25%	100%
B	40%	25%	<25%
C	55%	25%	100%
D	100%	25%	<25%
E	100%	100%	100%

## Scenario's

Voor dit vijftal scenario's is vervolgens de vraag naar elektriciteit, hoge en lage temperatuurwarmte en transportbrandstoffen uitgewerkt, en naar de uiteindelijke primaire energie die daar voor nodig is. In Figuur 2 wordt dit als voorbeeld weergegeven voor de Scenario's A en E.

Figuur 2 Uitkomsten Scenario's A en E



## Analyse

De scenario's zijn geanalyseerd op de volgende onderdelen:

- betrouwbaarheid van de energievoorziening;
- duurzaamheid;
- barrières;
- kosten; en
- netconsequenties.

In Tabel 2 worden de resultaten van de kostenberekeningen weergegeven. Daarbij is rekening gehouden dat maatregelen die bijvoorbeeld in 2029 worden getroffen, nog meerdere jaren hun effect hebben. Deze toekomstige effecten zijn meegenomen (zowel eventuele baten als kosten).

Tabel 2 Uitkomsten kostenberekeningen scenario's (contante waarde t.o.v. BAU)

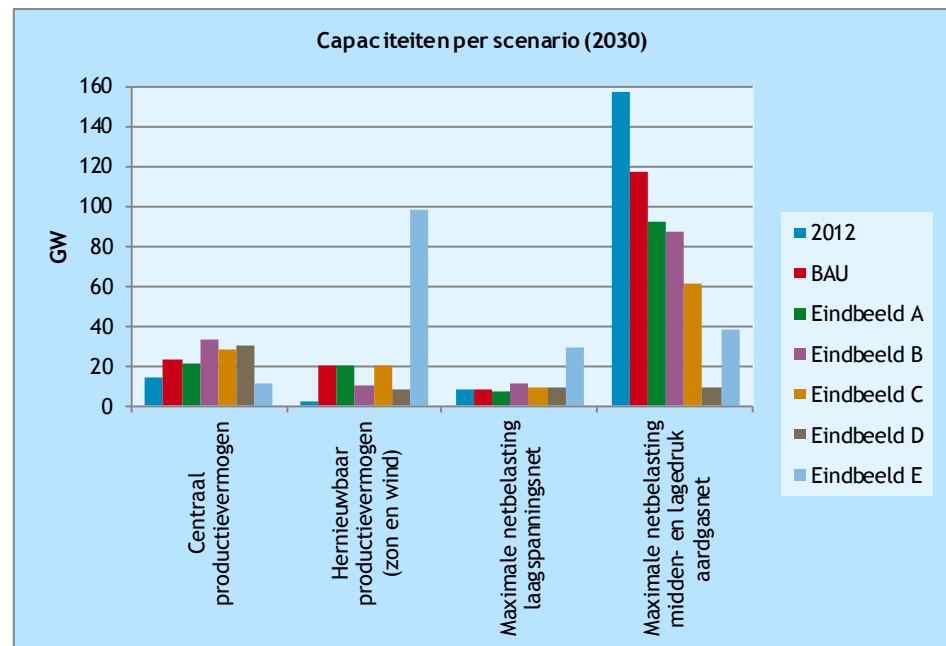
	Scenario A		Scenario B		Scenario C		Scenario D		Scenario E	
	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten
Centrale opwekking		3	18		10		31			5
Decentrale opwekking		4		8		2		16		96
Warmteopwekking (gas)		0	2			1		2		3
Warmteopwekking (elek.)	1		14		15		35			20
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	0			1	0		6			71
Transport en distributie (E)		5	9		3		8			11
Energie en CO <sub>2</sub>		21		9		38		81		94
Besparingsmaatregelen	38		2		41		131			130
Motorbrandstoffen		22		3		33		88		96
Voertuigen		2		2	1		13			15
Resultaat		19		-23		5		-37		-146

Opmerking: In de bovenstaande waarden is rekening gehouden met het doorlopen van de besparingen en O&M-kosten na 2030.

Naast de financiële aspecten zijn ook de gevolgen voor de netten in kaart gebracht. Door energiebesparing en verschuivingen tussen energiebronnen verandert de belasting van de netten in de scenario's. Invoeding van grote hoeveelheden (moeilijk stuurbare) elektriciteit op decentraal niveau, zoals zon-PV, heeft een grote impact op het laagspanningsnet. De capaciteit moet aanzienlijk uitgebreid worden, wil het de piekproductie van deze productie-eenheden kunnen faciliteren. Of er moet grootschalig decentrale opslag worden ingezet.

Aanzienlijke besparing op de warmtevraag en substitutie naar andere vormen van verwarming, leiden tot een verlaging van de maximale netbelasting voor het midden- en lagedruk (<8 bar) aardgasnet.

Figuur 3 Selectie van uitkomsten van capaciteitsberekeningen



### Conclusies

De energievoorziening verandert de komende decennia sterk, als in 2030 voldaan moet worden aan de eigenschappen, zoals deze zijn aangenomen voor de verschillende scenario's. Sommige veranderingen worden nu al aan den lijve ondervonden, voor de meeste is het nog toekomst. De gekozen eindbeelden en opgestelde scenario's laten zien wat de effecten zijn van deze veranderingen: Verschuivingen tussen centrale en decentrale productie, grote hoeveelheden hernieuwbare energie, meer elektriciteit, mogelijkheden voor belastingsturing, meer interactie tussen vraag en aanbod van zowel elektriciteit, gas als warmte.

Uit deze studie komen de volgende conclusies:

- zonder aanpassingen ontstaan er problemen met het handhaven van de systeembalans voor elektriciteit en met de handhaving van de spanningskwaliteit;
- de huidige energiemarkt is nog niet voorbereid op veel decentraal vermogen;
- tariefsystemen zouden eindgebruikers moeten stimuleren beter hun aanbod en vraag van energie te matchen;



- er zijn andere verdienmodellen nodig voor (her)investeren in conventioneel en hernieuwbaar vermogen en lokale initiatieven en projecten;
- er ontstaat een toenemende ongelijkheid in lasten tussen huishoudens die wel/niet (kunnen) investeren in zon-PV;
- het huidige marktmodel voor zuinige technieken is niet toereikend;
- ICT in het hele energiesysteem kan dienstenflexibiliteit bevorderen;
- nieuwe technieken leiden tot hoge maatschappelijke kosten als deze gesocialiseerd worden;
- zowel de scenario-ontwikkelingen als robuuste ontwikkelingen op het gebied van gastansport en -distributie vragen om een herbezinning van de rol van de gasinfrastructuur.

### Aanbevelingen

Aan de hand van de analyses en berekeningen is een elftal aanbevelingen opgesteld. Deze aanbevelingen hebben als doel om het verdere verloop van de discussie over de toekomstige energievoorziening en de rol van de energie-infrastructuur daarbinnen vorm te geven:

1. Ontwikkel ingrijpende regelgeving voor energiebesparing.
2. Ontwikkel regels en marktmechanismen om flexibele vraag en productie te accommoderen.
3. Zoek naar mogelijkheden voor goedkope(re) opslagsystemen en optimaliseer de inzet van opslag naast die van aftopping van zon-PV en het gebruik van infrastructuur gezamenlijk.
4. Ontwikkel een marktmodel en marktregels die recht doen aan een goede mix (met meer duurzaam) en dat afgestemd is op beleid en wet- en regelgeving in ons omringende landen.
5. Ontwikkel een nieuwe aanpak voor de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening en nieuwe business modellen voor investeringen in conventionele en hernieuwbare productietechnieken.
6. Ontwikkel lokale afwegingsprocessen voor herinvestering in lage druk gasnetten.
7. Ontwikkel nieuwe business modellen voor investeringen in warmtenetten.
8. Volg de ontwikkelingen in de transportsector nauwgezet voor afstemming van de interactie met de elektriciteitssector.
9. Ontwikkel een markt voor duurzame biomassa.
10. Voer discussie over de voor- en nadelen van flexibele tariefssystemen.
11. Ontwikkel financieringsinstrumenten voor het faciliteren van de transitie.





# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding

Netbeheer Nederland heeft in samenspraak met een aantal stakeholders het 'Actieplan Duurzame Energievoorziening: Op weg naar het energiesysteem van 2030' opgesteld. Dit actieplan is eind november jl. aan de hand van een rondetafelbijeenkomst met een 25-tal stakeholders besproken.

Tijdens deze rondetafelbijeenkomst over het 'Actieplan Duurzame Energievoorziening' is naar voren gekomen dat het noodzakelijk is om op korte termijn een aantal goed onderbouwde scenario's uit te werken. Daarbij is vanuit de deelnemers ook voorgesteld een scenario te bestuderen met als uitgangspunt een 100% hernieuwbare energievoorziening in 2030.

## 1.2 Doel onderzoek

De **centrale vraagstelling** voor dit project is *het ontwikkelen van een vijftal, goed onderbouwde scenario's op basis van backcasting*. Hierbij gelden de volgende randvoorwaarden en afbakening:

- de scenario's leiden naar een eindbeeld in 2030;
- één van de scenario's heeft als eindbeeld 100% hernieuwbaar in 2030;
- bij het ontwikkelen van de scenario's wordt gebruik gemaakt van de scenario's uit het rapport 'Net voor de toekomst' (CE Delft, 2010);
- bij het ontwikkelen van de scenario's wordt rekening gehouden met de Europese dimensie van de Nederlandse energievoorziening, zowel vanuit de regulering, financiële als fysieke context;
- de afspraken uit het Energieakkoord worden meegenomen;
- in de scenario's wordt aandacht besteed aan geografische verschillen en de kosten en leadtimes van net-, proces- en systeemaanpassingen;
- de scenario's worden getoetst aan de kernwaarden betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid en er wordt een uitspraak gedaan over de waarschijnlijkheid;
- de scenario's worden opgesteld om invulling te geven aan de hieronder benoemde doelen.

De scenario's hebben als **doel** om vanuit maatschappelijk, financieel en technisch perspectief meer houvast te geven voor alle partijen betrokken bij de toekomstige energievoorziening, in ieder geval de bij het SER-akkoord betrokken partijen, om goed onderbouwde keuzes te maken. Hiermee moeten de scenario's onder andere ondersteuning bieden bij de besluitvorming rondom toekomstige investeringsplannen en -strategie. Niet alleen voor de energie-infrastructuur maar voor de gehele energievoorziening, van functionele energievraag tot en met de inzet van allerlei energiebronnen. De studie is hiermee een macro-economische studie, welke niet als doel heeft voor individuele gebieden concrete invulling te verschaffen.

Het opstellen van de scenario's vloeit indirect voort uit de afspraken in het Energieakkoord. Een aanvullend doel van het ontwikkelen van de scenario's is dan ook om knelpunten in de huidige wet- en regelgeving te adresseren en het aanreiken van oplossingsrichtingen.



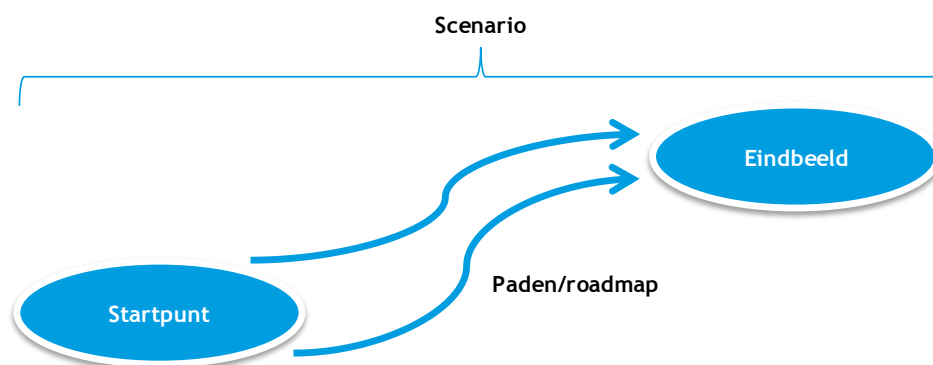
### 1.3 Opzet onderzoek

Energiescenario's zijn een beproefde methode om te verkennen welke ontwikkelingen zich kunnen voordoen in de gehele keten van de energievoorziening, waarbij de waarschijnlijkheid van elk scenario verschillend kan zijn. Uit een scenariostudie blijken robuuste ontwikkelingen en ontwikkelingen die sterk gekoppeld zijn aan bepaalde technische of beleidsmatige ontwikkelingen.

Deze studie is gericht op de energievoorziening in brede zin inclusief elektriciteit, (vloeibaar) aardgas, duurzame gassen, warmte, opslag en conversie van energie(dragers) in de Nederlandse maar ook in de Europese context en is inclusief industrie en elektriciteitscentrales.

Een scenario bestaat uit een startpunt (de huidige situatie), een eindbeeld (de gewenste toekomstsituatie) en de paden die deze twee punten in de tijd verbinden. Deze kunnen zowel vooruit als achteruit in de tijd gaan en worden soms ook wel *roadmaps* genoemd.

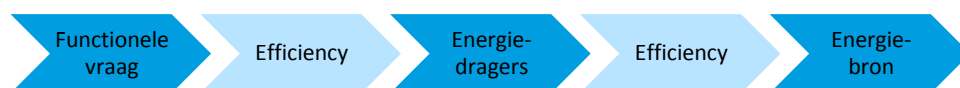
Figuur 4 Opbouw scenario's



De onderdelen van de scenario's worden in dit project opgebouwd vanuit een functionele vraag naar energie voor verwarming (lage en hoge temperatuur<sup>1</sup>), transport en kracht. Deze vraag is afhankelijk van economische en demografische ontwikkelingen. Vervolgens bepaalt de efficiency van gebruiksapparaten en de gebouwschil (isolatie) de vraag naar energiedragers. Daarbij zijn diverse energiedragers beschikbaar van (aard)gas, elektriciteit, vloeibare koolwaterstoffen, stoom en lage temperatuurwarmte. Bij de productie van deze energiedragers is het rendement van de productie-apparatuur (elektriciteitscentrales, raffinaderijen, stoomketels, etc.) bepalend voor het gebruik van primaire fossiele energiebronnen. Op dit moment bestaan deze fossiele bronnen voornamelijk uit aardgas, olie en steenkool. Maar, door afspraken die onder andere zijn vastgelegd in het Energieakkoord en Europese richtlijnen, zorgt de energietransitie in de komende jaren voor een substantieel deel hernieuwbare energiebronnen. Deze worden zowel centraal als decentraal benut. De beschikbaarheid van hernieuwbare energiebronnen hangt af van de principekeuze per scenario. Een hernieuwbaar gas scenario zal vanzelfsprekend meer hernieuwbare bronnen gebruiken dan bijvoorbeeld een business-as-usual-scenario.

<sup>1</sup> De koelvraag wordt, daar waar mogelijk, meegenomen, maar dit resulteert vooral in een elektriciteitsvraag (kracht).

Figuur 5 Opbouw energievraag



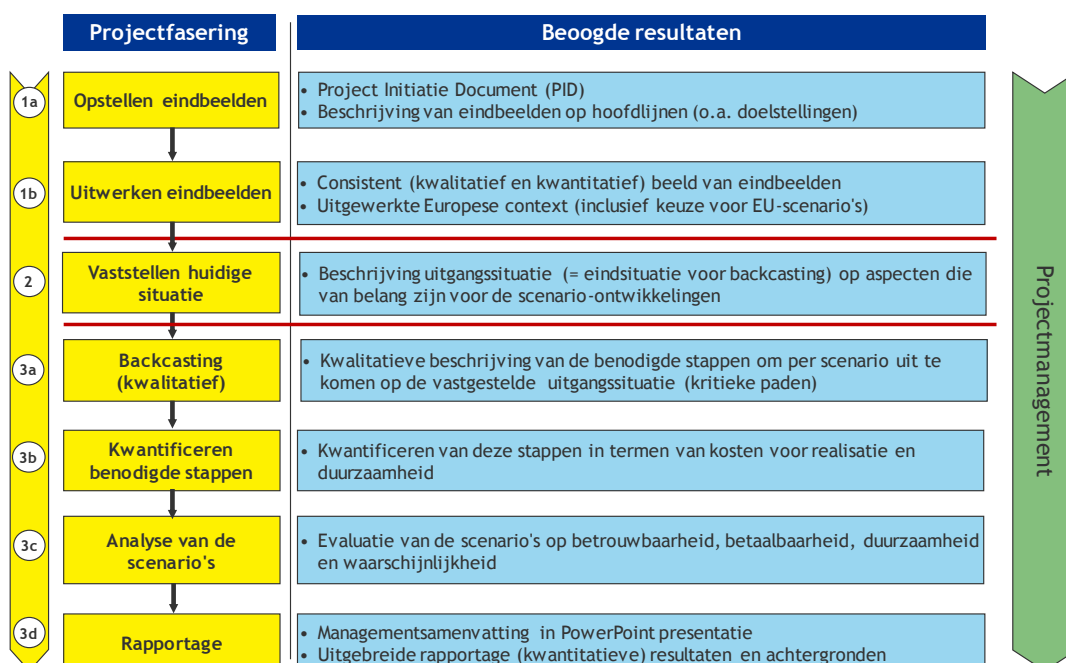
## 1.4 Werkwijze

In Figuur 6 is de hoofdstructuur van het project en het rapport weergegeven.

### Eindbeelden

Netbeheer Nederland heeft aangegeven dat de scenario's ontwikkeld moeten worden op basis van backcasting. De eerste stap van het project bestaat daarom uit het neerzetten van de eindbeelden voor 2030, zie Hoofdstuk 2.

Figuur 6 Aanpak voor dit project



Zowel de energievraag, -aanbod en -netwerken worden in de eindbeelden uitgewerkt. Deze drie onderdelen vormen één consistent geheel, waarmee het eindbeeld een plausibele toekomstsituatie weergeeft. Voor ieder van de vijf scenario's wordt aan de hand van het schema in Figuur 36 een situatie weergegeven van de functionele vraag, de invulling daarvan door opwek en de infrastructuur die nodig is om deze twee te verbinden. De functionele vraag naar energie is opgesteld aan de hand van aannames over de autonome groei van de energievraag (economie) en bereikte besparingen in 2030. Aan de hand van beschikbare scenario's en expert views is een technische invulling gegeven van de wijze (technieken) waarop de functionele vraag wordt voorzien. Aan de hand van conversiemodel (beschreven in Bijlage C) is vervolgens bepaald wat de CO<sub>2</sub>-emissies en het primaire energieverbruik zijn. Zo wordt in het energieconversiemodel, dat CE Delft en DNV GL in eerdere projecten



hebben toegepast, de finale vraag en benodigde en aanwezige conversiestappen om aan deze vraag te worden voldoen, doorgerekend. Dit resulteert per eindbeeld voor het jaar 2030 in:

- de vraag naar brandstof/primaire energie;
- het aandeel hernieuwbare energie in het primaire energiegebruik:
  - opgesplitst in centraal en decentraal;
- de CO<sub>2</sub>-uitstoot.

In het energieconversiemodel zijn opgenomen:

- de functionele energievraag uitgesplitst in:
  - a Hoge temperatuur warmtevraag.
  - b Lage temperatuur warmtevraag.
  - c Kracht/elektriciteitsvraag.
  - d Mobiliteitsvraag.
- de conversierendementen van gebouwen en installaties naar de vraag naar energiedragers;
- toepassing van energieopslag (bijvoorbeeld waterstof of (vloeibare) koolwaterstoffen zoals methanol of methaan) en demand response om de piekvraag op te vangen;
- benodigde centrale opwekcapaciteit (kolen, gas, biomassa, nucleair) met specifieke rendementen (en daarmee emissies);
- benodigde decentrale opwekcapaciteit (voor warmte en elektriciteit) met diverse bronnen (fossiel en hernieuwbaar) en specifieke rendementen;
- toegepaste opslagcapaciteit (gas, elektriciteit, warmte);
- benodigde capaciteit voor transport en distributie:
  - elektriciteitsnetten (laag-, midden- en hoogspanning);
  - warmtenetten;
  - gasnetten (conventioneel en biogas, alleen hoge-druk);
  - biomassatransport;
  - CO<sub>2</sub>-netten (voor CCS en/of tuinders).

In de eindbeelden is aandacht besteed aan de differentie op lokaal/regionaal niveau. Verschillen in de lokale beschikbaarheid van (hernieuwbare) bronnen of fysieke eigenschappen van de vraag (hoge dichtheid, groot volume vs. lage dichtheid, laag volume) worden hierbij benoemd. Dit aspect van de eindbeelden is onder andere van belang voor de uiteindelijke scenarioanalyse.

### **Vertaling van energie naar vermogens**

Dit energieconversiemodel is een model op hoofdlijnen. Het model geeft een sluitend 'energieplaatje' voor een eindbeeld. Om dit energiebeeld te vertalen naar investeringen is een vertaling naar vermogens nodig. Investerings in netten, opwekcapaciteit en opslagcapaciteit worden bepaald op basis van het geïnstalleerd vermogen en niet op basis van energie. Het vertalen van een 'energieplaatje' naar een 'vermogensplaatje' is een daarom een belangrijke stap in de kwantificering en waardering van de verschillende scenario's.

Deze vertaling van vermogen en energie vindt plaats via het Smart Grid scenariomodel van DNV GL (het 'profielmodel'). Dit profielmodel maakt gebruik van gestileerde belastingprofielen van gebruikersgroepen in Nederland om energie te vertalen naar (piek)vermogen. Berekeningen met het profielmodel worden ondersteund met kennis op basis van PLEXOS-model (zie kader). Gedetailleerde dispatch- en netberekeningen (loadflowberekeningen) vallen daarbij buiten de scope. Wel is teruggerepen op inzichten en gedetailleerde resultaten die in eerdere studies van CE Delft en DNV GL zijn verkregen. Een punt van aandacht is dat het conversiemodel en het profielmodel nooit exact op elkaar aansluiten. Dit komt doordat de inschatting van bijvoorbeeld



netverliezen en opslagverliezen in het conversiemodel kunnen afwijken van de daadwerkelijk berekende verliezen in het profielmodel. Dit kan opgelost worden met een aantal optimalisatieslagen maar optimalisatie valt buiten de mogelijkheden van dit project. Aanpassingen tussen het profielmodel en het conversiemodel zijn gedaan door het opwekvermogen in het profielmodel zodanig te schalen dat aan het gevraagde vermogen wordt voldaan. Het vermogensplaatje klopt maar het energieplaatje zal daardoor afwijken van de input uit het conversiemodel.

### Optimalisatie

Belangrijk is om te realiseren dat binnen de eindbeelden geen optimalisatie heeft plaatsgevonden van bijvoorbeeld de inzet en dimensionering van demand response, energieopslag en WKK, maar dat aannames worden gedaan over de invulling hiervan. In het licht van de beperkte doorlooptijd van het project en als gevolg van de grote hoeveelheid variabelen, (toekomstige) onbekendheden en onzekerheden, bieden aannames op basis van expert views ons inziens voldoende benadering van de optimale invulling. Van enkele variabelen is aangegeven wat de mogelijke effecten zijn op de uitkomsten van de eindbeelden.

PLEXOS wordt met name ingezet voor het bepalen van de toekomstige inzet van de elektriciteitsproductiemiddelen en de daaruit volgende elektriciteitsprijzen. Deze prijzen worden bepaald op uurbasis en zijn nodig om de toepassing van conversietechnieken en opslag te evalueren in het scenariomodel. De resultaten van het PLEXOS-model worden gebruikt om de behoefte aan flexibiliteit op distributieniveau te bepalen in het scenariomodel. DNV GL heeft een PLEXOS-model van Europa waarin gedetailleerde en actuele informatie staat van de elektriciteitsvraag, de opwekmiddelen (inclusief wind en zon), de behoefte aan flexibiliteit en een representatief koppelnet voor alle landen.

### Huidige situatie

In Bijlage D.7 is de ‘*huidige*’ situatie vastgelegd. Dit is het *eindpunt* van de backcasting: het terugredeneren uit de toekomst moet op deze situatie uitkomen. In tegenstelling tot de vijf eindbeelden, is er maar één startpunt. In dit startpunt (2012) worden onder andere de volgende aspecten weergegeven en meegenomen:

- huidige energievoorziening (vraag, aanbod, netwerk);
- effecten van Europese afspraken.

Er is voor het jaar 2012 gekozen, omdat voor dit jaar inmiddels de meeste (statistische) gegevens bekend zijn. Van recentere jaren is dat niet het geval.

Hoewel dit onderdeel hoofdzakelijk uit kwantitatieve onderbouwing bestaat, wordt beknopt aandacht besteed aan een aantal kwalitatieve aspecten. Hieronder vallen scenariorelevante aspecten van het huidige politieke klimaat, de huidige attitude jegens duurzaamheid en de nu al bekende ontwikkelingslijnen. Deze onderbouwing is relevant voor de scenario-analyse die later in het project plaatsvindt, waarbij onder andere wordt gekeken naar de waarschijnlijkheid.

### Scenario's

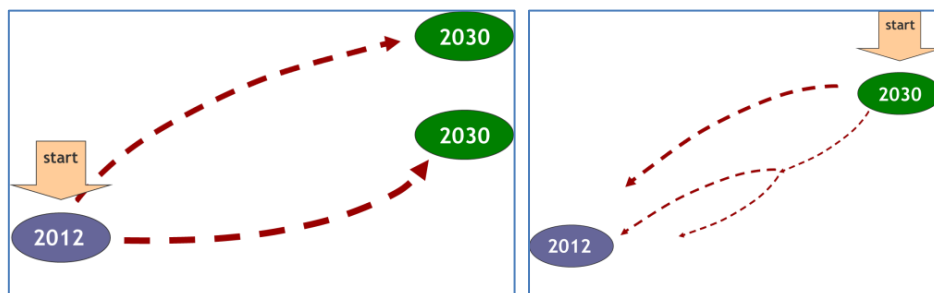
In Hoofdstuk 2 zijn de scenario's uitgewerkt van de vijf eindbeelden naar de huidige situatie en vindt een analyse van deze scenario's plaats.



## Backcasting

Conform de backcastingmethodiek is vanuit de vijf eindbeelden de afstand overbrugd naar de huidige situatie. Hierbij is in stappen van zes jaar, per scenario, het conversiemodel doorlopen. Zo ontstaat er per scenario een beeld van de energievoorziening in 2012, 2018, 2024 en 2030.

Figuur 7 Principe van klassieke extrapolatieve forecasting (links) versus backcasting (rechts). Bij backcasting wordt teruggeredeneerd vanaf het einddoel



Bij het backcasten wordt vanuit de eindbeelden een 'route' terug naar het heden bedacht.

Hierbij is in kleine stappen terug gekeken wat in een eerdere periode noodzakelijk is, om het doel van de latere periode te bereiken, bijvoorbeeld:

- in 2030 zijn alle bestaande woningen verbeterd tot label A;
- in 2024 is 50% van de bestaande woningen verbeterd tot label A en 50% tot label C;
- in 2018 is 25% van de bestaande woningen verbeterd tot label A en zijn labels slechter dan D uitgefaseerd.

Op deze wijze is bij het terugdenken in de backcasting zogenaamde *kritieke paden* opgesteld. Met deze kritieke paden wordt vastgesteld wat nodig is om het eindbeeld te bereiken en wat hierbij essentiële of kritieke onderdelen zijn (vanuit vooraf bekende procedurele doorlooptijden en realisatietermijnen).

### Kwantificeren benodigde stappen

De analyse van de kritieke paden laat zien via welke route (scenario) de eindbeelden te bereiken zijn vanuit de huidige situatie. Hierbij worden de kritieke paden bekeken vanuit meerdere perspectieven: technisch, maatschappelijk en financieel<sup>2</sup>. De (on)mogelijkheden worden hiermee duidelijk en de scenario's krijgen hun vorm.

De extra kosten en baten worden afgezet tegen een business-as-usual-scenario (BAU). Het BAU-scenario is een scenario waarin de energievoorziening uit de huidige situatie wordt voortgezet en waarin de recente afspraken van het Energieakkoord niet worden meegenomen.

De eindsituaties en de noodzakelijk stappen daar naar toe worden door-gerekend in een kostenmodel. Ook voor dit kostenmodel kan gesteund worden op eerder genoemde bestaande modellen. In dit model worden de kosten (investeringen, onderhoud, ontwikkeling, versnelde afschrijving,

<sup>2</sup> Bij het uitwerken van de tussenjaren in scenario's worden de maatschappelijke aspecten globaal behandeld, zoals hoe snel investeringen in isolatie, lokale installaties, e.d. moeten plaatsvinden. Deze aspecten spelen met name een rol in de eindbeelden, maar door ze ook in de tussenjaren (globaal) inzichtelijk te maken, kunnen mogelijke knelpunten in de scenario-analyse worden waargenomen.



brandstofinkoop) en dergelijke in beeld gebracht. Deze worden afgezet tegen een business-as-usual-alternatief. Dit resulteert in netto contante kosten voor het realiseren van dit scenario, uitgesplitst naar:

- brandstofkosten/kosten primaire energie en hernieuwbare bronnen t.b.v.:
  - warmte (hoge temperatuur en lage temperatuur);
  - elektriciteit;
  - motorbrandstoffen.
- investering in en onderhoud van conversiemiddelen;
- investering in en onderhoud van transport- en distributienetten.

Voor de opdrachtgever is het van belang inzicht te hebben in de kosten en leadtimes van de net-, proces- en systeemaanpassingen die nodig zijn in de verschillende scenario's. In dit onderdeel is hoofdzakelijk gekeken naar de kosten en leadtimes van de aspecten die binnen het handelingsperspectief van de partijen vallen. Overige aspecten worden beknopt meegenomen.

Op basis van de kwantitatieve onderbouwing van de scenario's, aangevuld met kennis uit eerdere studies en consultaties van stakeholders, is een analyse uitgevoerd om inzichtelijk te maken wat de scenario's voor de verschillende partijen 'betekenen'. De gegevens die nodig zijn voor deze stap, zijn onder andere verzameld tijdens de netbeheerdersbijeenkomsten.

De geografische componenten in de verschillende scenario's worden meegenomen door de penetratiegraden van verschillende opties (zo is bijvoorbeeld het 100% toepassen van restwarmtebenutting niet mogelijk door geografische restricties). Zo wordt voor de verschillende opties bepaald welke verschillen er zijn tussen regio's in Nederland. In Hoofdstuk 3 worden deze kwalitatief onderbouwd.

### *Scenarioanalyse*

Als gevolg van de gehanteerde backcastingmethodiek bereiken alle scenario's (per definitie) hun eindbeeld. Er zijn wel grote verschillen tussen de scenario's aanwezig en deze worden daarom nog aanvullend geanalyseerd, waarbij onder andere gekeken wordt naar:

- de effecten op de energievraag;
- de effecten op de energie-infrastructuur;
- de betrouwbaarheid van de energievoorziening;
- de betaalbaarheid;
- de barrières.





# 2 Energiescenario's

## 2.1 Inleiding

Het startpunt van de backcastingmethodiek is het vaststellen van de eindbeelden. Deze eindbeelden geven een gewenste situatie van de energievoorziening in 2030 weer. De scenario's die worden ontwikkeld komen uiteindelijk op deze eindbeelden uit.

In dit hoofdstuk wordt het uitwerken van de eindbeelden en de scenario's besproken. Deze worden op hoofdlijnen weergegeven, detailgegevens van zowel de eindbeelden als de scenario's zijn opgenomen in Bijlage D.

Voor het opstellen van de eindbeelden zijn drie typerende dimensies gebruikt, waarlangs de vijf verschillende eindbeelden zijn gepositioneerd. Daarnaast is er een *business-as-usual*-eindbeeld (BAU), welke als referentie dient.

De komende paragrafen geven een toelichting op de uitgangspunten van de eindbeelden, de onderscheidende dimensies van de eindbeelden en uiteindelijk de opbouw van de eindbeelden en scenario's zelf. In de laatste paragraaf wordt de huidige situatie (2012) beschreven. Dit is het 'eindpunt' van de backcasting.

De kwantitatieve invulling van de eindbeelden is bepaald aan de hand van het Conversiemodel. In Bijlage C is een toelichting op dit model te vinden.

## 2.2 Uitwerking eindbeelden

### 2.2.1 Energievraag

De uiteindelijke energiescenario's geven de ontwikkeling van de energievoorziening weer voor zowel de vraag naar:

- elektriciteit;
- motorbrandstoffen;
- hoogwaardige warmte;
- laagwaardige warmte.

In elk van de vijf eindbeelden (en het BAU-scenario) is de vraag naar mobiliteit, comfort van de gebouwen en energie voor kracht en verlichting gelijk. Dit wordt bepaald door het welvaartsniveau; bij een sterke economische groei is er zowel bij huishoudens (meer computers, verlichting, grotere woningen) als bij bedrijven (meer productie) een grotere functionele energievraag. Hierin zijn de eindbeelden niet onderscheidend. Wel verschilt per eindbeeld de mate van efficiency bij de energiegebruiker zodat de vraag naar finale energiedragers (elektriciteit, gas, warmte, motorbrandstoffen) verschilt. De efficiency verschilt onder andere doordat bij meer gebruik van hernieuwbare energie de kosten van de energiedragers hoger wordt<sup>3</sup>, omdat duurdere energiebronnen nodig zijn, dit geeft een additionele prikkel voor besparing.

De functionele energievraag is daarmee geen variabele in het eindbeeld en de eindbeelden zijn daarmee vergelijkbaar qua welvaartsniveau. In Bijlage C is de opbouw van de energievraag (elektriciteit, hoog- en laagwaardige warmte en motorbrandstoffen) toegelicht.

---

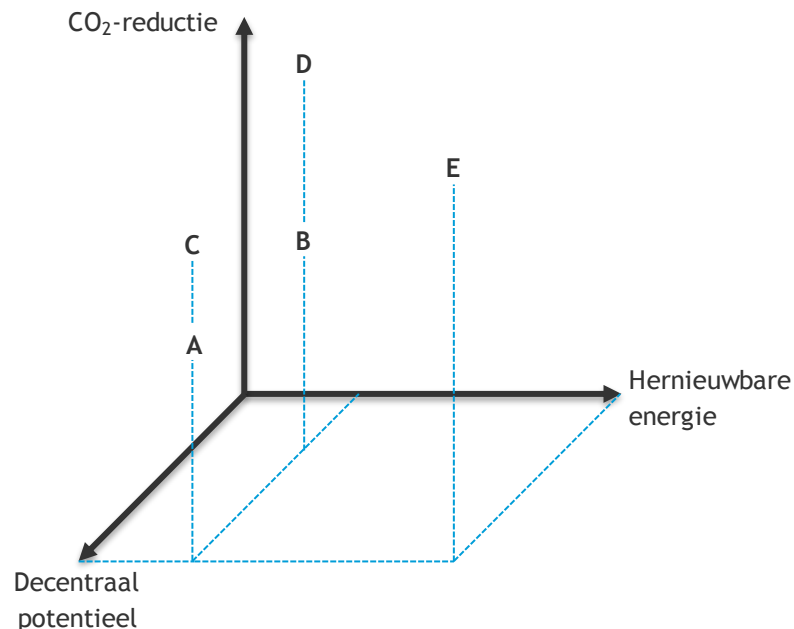
<sup>3</sup> In de doorrekening van deze studie wordt geen onderscheid gemaakt in de brandstofkosten tussen de scenario's.



### 2.2.2 Dimensies

De eindbeelden worden gepositioneerd langs een drietal assen. De assen geven hiermee de dimensies aan waarop de eindbeelden zich onderscheiden en bieden de mogelijkheid van het communiceren van de typerende eigenschappen van de eindbeelden en daaraan gekoppelde scenario's. In Figuur 8 wordt dit assenstelsel weergegeven.

Figuur 8 Assenstelsel eindbeelden



Per as geldt de volgende interpretatie:

– **CO<sub>2</sub>-reductie**

De as van CO<sub>2</sub>-reductie geeft de mate van reductie aan. Van onder naar boven loopt de reductie van 0 tot 100%. Deze reductie wordt bepaald ten opzichte van de CO<sub>2</sub>-emissie in 1990. In 1990 bedroeg deze emissie 167,1 Mton en in 2012 was dit 187,7 Mton (Emissieregistratie, 2014). Een reductie van 50% in 2030 betekent dus een totale emissie van 83,6 Mton in 2030, wat overeenkomt met een reductie van 55% ten opzichte van 2012. Het gaat hierbij om de totale emissie van de energievoorziening (elektriciteit, gas, warmte en motorbrandstoffen).

– **Hernieuwbare energie**

De as hernieuwbare energie geeft de mate van het aandeel van de energievraag die met hernieuwbare bronnen wordt ingevuld (conform EU-methodiek; bruto eindverbruiksmethode). Van links naar rechts loopt het aandeel op van 0% tot 100%. Hierbij staat 100% voor de situatie waarin 100% van de energievraag wordt voorzien door een hernieuwbare bron. Deze hernieuwbare bron kan zowel een decentrale windturbine als een centraal windpark op zee zijn.

– **Decentraal potentieel**

De as decentraal potentieel geeft de mate van de benutting van het decentrale *potentieel* aan. De as loopt van achter met 0% naar voren met 100% benutting van het potentieel. Het maximale decentrale potentieel is de som van alle technische potentiëlen van decentrale technieken, zowel voor elektriciteit, gas als warmte, zoals zon-PV, groen gasproductie, warmtepompen, (wijk-)WKK op groen gas, kleinschalig wind. Grootschalig

windparken, biomassaverbranding in elektriciteitscentrales (meestook of stand alone), et cetera, worden beschouwd als centrale productie. In de studie wordt bepaald wat het maximale potentieel aan decentrale productie is. Indien dit potentieel ontoereikend is voor de totale vraag, is er ook centrale productie aanwezig is. 100% op de as van decentrale productie betekent dus niet automatisch dat alle energievraag decentraal geproduceerd wordt, maar dat 100% van het decentrale potentieel wordt benut. De resterende productie moet dus komen van centrale (hernieuwbare) productietechnieken.

In Bijlage B staat een overzicht van de technieken, waar rekening mee is gehouden in de studie en de positionering ten opzichte van de drie dimensies.

### **Aanvullende kenmerken**

In aanvulling op de drie dimensies, is er nog een tweetal aanvullende kenmerken, welke gekoppeld is aan de eindbeelden: mate van energiebesparing 'achter de meter' en de omvang van het decentrale potentieel.

#### *Energiebesparing achter de meter*

Om de eindbeelden met elkaar te kunnen vergelijken, is de functionele vraag naar energie in alle beelden gelijk. Hierbij wordt dus aangenomen dat in alle gevallen exogene grootheden als economische groei of bevolkingsgroei gelijk zijn. Dit betekent echter niet dat de finale vraag naar elektriciteit, aardgas of motorbrandstoffen gelijk is. Ieder eindbeeld heeft namelijk een eigen mate van 'energiebesparing achter de meter'. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om isolatiemaatregelen in woningen, zuinige apparatuur of efficiëntere voertuigen. Bij het opstellen van de eindbeelden wordt aangenomen dat hoe ambitieuzer de doelstellingen op de drie dimensies zijn, hoe hoger de energiebesparing achter de meter is. Dit geldt dat in gelijke mate voor besparingen op elektriciteit, warmte en motorbrandstoffen.

#### *Omvang decentraal potentieel*

De omvang van het decentrale potentieel is afhankelijk van het aandeel hernieuwbare energie in het eindbeeld. Naarmate de vraag naar hernieuwbare bronnen en de toepassing daarvan groter wordt, dalen de gemiddelde kosten van deze technieken. Door de dalende kosten, wordt het rendabele potentieel groter. Het maximale rendabele potentieel is min of meer gelijk aan het technische potentieel.

### **2.2.3 Vijf eindbeelden**

De vijf gekozen eindbeelden zijn op hoofdlijnen vastgesteld op de drie dimensies uit de voorgaande paragraaf. Het vijftal eindbeelden is:

- A. 40% CO<sub>2</sub>-reductie (conform EU-doelstellingen gepresenteerd op 22 januari 2014), 25% hernieuwbare energie, maximaal decentraal potentieel;
- B. 40% CO<sub>2</sub>-reductie, 25% hernieuwbare energie met beperkt decentraal potentieel (alleen datgene dat lagere kosten vergt dan centrale productie).
- C. 55% CO<sub>2</sub>-reductie met 25% hernieuwbare energiebronnen in 2030, met 100% hernieuwbaar decentraal potentieel.
- D. 100% CO<sub>2</sub>-reductie met 25% hernieuwbare energie en beperkt decentraal potentieel.
- E. 100% CO<sub>2</sub>-reductie met 100% hernieuwbare energiebronnen in 2030, met maximaal hernieuwbaar decentraal potentieel.



Tabel 3 Eindbeelden

Eindbeeld	CO <sub>2</sub> -reductie	Hernieuwbare energie	Decentraal potentieel
A	40%	25%	100%
B	40%	25%	<25%
C	55%	25%	100%
D	100%	25%	<25%
E	100%	100%	100%

Deze eindbeelden zijn opgesteld aan de hand van de aanwijzingen van de opdrachtgever, Europese ontwikkelingen en een inschatting van CE Delft/ DNV GL. De vijf eindbeelden spannen de bandbreedte van de mogelijke invulling van een toekomstige energievoorziening goed op.

De aanvullende kenmerken voor de eindbeelden worden in Tabel 4 weergegeven.

Tabel 4 Aanvullende kenmerken eindbeelden

Eindbeeld	Energiebesparing achter de meter	Omvang decentraal potentieel
A	Midden	Laag
B	Laag	Laag
C	Midden	Laag
D	Hoog	Laag
E	Hoog	Hoog

Het *business-as-usual* (BAU) wordt gebruikt als referentie voor het bepalen van de meerkosten van de verschillende scenario's. Bij het ontwikkelen van dit BAU is zo veel mogelijk aangesloten bij het huidige beleid. Dit betekent dat in het tussenjaar 2024 de waarden voor hernieuwbare energie en besparingen in de orde grootte liggen van wat in het Energieakkoord voor duurzame groei is afgesproken. Gegeven de opzet van de modellen in deze studie en een beperkte beschikbaarheid van de precieze onderbouwing van het Energieakkoord voor duurzame groei, is een exacte match op de einddoelen niet mogelijk. In Tabel 5 staan de uiteindelijke waarden voor het BAU in 2030.

Tabel 5 Aangenomen eigenschappen BAU

Eindbeeld	CO <sub>2</sub> -reductie	Hernieuwbare energie	Decentraal potentieel
BAU	24%	18%	100%

Opmerking: Voor de aanvullende kenmerken is een lage besparing en laag decentraal potentieel aangenomen.

## 2.3 Uitwerking scenario's

In de komende paragrafen worden de vijf scenario's naar 2030 beschreven. Deze scenario's zijn de uitkomsten van de backcasting vanaf het eindbeeld in 2030 naar 2012. Hierbij zijn voor de tussenliggende jaren 2024 en 2018 aannames gedaan voor de stand van alle aspecten van de energievoorziening die zijn meegenomen in deze studie. In Bijlage I is beschreven hoe deze backcasting pragmatisch is aangepakt en welke aannames daarbij zijn gebruikt.

### 2.3.1 Scenario A

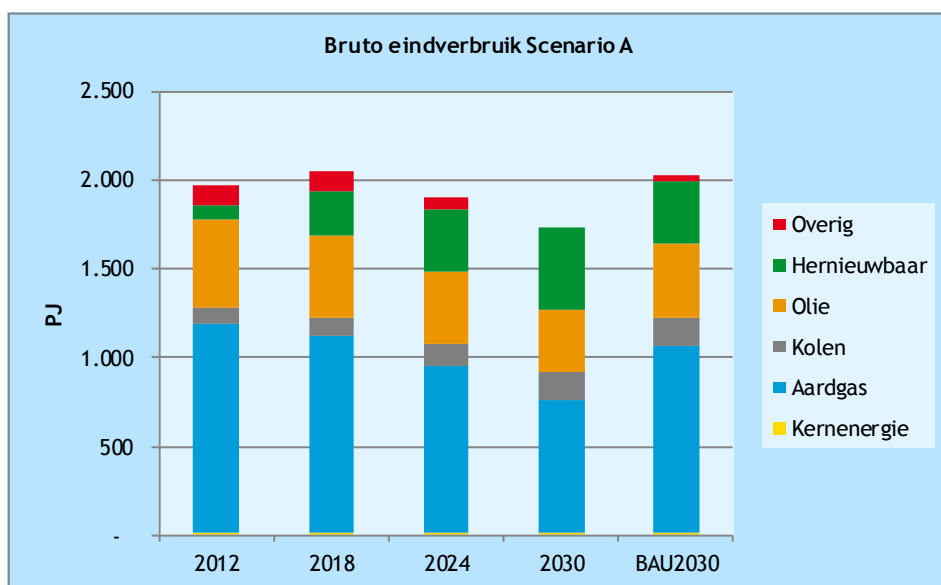
Scenario A leidt tot een eindbeeld dat zich kenmerkt door een CO<sub>2</sub>-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 100% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde efficiency achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 6.

Tabel 6 Uitgangspunten Eindbeeld A

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Midden</i>

De volgende grafiek geeft het verloop van de finale energievraag in het scenario weer en de wijze waarop deze wordt ingevuld als bruto eindverbruik. Door energiebesparing neemt de totale energievraag af. Ten opzichte van het huidige verbruik en het BAU neemt de vraag naar aardgas af, maar blijft de grootste energiebron voor Nederland. Door substitutie in de vervoerssector daalt de vraag naar aardolie. De hoeveelheid hernieuwbare energie neemt sterk toe.

Figuur 9 Scenario A



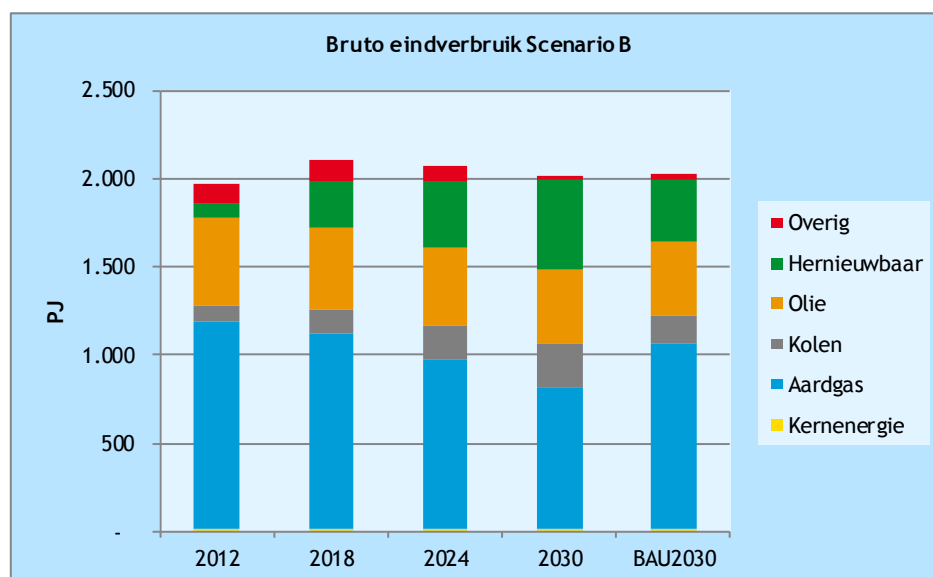
### 2.3.2 Scenario B

In het Eindbeeld B leidt het scenario tot een CO<sub>2</sub>-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 25% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een lage besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 7.

Tabel 7 Uitgangspunten Eindbeeld B

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Laag</i>

Figuur 10 Scenario B



Doordat de energiebesparing in Scenario B lager is dan de verwachte autonome stijging van de vraag, stijgt de finale energievraag licht. Dit is weergegeven in de bovenstaande figuur. In dit scenario daalt het aandeel van aardgas naar minder dan 50% in het bruto eindverbruik en het aandeel kolen neemt toe. Dit laatste komt vooral door toepassen van CCS, wat toegepast wordt op de kolencentrales. Door de lage energiebesparing en het streven om alsnog 25% hernieuwbare energie te hebben, moet in dit scenario het grootste volume hernieuwbare energie worden geleverd (met uitzondering van Scenario E).

### 2.3.3 Scenario C

In Scenario C is het eindbeeld gekenmerkt door een CO<sub>2</sub>-reductie van 55%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en volledige benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 8.

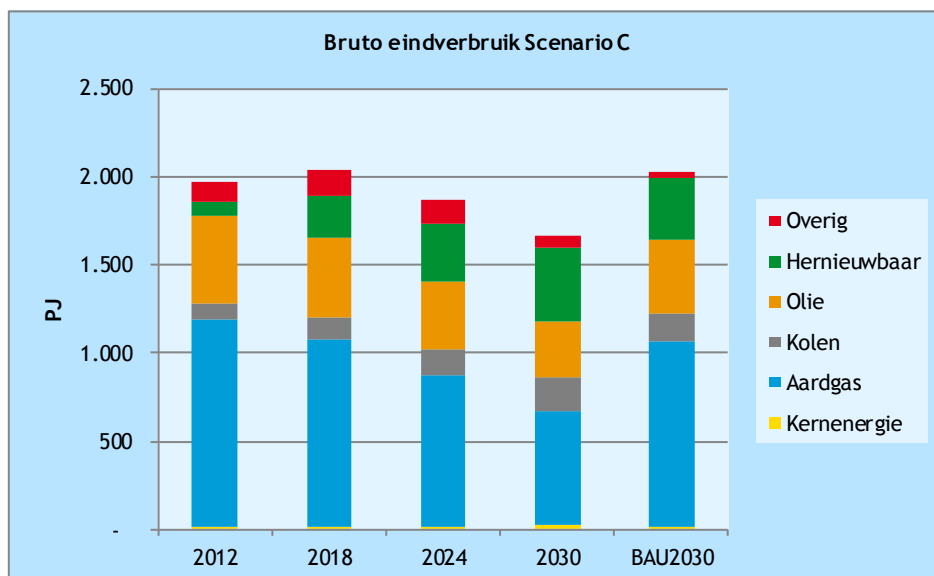


Tabel 8 Uitgangspunten Eindbeeld C

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	55%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Midden</i>

In Scenario C wordt door energiebesparing en het toepassen van CO<sub>2</sub>-vrije technieken een emissiereductie bewerkstelligd van 55%. Technieken als CCS bij kolencentrales en de uitbreiding van kernenergie dragen hier aan bij. Daarnaast vindt bij de warmteproductie substitutie plaats tussen aardgas en productietechnieken die minder of geen lokale emissies hebben, zoals warmtepompen en geothermie. De benodigde elektriciteit wordt onder andere opgewekt door de centrale eenheden die bijvoorbeeld via CCS de emissie van CO<sub>2</sub> beperken. Aardgas kan nog wel worden ingezet voor de piekvraag, maar in volume neemt het sterk af.

Figuur 11 Scenario C



### 2.3.4 Scenario D

Scenario D leidt tot een Eindbeeld D dat zich kenmerkt door een CO<sub>2</sub>-reductie van 100%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en beperkte benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een hoge besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 9.

Tabel 9 Uitgangspunten Eindbeeld D

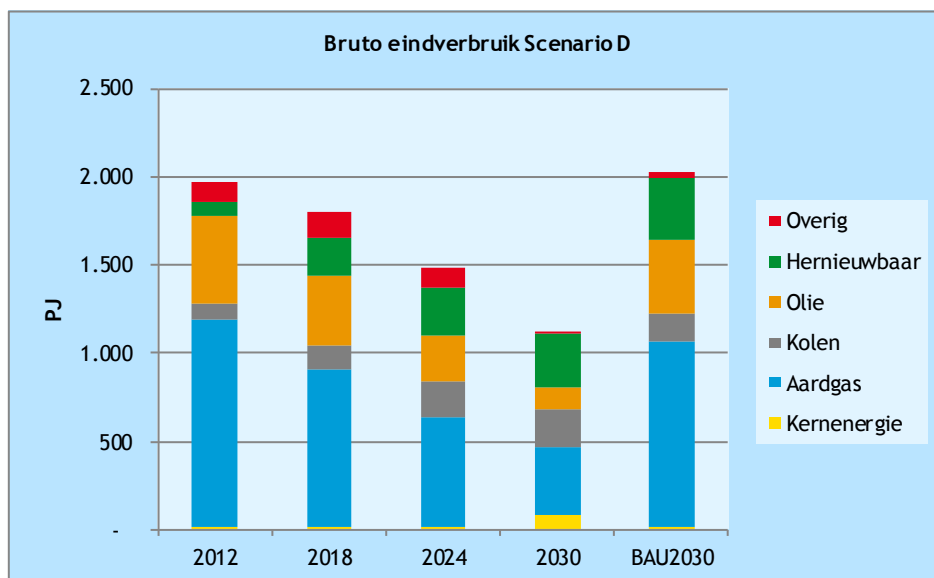
Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Hoog</i>

De 100% reductie van CO<sub>2</sub>-emissies en toch een beperkt aandeel hernieuwbaar, leidt er toe dat in dit scenario sterk ingezet wordt op het toepassen van CCS, kernenergie en het beperken van lokale emissiebronnen omdat hier het afvangen van CO<sub>2</sub> niet mogelijk is. Daarnaast wordt ook bij het meestoken van biomassa in kolencentrales CCS toegepast, zodat een zogenaamde *carbon sink* wordt toegepast, waarbij extra CO<sub>2</sub> uit de atmosfeer wordt gehaald. Dit biedt de mogelijkheid om met name bij vervoer en de productie van hoge temperatuur warmte nog (beperkt) gebruik te maken van fossiele energiebronnen.

Daarnaast wordt in dit scenario fors ingezet op energiebesparing. Dit leidt tot een grote reductie van de finale vraag naar aardgas en tegelijkertijd hoeft het volume hernieuwbare energie tot een minimum beperkt te worden om te voldoen aan het criterium van 25%. Dit scenario heeft dan ook het laagste aantal PJ's aan hernieuwbare energie van alle scenario's.

Voor de resterende vraag vindt vooral substitutie plaats naar bijvoorbeeld elektrische opties, zoals warmtepompen. Dit scenario kent het grootste aandeel van warmtepompen, in vergelijking met de andere scenario's. De mogelijke gevolgen hiervan worden weergegeven in de volgende alinea.

Figuur 12 Scenario D



### Gevolgen van een groot aandeel warmtepompen

In dit scenario wordt de lage-temperatuur warmtevraag (ruimte- en tapwaterverwarming), zoals al gezegd, voor een zeer groot deel geëlektrificeerd. Dat betekent dat de huidige winterpiek in gasconsumptie zich nu zal vertalen naar

een winterpiek in elektriciteitsafname. De elektrificatie vindt voor een belangrijk deel plaats met elektrische warmtepompen.

Er is echter een aantal redenen waarom de winterpiek minder belastend is in dit scenario. Allereerst wordt voor een warmtepomp een COP<sup>4</sup> van 3,5 gemiddeld aangehouden. Dat betekent dat iedere kW aan warmtevraag zich vertaalt naar een elektriciteitsvraag van slechts 0,29 kW. Daarnaast heeft een warmtepomp een buffer waarmee de piekwarmtevraag kan worden opgevangen. Als laatste vindt ook forse isolatie van woningen en gebouwen plaats waardoor de piekvraag daalt.

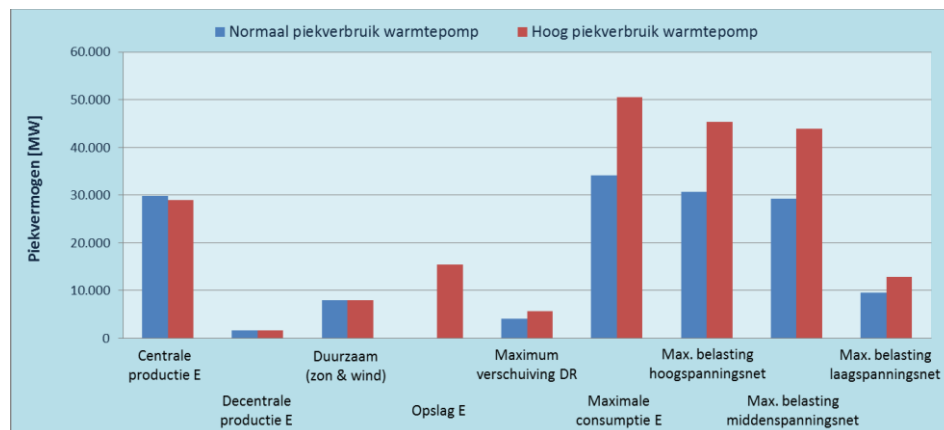
Het elektrisch piekvermogen van een warmtepomp kan daarom beduidend lager zijn dan het huidige gevraagde thermische piekvermogen op basis van de aardgasvraag voor ruimte- en tapwaterverwarming. Op basis van een COP van 3,5 blijkt daarom grootschalige opslag van elektriciteit niet noodzakelijk in dit scenario.

Echter, de genoemde COP-waarde hangt sterk af van de gebruikte warmtepomptechniek. Daarom is een eindbeeld doorgerekend waarin wordt aangenomen dat een andere mix van technieken wordt gebruikt die gemiddeld wel een COP van 3,5 realiseert, maar bij een lage buitentemperatuur gemiddeld nog maar een COP van 1,55 bereikt. De resultaten van deze doorrekening zijn gepresenteerd in Figuur 13 en Figuur 14.

Figuur 13 geeft de invloed hiervan op de dimensionering van het elektriciteitsstelsel weer. Meest opvallende is dat nu wel centrale opslag van elektriciteit noodzakelijk wordt om niet afhankelijk te zijn van importcapaciteit. Dit heeft een licht positief effect op het benodigde centrale opwekvermogen.

De belasting van de netten neemt fors toe. Dit is het sterkst zichtbaar in het midden- en hoogspanningsnet omdat in het middenspanningsnet het meeste warmtepompvermogen staat opgesteld.

Figuur 13 Piekbelastingen en opgestelde vermogens voor Eindbeeld D bij toepassing van twee warmtepomptechnieken

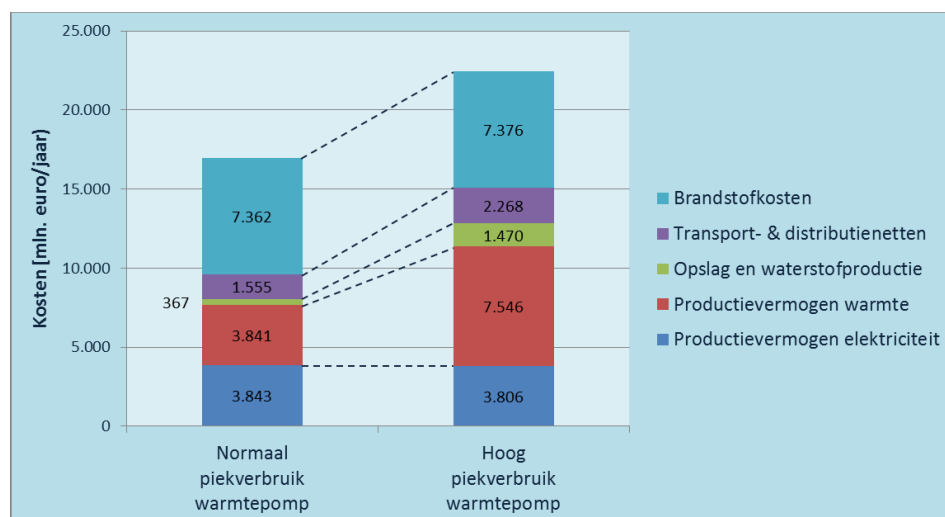


Figuur 14 geeft de gemiddelde jaarkosten in 2030 voor Scenario D weer, gebaseerd op kosten voor bedrijf, onderhoud, vervanging en brandstof. De bedrijfskosten nemen fors toe. Dit wordt deels veroorzaakt door de benodigde net- en opslagcapaciteit. De grootste kostenstijging wordt veroorzaakt door de warmtepompen zelf. Om bij een lage COP hetzelfde vermogen te kunnen leveren, is een zwaarder systeem nodig dat meerkosten met zich meebrengt.

<sup>4</sup> De COP (Coefficient of Performance) is de verhouding tussen de geleverde warmte en de gevraagde elektriciteit.



Figuur 14 Jaarkosten voor Eindbeeld D bij toepassing van twee warmtepomptechnieken



Met de invloed van de gebruikte warmtepomptechniek moet dus terdege rekening worden gehouden bij de inschatting van de kosten en de dimensionering van energieopslag en netten. Ook verdient het aanbeveling alternatieve opties (bijvoorbeeld hybride gas-elektrische systemen) mee te nemen.

### 2.3.5 Scenario E

Het 100%-duurzaam scenario leidt tot Eindbeeld E, met een CO<sub>2</sub>-reductie van 100%, een aandeel van 100% hernieuwbare energie en volledige benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een hoge besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie hoog is. Dit wordt weergegeven in Tabel 10.

Tabel 10 Uitgangspunten Eindbeeld E

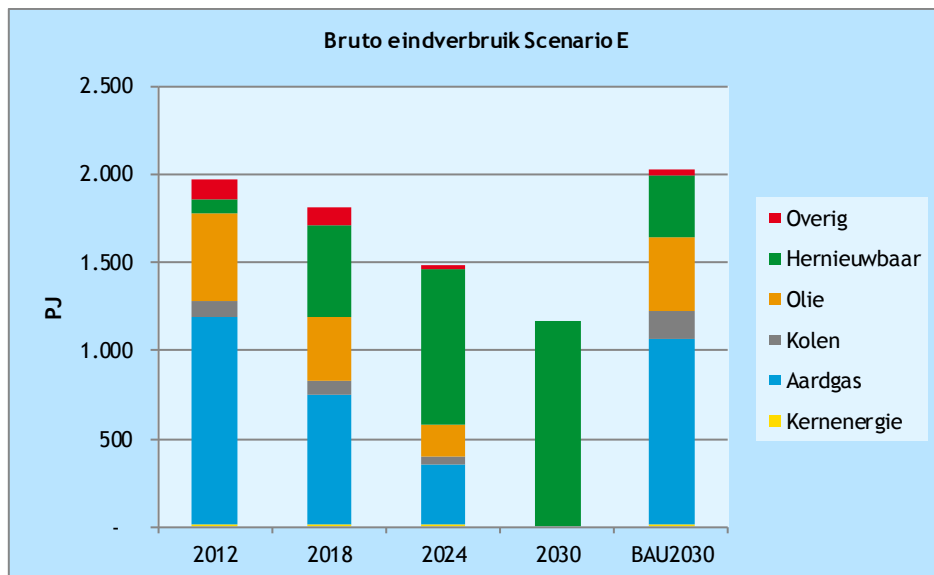
Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	100%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Hoog</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Hoog</i>

Dit scenario is het meest vergaande scenario, waarbij maximaal wordt ingezet op energiebesparing en waarbij geen fossiele energiebronnen meer ingezet worden. Voor elektriciteit worden technieken als zon-PV en wind op grote schaal toegepast en biomassa voor de productie van zowel elektriciteit als warmte. Deze biomassa wordt grotendeels geïmporteerd in vaste of gasvorm. Vloeibare biomassa wordt ingezet voor vervoer.

In dit scenario wordt daarnaast veel waterstof ingezet bij zowel vervoer als bijmenging in het gasnet, naast groen gas. Deze waterstof wordt geproduceerd door de tijdelijke overschotten die ontstaan door het grote opgestelde vermogen van zon-PV en wind. Waterstof vormt hiermee zowel een energiedrager als een opslagmedium voor elektriciteit voor de langere termijn. Opslag voor de korte termijn (dag/nacht) wordt onder andere gefaciliteerd door accu's.

Het zeer grote vermogen van zon-PV dat in dit scenario is opgenomen, zorgt er voor dat mogelijk drastische maatregelen genomen moeten worden om de kosten van het inpassen van dit vermogen op het elektriciteitsnet betaalbaar te houden. In de komende alinea wordt dit toegelicht.

Figuur 15 Scenario E

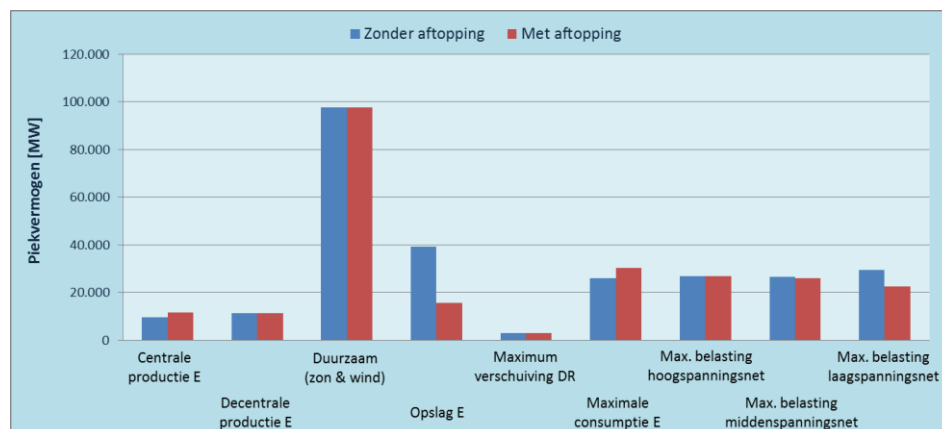


### Gevolgen van een groot vermogen zon-PV

In dit scenario is 82 GW aan zon-PV vermogen geïnstalleerd. Dit brengt ook hoge kosten voor energieopslag en netcapaciteit met zich mee. Het kan economisch voordelig zijn een deel van dit zon-PV vermogen 'af te toppen' om systeemkosten te besparen. In Paragraaf 3.4.5 wordt verder ingegaan op de economische voordelen van het 'aftoppen' van zon-PV. Het effect hiervan wordt gedemonstreerd in Figuur 16 en Figuur 17.

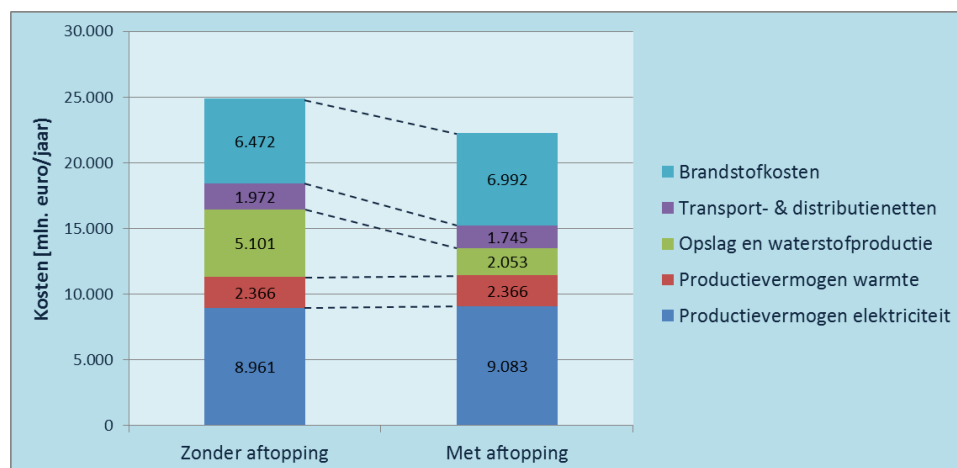
Figuur 16 geeft de invloed van aftopping van 55% van de maximale productie van zon-PV weer op de piekbelasting in het systeem. Er is fors minder opslag nodig. Het centraal productievermogen neemt iets toe en de belasting op het laagspanningsnet neemt significant af.

Figuur 16 Piekbelastingen en opgestelde vermogens voor Eindbeeld E met en zonder 'aftopping'



In Figuur 17 is dit vertaald naar de gemiddelde jaarkosten in 2030, gebaseerd op kosten voor bedrijf, onderhoud, vervanging en brandstof. De kosten voor opslag en netten nemen af, waarbij opslag de grootste bijdrage levert. De brandstofkosten nemen toe omdat een deel duurzame productie wegvalt. Het totaalresultaat suggereert een positieve business case. Dit is echter een momentopname voor 2030 en bijvoorbeeld CO<sub>2</sub>-kosten zijn in dit overzicht niet meegenomen. Het geeft wel aan dat het vanuit economisch perspectief goed kan zijn aftopping mee te wegen in de opties voor een toekomstige stabiele en betaalbare energievoorziening.

Figuur 17 Jaarkosten voor Eindbeeld E met en zonder 'aftopping' van zonne-energie



## 2.4 Scenario's vergeleken

De vijf scenario's die in deze studie bekeken zijn, verschillen op veel verschillende aspecten. In de onderstaande grafieken en tabel worden de scenario's vergeleken op basis van de energievraag, de capaciteitsvraag en de kosten. Uitgebreidere vergelijkingen en gegevens komen terug in de scenarioanalyse (zie Hoofdstuk 3) en de bijlagen (zie Bijlage C tot en met Bijlage G).

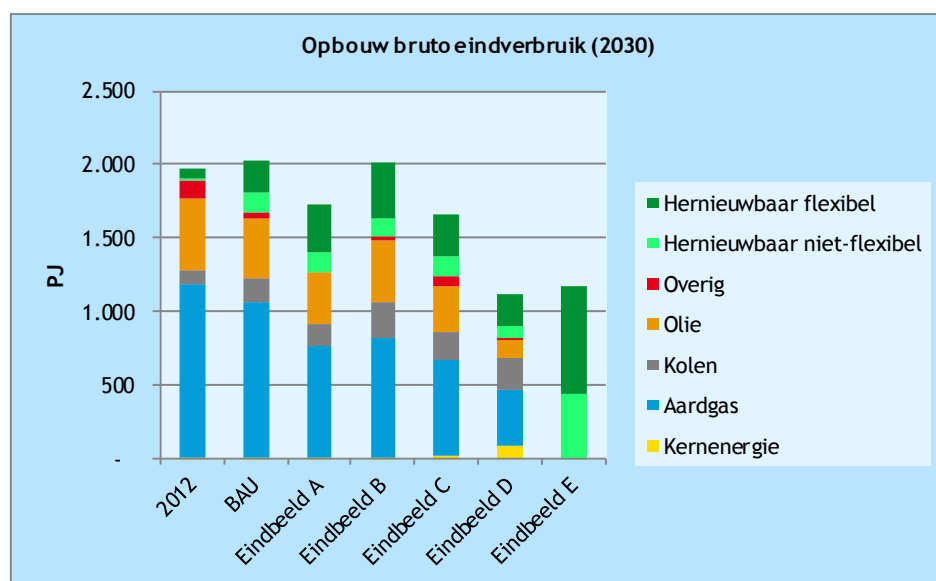
### Energievraag

In Figuur 18 is het bruto eindverbruik van de scenario's weergegeven. In de grafiek is duidelijk zichtbaar dat de mate van energiebesparing een grote invloed heeft op de uitkomst. In het eindbeeld van Scenario B vindt zeer beperkt besparing plaats, bij D en E juist veel. Deze mate van besparing heeft grote invloed op de hoeveelheid hernieuwbare energie die nodig per scenario. Met name tussen de Scenario's A tot en met D leidt dit tot aanzienlijke verschillen. Hoewel het doel bij al deze scenario's 25% is, zorgt de besparing in Scenario D er voor dat 200 PJ minder hernieuwbare energie nodig dan in B. Ter vergelijking: in 2012 bedroeg het *totale* hernieuwbare energieaanbod ongeveer 80 PJ.

Een trend die zichtbaar is in de scenario's, is de afnemende vraag naar aardgas. Dit komt grotendeels door besparingen op de warmtevraag, maar ook deels door een substitutie naar technieken waarbij CO<sub>2</sub> wordt afgevangen en opgeslagen om de beoogde emissiereducties te behalen. Het afvangen van CO<sub>2</sub> is het meest kosteneffectief bij kolencentrales (vanwege het geconcentreerde, grote CO<sub>2</sub>-aanbod in de rookgassen), waardoor met name kolen en CCS

toeneemt, naarmate meer CO<sub>2</sub> gereduceerd moet worden<sup>5</sup>. Naarmate het afvangen van CO<sub>2</sub> echter toeneemt, wordt het ook van belang inzicht te krijgen in het opslagpotentieel voor CO<sub>2</sub> in de bodem (zie ook Paragraaf 3.3.4). In alle scenario's neemt de vraag naar hernieuwbare energie toe. In alle scenario's neemt biomassa ongeveer twee derde hiervan voor zijn rekening. Het gebruik van vaste biomassa voor meestook of stand alone biomassacentrales, gasvormige biomassa voor WKK's of ketels en vloeibare biomassa voor de biobrandstoffen in het vervoer. Voor alle scenario's ligt er een zeer grote uitdaging om deze vraag naar biomassa op een duurzame manier in te vullen. Op voorhand staat echter al vast dat Nederland onvoldoende potentieel heeft om de vraag naar biomassa volledig in te vullen en er dus een groot deel geïmporteerd moet worden.

Figuur 18 Energievraag per scenario



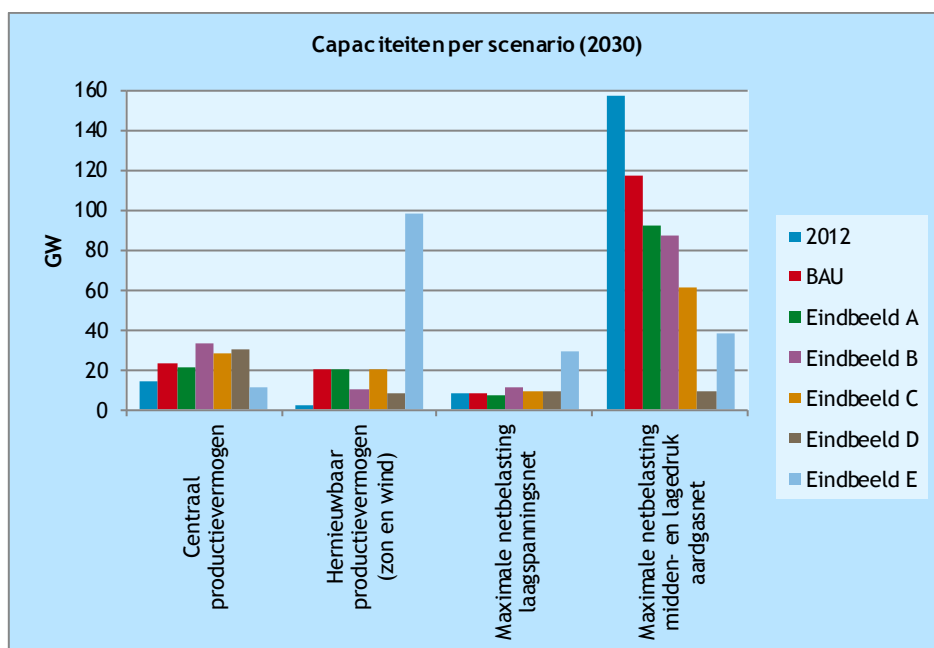
### Capaciteiten

Met behulp van het profielmodel van DNV GL zijn de gevolgen van de scenario's voor de energie-infrastructuur berekend. In Figuur 19 worden hiervan enkele uitkomsten weergegeven (uitgebreide overzichten staan in Bijlage D). Zoals te verwachten is, wijkt het Scenario E op de meeste onderdelen sterk af van de andere scenario's, maar ook Scenario's A, B, C en D vertonen onderling sterke verschillen.

In B, C en D neemt het centrale productievermogen sterk toe, ten opzichte van de situatie in 2012 en ten opzichte van BAU. Bij B en D wordt dit deels verklaard doordat het benut potentieel van decentrale opwekking van elektriciteit laag is. Voor C komt dit onder andere door een groot aandeel van CCS technieken, die een lager rendement hebben, waardoor het vermogen groter is, om dezelfde hoeveelheid elektriciteit te produceren (bij gelijkblijvende kenmerken van de centrales). In Scenario E bestaat de centrale elektriciteitsproductie enkel uit biomassacentrales en wordt het grootste deel van elektriciteitsproductie op decentraal niveau uitgevoerd door bijvoorbeeld zon-PV en wind.

<sup>5</sup> In de modellering wordt daarnaast wel uitgegaan van toepassing van CCS bij gas-eenheden.

Figuur 19 Maximale capaciteitsvraag per scenario in 2030



### Kosten

Voor alle scenario's is berekend wat de meerkosten en -baten van het scenario zijn, ten opzichte van het BAU. Deze zijn weergegeven in Tabel 11.

Zoals op voorhand te verwachten is, zijn de scenario's met de hogere doelstellingen de scenario's met zowel de hoogste meerkosten als meerbaten (ten opzichte van BAU). Belangrijke kostenposten in de scenario's zijn de kosten van de besparingsmaatregelen die nodig zijn om de beoogde besparing te behalen. Deze lopen op tot tientallen miljarden euro's. De besparingen die hiermee behaald worden, zitten in de baten van energie. Hierbij is de hoogte sterk afhankelijk of wel of niet rekening wordt gehouden met de uitloop van de kosten en baten. Logischerwijs nemen deze toe als de besparingen die worden behaald na 2030 wel worden meegenomen in het totaalbeeld. In het geval van Scenario C is het effect hiervan dermate groot dat de totale netto contante waarde positief wordt, ten opzichte van BAU.

Andere grote verschillen ontstaan op het vlak van opwekking. De scenario's met een lage benutting van het decentrale potentieel kennen hoge kosten voor de centrale opwekking. In Scenario D komt dit onder andere door een aanzienlijke uitbreiding van de nucleaire capaciteit. In Scenario E is sprake van een tegenovergestelde situatie, waarbij er een groot decentraal potentieel wordt benut. De hoge kosten komen hierbij vooral door de grote capaciteit aan zon-PV. Deze leidt tegelijkertijd tot hoge kosten voor opslag en waterstofproductie.

De aanzienlijke baten voor de motorbrandstoffen komen deels door de behaalde besparingen, maar ook door de substitutie van olie-gebaseerde brandstoffen naar elektriciteit en waterstof. Hiervan komen de kosten in het model niet terecht bij motorbrandstoffen, maar daar waar deze worden opgewekt. Dit geeft hierdoor enigszins een vertekend beeld.

De onderstaande kosten geven het verschil weer ten opzichte van het BAU, om ook een indicatie te geven van de absolute kosten, is Figuur 20 opgenomen. Hierin staan de absolute kosten per scenario, inclusief BAU (weergegeven zonder uitloop van kosten en baten).



Tabel 11 Meerkosten en -baten per scenario (netto contant, mld €)

Zonder uitloop	Scenario A		Scenario B		Scenario C		Scenario D		Scenario E	
	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten
Centrale opwekking		3	12		8		26			3
Decentrale opwekking		3		6		2		11		71
Warmteopwekking (gas)	0		2		1		1			0
Warmteopwekking (elek.)		1	8		9		25			17
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	0			1	0		4			49
Transport en distributie (E)		5	7		2		7			8
Energie en CO <sub>2</sub>		5	0			11		26		38
Besparingsmaatregelen	26		1		27		90			89
Motorbrandstoffen		11		3		16		41		44
Voertuigen		1		1	1		9			10
<b>Resultaat</b>		<b>3</b>		<b>-21</b>		<b>-18</b>		<b>-83</b>		<b>-161</b>
Met uitloop tot 2050	Scenario A		Scenario B		Scenario C		Scenario D		Scenario E	
	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten
Centrale opwekking		3	18		10		31			5
Decentrale opwekking		4		8		2		16		96
Warmteopwekking (gas)		0	2			1		2		3
Warmteopwekking (elek.)	1		14		15		35			20
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	0			1	0		6			71
Transport en distributie (E)		5	9		3		8			11
Energie en CO <sub>2</sub>		21		9		38		81		94
Besparingsmaatregelen	38		2		41		131			130
Motorbrandstoffen		22		3		33		88		96
Voertuigen		2		2	1		13			15
<b>Resultaat</b>		<b>19</b>		<b>-23</b>		<b>5</b>		<b>-37</b>		<b>-146</b>

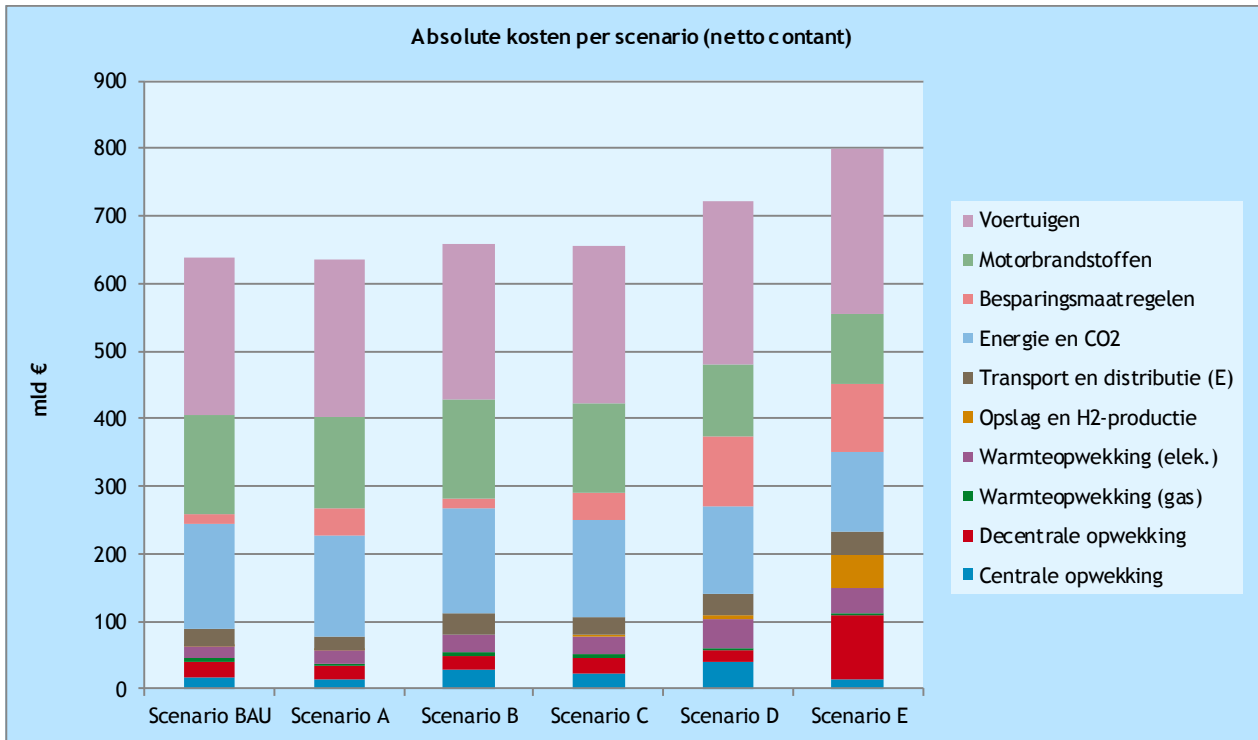
Opmerking: In de berekening met uitloop is rekening gehouden met de effecten van de getroffen maatregelen na 2030. Zodat niet alleen de kosten van een maatregel die wordt getroffen in 2029 meetellen, maar ook de besparingen die de maatregel na 2030 behaald.

#### Uitloop van kosten en baten

Voor het berekenen van de kosten en baten kunnen twee benaderingen worden gebruikt. In de eerste wordt de berekening gestopt in 2030. De investeringen en besparingen lopen niet door. Dit heeft als consequentie dat voor maatregelen die in 2029 worden getroffen wel de volle kosten worden toegerekend, maar de besparingen (die nog jaren doorlopen) niet worden meegenomen. In de tweede benadering wordt wel rekening gehouden met een uitloop. Hierbij zijn de besparing doorgerekend tot 2050. Omdat deze besparingen echter niet vanzelf plaatsvinden, is tegelijkertijd rekening gehouden dat na 2030 ook vervangingsinvesteringen en O&M-kosten doorlopen (de maatregelen moeten immers ook op niveau gehouden worden). Als gevolg hiervan stijgen de kosten, maar stijgen de baten nog sterker. Met name in het geval van Scenario C heeft dit tot gevolg dat de het totaalresultaat van negatief naar positief omslaat.



Figuur 20 Absolute kosten per scenario (zonder uitloop, netto contant)



# 3 Scenarioanalyse

De scenario's zijn denkbare ontwikkelingen van nu naar 2030. In deze studie wordt geen keuze gemaakt over welk scenario het beste, groenste of goedkoopste is. Er wordt een beeld gegeven van de diversiteit aan mogelijkheden die er zijn. Uiteindelijk moet ieder toekomstig energiesysteem robuust zijn om, gegeven technische ontwikkelingen, keuzes van energiegebruikers en energiebeleid op lokaal tot EU-niveau, te leiden tot de meest betaalbare, betrouwbare en schone energievoorziening.

De scenario's zijn opgesteld vanuit een backcasting methodiek. Vijf eindbeelden zijn gecreëerd welke voldoen aan een op voorhand vastgestelde mate van CO<sub>2</sub>-reductie, aandeel hernieuwbare bronnen en decentrale productie van elektriciteit. Door de opstellers zijn keuzes gemaakt om gegeven de vraag bij de gebruikers te voorzien met verschillende technieken die binnen de gestelde kaders blijven. Deze zijn toegelicht in de voorgaande hoofdstukken. Het is geen optimalisatiestudie en op elk van de keuzes kunnen andere keuzes worden gemaakt. Op een aantal plaatsen zijn die expliciet gemaakt en verschillende consequenties tegen elkaar afgezet. In deze analyse is zo veel mogelijk rekening gehouden met de invloeden van deze keuzes op de uitkomsten van de analyse.

Uit de doorrekeningen van de vijf scenario's is een aantal conclusies getrokken. In de volgende paragrafen worden de scenario's gestructureerd geanalyseerd op verschillende aspecten:

- energievraag;
- energieaanbod;
- infrastructuur;
- betrouwbaarheid;
- betaalbaarheid;
- waarschijnlijkheid.

De scenarioanalyse leidt uiteindelijk tot een overzicht van barrières en offers die nodig zijn om te komen tot de voorgestelde veranderingen in de scenario's.

## 3.1 Energievraag

Voor alle scenario's is een gelijke comfort vraag (functionele energievraag) genomen die, waarbij rekening is gehouden met een verandering ten opzichte van het huidige niveau. Hiermee wordt gecompenseerd voor een lichte groei van het aantal woningen, inwoners en een groei van de industriële productie die resulteren in een groeiende vraag naar warme gebouwen, hoge temperatuur voor de industrie, transport en elektriciteit (een samenvoeging van de vraag naar licht, kracht, ICT, et cetera).

Nadrukkelijk is dit, met uitzondering van elektriciteit, niet de energievraag aan de meter. Inzet van verschillende conversietechnieken en besparingsmaatregelen bij de gebruiker, zorgt dat dit resulteert in een finale energievraag volgens de definitie van het CBS. Deze finale vraag verschilt per scenario, omdat de inzet van energiebesparing verschilt. Ook is aangenomen dat een groter deel van de energievraag geschikt is om te sturen als dat nodig of zinvol is omdat apparaten steeds meer met ICT aan/uit-schakelbaar worden.



De ingrijpende transitie bij transport in de Scenario's D en E, leidt tot een sterke daling van de vraag naar fossiele motorbrandstoffen (benzine en diesel). Als gevolg hiervan zijn ingrijpende effecten te verwachten bij de HT-warmte (van raffinaderijen en overige industrie die gerelateerd is aan de productie van motorbrandstoffen) en elektriciteitsvraag (waterstofproductie en elektrisch vervoer). In de berekeningen is er vanuit gegaan dat dit in Scenario E leidt tot een aanvullende energiebesparing van 100 PJ op de vraag naar HT-warmte.

Er zijn legio technieken om de finale vraag te beperken, bij een gelijk-blijvende functionele vraag, waarvan een groot deel ook nog eens rendabel is. Een forse inzet op energiebesparing is dan ook vanuit maatschappelijke kosten bezien te prefereren.

In de Scenario's A, B en C zijn de besparingspakketten rendabel, voor alle soorten energievraag. De Scenario's D en E hebben een zwaar pakket aan energiebesparingsmaatregelen gekregen om in Scenario E de vraag naar (dure en schaarse) hernieuwbare bronnen te beperken in Scenario D en de opslag van CO<sub>2</sub> enigszins in te perken.

Voor deze scenario's geldt dat de besparingsniveaus deels financieel onrendabele maatregelen bevat, en nog moeilijker is te realiseren dan de besparingen in de Scenario's A, B en C.

Tabel 12 Energiebesparingsscenario's in het eindbeeld (2030)

	Besparing LT	Besparing HT	Besparing motorbrandstoffen	Besparing elektriciteit
Scenario A	25%	10%	15%	25%
Scenario B	10%	5%	0%	10%
Scenario C	25%	10%	15%	25%
Scenario D	50%	20%	35%	50%
Scenario E	50%	20% <sup>1</sup>	35%	50%

Opmerking: <sup>1</sup> Hier komt een additionele besparing van 100 PJ bij, in verband met de structurele veranderingen in de industrie.

### Elektriciteit

Elektriciteit geeft invulling aan de vraag naar kracht, licht, koude en andere functies. Bij elektriciteit vindt een autonome toename van de vraag plaats door toenemende welvaart, apparatuur, ICT en innovaties tussen 2012 en 2030. Dankzij besparingsmaatregelen neemt de finale vraag in eerste instantie af, maar wordt deze in de alle scenario's aangevuld met een extra groei door substitutie van aardgas voor LT- en HT-warmte en benzine/diesel door elektriciteit in het transport. Daarnaast zorgt de productie van waterstof voor transport en bijmenging in aard/groen gas om Scenario's D en E voor een sterke stijging in de elektriciteitsvraag. Als gevolg hiervan stijgt de finale elektriciteitsvraag in alle scenario's ten opzichte van 2012. In Tabel 13 wordt dit weergegeven.

Tabel 13 Opbouw elektriciteitsvraag (in PJ)

	2012	A	B	C	D	E	BAU
Finale vraag	431	455	550	523	506	571	529
Functionele vraag (na besparing)	415	380	456	380	253	253	456
+ elek vervoer		10	11	29	37	82	11
+ elek HT-warmte	14	26	35	64	56	26	28
+ elek LT-warmte	2	40	47	50	65	37	33
+ H <sub>2</sub> -vervoer & mixgas		0	0	0	94	174	0



## Transport

Naast de beperkte reductie van de vraag zal er een (forse) verschuiving plaatsvinden van benzine/diesel naar elektrisch vervoer, biobrandstoffen en waterstof. Dit vindt met name plaats in Scenario's D en E waar het CO<sub>2</sub>-reductiedoel het grootste is. Tezamen met een absolute besparing op motorbrandstoffen, leidt deze substitutie tot een afnemende productie van diesel en benzine in de raffinaderijen. Dit heeft op haar beurt een effect op de HT-warmtevraag van de industrie.

## Hoge temperatuur (HT-)warmte

In vergelijking met de andere energievragen, zijn de besparingen op de HT-warmtevraag beperkt. Dit komt grotendeels doordat de meeste HT-warmte in de energie-intensieve industrie wordt toegepast, waar energiebesparing al jaren hoog op de agenda staat. Eén uitzondering hierop wordt gemaakt in Scenario E, waar door het wegvallen van de vraag naar fossiele motorbrandstoffen een structurele verandering in de industrie plaats zal vinden (wegvallen huidige raffinaderijsector en aanpalende industrieën). In Scenario D vindt op grote schaal CCS plaats, niet alleen bij de directe productie van HT-warmte, maar ook bij de centrale elektriciteitsproductie. Omdat in dit eindbeeld centrale elektriciteitsproductie in dit scenario een zeer groot aandeel heeft, is aangenomen dat ook de HT-warmtelevering uit deze productie toeneemt. Als gevolg hiervan daalt het volume van HT-warmte dat 'door de industrie zelf' geproduceerd moet worden.

## Lage temperatuur (LT-)warmte

Voor LT-warmte zijn forse besparingen goed mogelijk en deze worden daarom in bijna alle scenario's (10-50%) aangenomen. Met name als de besparingen richting de 50% gaan, worden deze onrendabel. Hoewel de besparingen van 50% wel technisch haalbaar zijn, zijn deze niet waarschijnlijk. Voor de LT-warmtevraag betekent dit dat binnen zeer korte tijd ongeveer 500.000 woningen, tienduizenden kantoren, scholen en winkels én honderden hectares glastuinbouw *per jaar* grondig moeten worden aangepakt. Hiervoor ontbreekt op dit moment de uitvoeringscapaciteit.

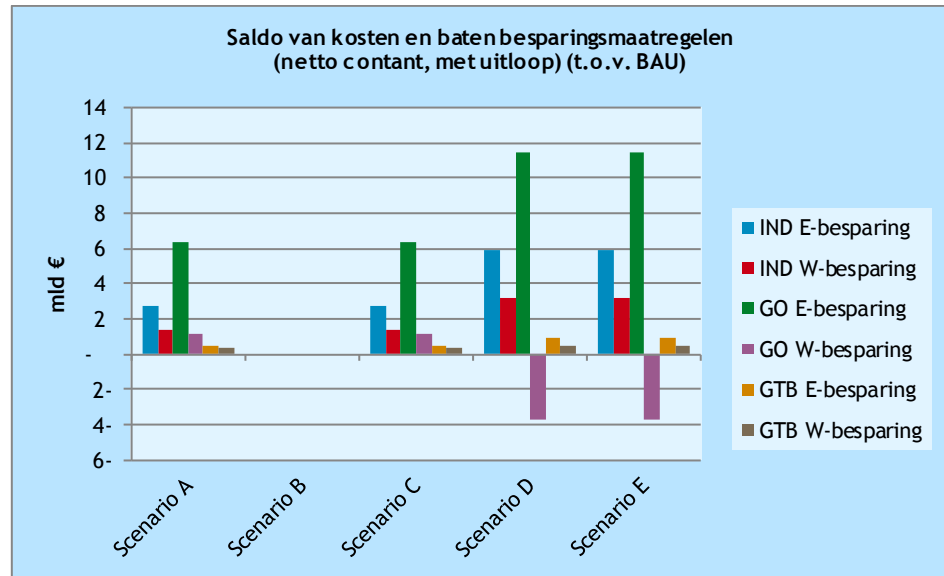
Voor de vraag naar laagwaardige warmte wordt momenteel vooral aardgas gebruikt. Dit zal afnemen door substitutie naar efficiëntere opties als elektrische/hybride warmtepompen, het gebruik van geothermie en restwarmte en grote WKO-projecten. Dit gebeurt in alle scenario's. De last die de LT-warmtevraag op de primaire energiebronnen legt, neemt daardoor ook sterk af.

## Kosten energiebesparing

De ervaringen uit de afgelopen 30 jaar energiebesparing leren, dat ondanks dat veel besparende maatregelen rendabel zijn, deze niet vanzelf worden uitgevoerd. Forse besparingen zullen alleen plaatsvinden als de overheid kiest voor krachtig beleid en voldoende prikkels (prijzen en regelgeving). In Figuur 21 zijn de kosten en baten weergegeven van de besparende maatregelen. Hierin is duidelijk te zien dat de ingrijpende besparingsmaatregelen voor warmte in de gebouwde omgeving in Scenario's D en E niet rendabel zijn.



Figuur 21 Kosten van besparingsmaatregelen



### 3.2 Energieaanbod

Per scenario zijn verschillende ontwikkelingen waar te nemen voor de energiebronnen. Deze zijn deels afhankelijk van de aannames die zijn gedaan, maar ook deels algemeen als gevolg van externe ontwikkelingen (zoals EU-regelgeving). Hieronder volgen enkele ontwikkelingen die waar te nemen zijn in de scenario's.

#### 3.2.1 Energiebronnen

##### Gas

Ten opzichte van het BAU neemt het volume van aardgas af in alle scenario's, maar de benodigde capaciteit minder omdat toch in de koudste periode de warmtepiek moet worden geleverd. Door zeer goede isolatie en warmtepompen ligt deze piek wel veel lager dan de huidige piek, zeker in Scenario D en E.

Een ontwikkeling die de laatste jaren al zichtbaar is en die zich voort zal zetten in de komende decennia, is dat in sommige gebieden een gasaansluiting helemaal verdwijnt. Gebieden die zijn aangesloten op stadsverwarming of all electric kennen op dit moment al geen gasaansluiting. Met het aanscherpende EU-beleid voor nieuwe gebouwen (*Bijna Energieneutrale Gebouwen*) na 2020, zal dit aantal gebieden toenemen. De verwachting is dat ook voor sommige gebieden met bestaande bouw zal gebeuren, door substitutie met warmtelevering of elektrische warmtepompen, of wordt beperkt tot middendruk voor de piekinstallaties van warmtenetten. Toepassing van gas in hybride warmtepompen (elektrisch voor de basislast, gas voor de pieklast) kan gebruikt worden om piekbelastingen in het elektriciteitsnet en de noodzaak voor grootschalige elektriciteitsopslag te verminderen.

De invoeding van groen gas vergt lokaal extra inspanningen omdat dit niet altijd te matchen is met de lokale vraag naar gas. Systeemaanpassingen kunnen nodig zijn. De capaciteit van het net is weliswaar voldoende, maar er zijn comptabele metingen van de groen gas invoeding nodig en dit is duur. Daarnaast kan het nodig zijn om op het niveau van een gasstation een compressor te installeren om een overschot aan lokaal geproduceerd groen gas

via het hogedrukgastransportnet naar andere regio's te transporteren. De scenarioberekeningen laten zien dat landelijk gezien de groen gas-productie kan worden opgevangen door de vraag in hetzelfde netvlak, mede omdat het gasdistributienet zelf enige intrinsieke opslagcapaciteit heeft. Daarnaast wordt het grootste deel van het groen gas in Scenario D en E geïmporteerd. Dit komt via het hoge druk transportnet Nederland binnen en hiervoor hoeven geen (lokale) voorzieningen getroffen te worden.

Ondanks de genoemde ontwikkelingen voor aardgas, blijft het in de Scenario's A, C en D de belangrijkste bron voor elektriciteit. In de Scenario's A, B en C blijft het de belangrijkste bron voor LT- en HT-warmte. Warmtelevering (restwarmte, geothermie) wordt wel steeds dominanter. In Scenario D wordt de rol van aardgas grotendeels overgenomen door elektrische warmtepompen en warmtelevering. In Scenario E door biomassa.

### **Kolen**

Kolen worden op dit moment hoofdzakelijk ingezet voor de productie van elektriciteit in het centrale productiepark<sup>6</sup>. Ook in de scenario's blijven kolen een belangrijke bron voor elektriciteit (met uitzondering van E). In de scenario's komt tussen een kwart en een derde van de elektriciteit uit kolen. Dit zijn zowel centrales met en zonder CCS en met en zonder warmtelevering. Het gebruik van kolen wordt daarnaast in alle scenario's toegepast met bijmenging van biomassa.

### **Aardolie**

In deze studie wordt aangenomen dat aardolie enkel wordt ingezet als motorbrandstof voor de vervoersvraag. Hoewel in alle scenario's grote verschuivingen plaatsvinden, blijft aardolie in alle scenario's (met uitzondering van E) de dominante energiebron voor vervoer. Door Europese regelgeving neemt het aandeel van aardolie wel af, door substitutie van biobrandstoffen, elektriciteit en waterstof, maar een aandeel van 50% of hoger blijft aanwezig<sup>7</sup>.

### **Biomassa**

Het gebruik van biomassa neemt in alle scenario's sterk toe en wordt in alle vormen en segmenten ingezet: vaste en gasvormige biomassa bij elektriciteits- en warmteproductie, vloeibare biomassa voor motorbrandstoffen. De sterke toename van de inzet van biomassa leidt er toe dat een groot deel van de vraag geïmporteerd moet worden, omdat in Nederland onvoldoende biomassa voorhanden is. Dit kan tot problemen voor de betrouwbaarheid leiden (zie Paragraaf 3.4.4).

### **Overig hernieuwbaar**

Afhankelijk van het scenario, is het eindbeeld ingevuld met 25 of 100% hernieuwbare energie. Na biomassa is heeft wind (op land en zee) het grootste aandeel in het bruto eindverbruik. De totale productie van elektriciteit uit wind is relatief constant over alle scenario's (met uitzondering van E). Tussen de 60-90 PJ elektriciteit wordt geproduceerd door beide opties. De verhouding tussen wind op land (decentraal) en wind op zee (centraal) varieert wel sterk. In Scenario E komt ongeveer dubbel zo veel elektriciteit uit wind als in de andere scenario's (160 PJ).

---

<sup>6</sup> Het gebruik van kolen bij de staalproductie wordt hierbij buiten beschouwing gelaten.

<sup>7</sup> Ook in Scenario D, waarbij een 100% CO<sub>2</sub>-reductie behaald moet worden. Door het toepassen CCS bij biomassatoepassingen ontstaat een negatieve CO<sub>2</sub>-emissie en is het mogelijk om alsnog een beperkte emissie door motorbrandstoffen toe te staan.



Zonne-energie wordt zowel gebruikt voor de productie van elektriciteit (zon-PV) als warmte (zonneboilers). De zonthermische productie is relatief constant over alle scenario's (13-38 PJ). Zon-PV kent echter grote verschillen: 9 PJ in B en D en 252 PJ in E. Dit is een direct gevolg van de aannames per eindbeeld.

### Dominante energiebronnen

Tabel 14 geeft per energievraag weer wat de dominante energiebron is.

Tabel 14 Dominante energiebron per eindbeeld

	A	B	C	D	E
Elektriciteit	Aardgas	Kolen	Aardgas	Aardgas	Biomassa
Motorbrandstoffen	Aardolie	Aardolie	Aardolie	Aardolie	Biomassa <sup>2</sup>
HT-warmte	Aardgas	Aardgas	Aardgas	Aardgas	Biomassa
LT-warmte	Aardgas	Aardgas	Aardgas	Elektriciteit <sup>1</sup>	Biomassa

Opmerking: <sup>1</sup>) Elektriciteit voor warmtepompen. <sup>2</sup>) Biomassa voor biobrandstoffen.

### 3.2.2 Decentrale elektriciteitsproductie

De decentrale elektriciteitsproductie is één van de kerncriteria van de scenario's in deze studie. Op voorhand zijn dus aannames gedaan over de omvang en de potentieelbenutting hiervan. Daarmee heeft het direct invloed op de effecten die zichtbaar worden in de analyse (met name op de net-capaciteiten bij MS/LS).

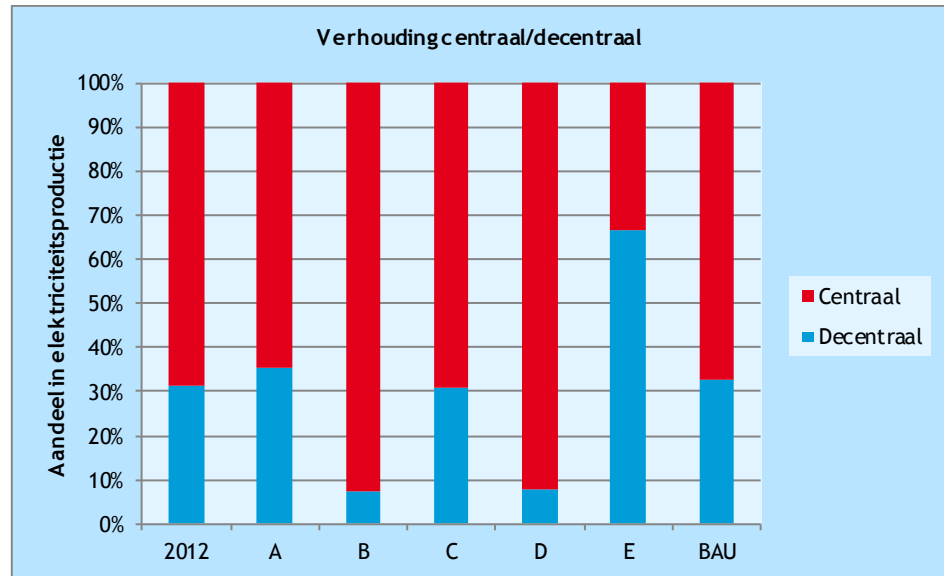
Omdat er in deze studie geen optimalisatie plaatsvindt, is er bij het opstellen van de criteria rekening mee gehouden, dat de aannames die zijn gedaan op dit vlak vooral tot doel hebben om de mogelijke bandbreedtes van effecten weer te geven. In de eindbeelden is daarom aangenomen dat de ontwikkeling van decentraal productiecapaciteit zowel hoger en lager dan het BAU kan liggen.

De volgende grafiek geeft de verhouding tussen centrale en decentrale productie weer. Uit de grafiek is op te maken dat in de Scenario's A en C de verhouding min of meer gelijk blijft met de huidige en BAU-situatie. In Scenario's B en D is het aandeel decentraal fors lager. Hoewel dit komt door de aannames, is dit in het geval van D ook een logische aanname op basis van het doel van 100% CO<sub>2</sub>-reductie, waarbij het toepassen van CCS eenvoudiger toepasbaar is bij centrale eenheden (groot aanbod van CO<sub>2</sub>) dan bij decentrale eenheden. In Scenario E is het aandeel decentraal aanzienlijk hoger dan huidig als gevolg van het grote potentieel zon-PV en wind op land dat wordt benut. De centrale productie is hierbij voor rekening van wind op zee en biomassa-centrales.





Figuur 22 Verhouding centrale en decentrale elektriciteitsproductie per eindbeeld



### 3.2.3 Geografische aspecten

Iedere mogelijke, toekomstige energievoorziening kent zijn ontwikkelingen. Dit zijn zowel ontwikkelingen aan de vraag als productiekant. Zo leiden vraagconcentraties door bijvoorbeeld een sterke groei van warmtepompen in een specifieke regio tot potentiële netproblemen. Daarentegen kunnen zij ook voor mogelijkheden zorgen, doordat hoge vraagconcentraties bepaalde technieken mogelijk maken. Aan de aanbodkant kunnen soortgelijke problemen ontstaan, waarbij een lokaal overschot aan productie uit zon-PV tot problemen op het lokale net kunnen leiden. In de komende paragrafen wordt een beperkt aantal geografische aspecten van de vijf scenario's kwalitatief toegelicht en beschouwd op de consequenties die zij hebben.

#### Zon-PV

De uitrol van zon-PV verschilt sterk in de verschillende scenario's: van 9 PJ<sub>e</sub> in B en D, tot 252 PJ<sub>e</sub> in E. In oppervlak betekent dat een variatie van gemiddeld 2 m<sup>2</sup> tot 50 m<sup>2</sup> per woning (ongeveer 3 tot 86 m<sup>2</sup> per grondgebonden woning). Het piekvermogen schommelt daarmee tussen de 0,4 en 11 kW per woning (ongeveer 0,7 en 19,4 per grondgebonden woning).

Als er vanuit wordt gegaan dat daadwerkelijk alle woningen in gelijke mate worden voorzien van zon-PV, dan leidt dit in Scenario's B en D niet tot problemen, met een aansluitwaarde van een woning tussen 1 en 1,5 kW. In het geval van E leidt de hoeveelheid zon-PV zo goed als altijd tot problemen, wanneer er geen maatregelen worden getroffen, zoals aftopping van het piekvermogen, opslag, vraagsturing, et cetera. Dit kunnen zowel capaciteitsproblemen als spanningskwaliteitsproblemen zijn.

Er kan echter niet vanuit worden gegaan dat zon-PV gelijk verdeeld is over het hele land en ook in Scenario's B en D kunnen lokaal problemen ontstaan door een overvloed aan elektriciteit uit zon-PV. Ook hier kan het dus mogelijk zijn dat er maatregelen getroffen moeten worden.

Het treffen van maatregelen om deze problemen te ondervangen leiden tot keuzes voor de netbeheerders en energieleveranciers over het faciliteren van deze (lokale) zomerproductiepiek. Vooral op de laagspanningsnetten, waar zonder maatregelen, tijdens een zeer beperkt aantal uren forse overshoots kunnen voorkomen. Hier is optimalisatie van productie, vraag, opslag inclusief

stimulerende tarieven en regels snel nodig om de productie van zon-PV te optimaliseren. Nadere verkenning van de kosten en baten en de technische mogelijkheden is nodig voor een goede discussie.

Tabel 15 Analyse geografische aspecten zon-PV

Scenario	Analyse
A	4.900 ha aan PV-panelen in 2030, 11 GW <sub>p</sub> . Gemiddeld per grondgebonden woning 12 m <sup>2</sup> ofwel 2,8 kW <sub>p</sub> . Gemiddeld over Nederland leidt deze hoeveelheid bij grondgebonden woningen tot problemen indien er geen maatregelen worden getroffen. Op specifieke locaties kunnen de problemen nog groter worden, omdat de penetratiegraad van de panelen niet gelijk verdeeld is over Nederland. Aanvullende maatregelen zijn bijna altijd nodig.
B	1.200 ha aan PV-panelen in 2030, 3 GW <sub>p</sub> . Gemiddeld per grondgebonden woning 3 m <sup>2</sup> ofwel 0,7 kW <sub>p</sub> . Gemiddeld over Nederland leidt deze hoeveelheid bij grondgebonden woningen niet tot problemen. Er zijn geen aanvullende maatregelen nodig. Op specifieke locaties kunnen echter wel problemen ontstaan, omdat de penetratiegraad van de panelen niet gelijk verdeeld is over Nederland. Aanvullende maatregelen zijn dan mogelijk nodig.
C	4.900 ha aan PV-panelen in 2030, 11 GW <sub>p</sub> . Gemiddeld per grondgebonden woning 12 m <sup>2</sup> ofwel 2,8 kW <sub>p</sub> . Gemiddeld over Nederland leidt deze hoeveelheid bij grondgebonden woningen tot problemen indien er geen maatregelen worden getroffen. Op specifieke locaties kunnen de problemen nog groter worden, omdat de penetratiegraad van de panelen niet gelijk verdeeld is over Nederland. Aanvullende maatregelen zijn bijna altijd nodig.
D	1.200 ha aan PV-panelen in 2030, 3 GW <sub>p</sub> . Gemiddeld per grondgebonden woning 3 m <sup>2</sup> ofwel 0,7 kW <sub>p</sub> . Gemiddeld over Nederland leidt deze hoeveelheid bij grondgebonden woningen niet tot problemen. Er zijn geen aanvullende maatregelen nodig. Op specifieke locaties kunnen echter wel problemen ontstaan, omdat de penetratiegraad van de panelen niet gelijk verdeeld is over Nederland. Aanvullende maatregelen zijn dan mogelijk nodig.
E	34.600 ha aan PV-panelen in 2030, 82 GW <sub>p</sub> . Gemiddeld per grondgebonden woning 86 m <sup>2</sup> ofwel 19,4 kW <sub>p</sub> . Gemiddeld over Nederland leidt deze hoeveelheid bij grondgebonden woningen altijd tot problemen indien er geen maatregelen worden getroffen. De maatregelen die getroffen moeten worden zijn drastisch, zoals het limiteren van het maximaal aangesloten vermogen, waarmee een deel van de productie 'weggegooid' wordt. Daarna moeten nog vele maatregelen als opslag, DSM, slimme netten en netverzwaringen worden toegepast om inpassing van zon-PV mogelijk te maken. Op specifieke locaties kunnen de problemen nog groter worden.

### Warmtelevering

Warmte leent zich niet tot transporteren over grote afstanden en in tegenstelling tot bij elektriciteit en aardgas, bestaat er voor warmte geen landelijk netwerk. Warmtelevering is daarmee altijd een lokale of regionale aangelegenheid, waarbij het aanbod moet worden gekoppeld aan de vraag (zowel in geografisch aspect als in tijd).

Op dit moment vindt warmtelevering al op vele locaties plaats. Van grote stadsverwarmingsnetten met tienduizenden woningen, tot blokverwarming bij een enkele flat. Het potentieel voor warmtelevering is echter aanzienlijk groter. Dit potentieel wordt met name bepaald door de omvang van de vraag en de dichtheid van de vraag in een bepaald gebied. Het Afwegingskader Locaties van RVO (2013) geeft een indicatie van de minimale waarde voor deze omvang (in GJ) en dichtheid (in GJ/m<sup>2</sup>), wil warmtelevering interessant zijn. In Figuur 23 wordt dit weergegeven.



Figuur 23 Schematische weergave mogelijkheden warmtelevering

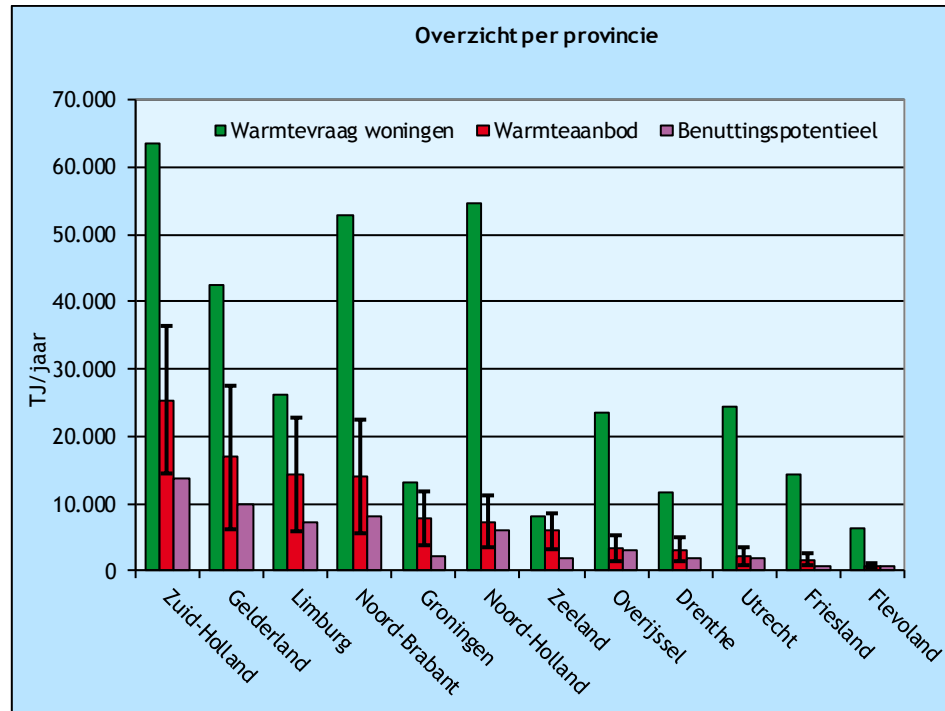


Indien de criteria uit het Afwegingskader Locaties worden toegepast op de warmtevraag van alle wijken in Nederland (gegevens CBS), dan blijkt dat ongeveer 220 PJ van de huidige warmtevraag hieraan voldoet en dus potentieel interessant is voor warmtelevering (CE Delft, 2011)<sup>8</sup>. Deze vraag bevindt zich hoofdzakelijk in de steden en provincies als Zuid-Holland, Noord-Holland en Noord-Brabant.

Het aanbod van warmte past op dit moment echter nog lang niet altijd bij de vraag. En grote verschillen in Nederland zijn dan ook zichtbaar. Zo blijkt uit een studie van CE Delft (CE Delft, 2011) dat in de provincie Utrecht bijna het volledige, huidige aanbod van restwarmte gebruikt zou kunnen worden voor warmtelevering aan omliggende woningen. In Groningen bedraagt dit slechts een kwart. Dit komt door de *mismatch* van de geografische aspecten van vraag en aanbod.

<sup>8</sup> Op dit moment wordt 40-50 PJ aan warmte geleverd via alle vormen van warmtelevering via collectieve netten (CE Delft, 2011).

Figuur 24 Overzicht van warmtevraag en -aanbod per provincie



Bron: (CE Delft, 2011).

Wanneer naar de scenario's wordt gekeken, dan lijkt er voor het leveren van LT-warmte in geen enkel scenario tot grote problemen te leiden<sup>9</sup>, mits vroegtijdig rekening wordt gehouden met het aanleggen van de benodigde infrastructuur voor het verplaatsen en benutten van de warmte. Hierbij zijn dus met name de grootstedelijke gebieden en gebieden met veel glastuinbouw interessant.

De levering van HT-warmte aan de industrie is over het algemeen complexer dan de levering van LT-warmte, omdat bedrijfsprocessen in grote mate op elkaar afgestemd moeten zijn (gelijktijdigheid van aanbod en vraag) en het aanleggen van de fysieke infrastructuur tot complexe situaties kan leiden. Een groot deel van de belemmeringen kan worden opgelost door vroegtijdig te sturen op co-siting van industriële processen, waarbij partijen aan elkaar worden gekoppeld om maximale synergie te bereiken.

Voor alle vormen van warmtelevering bestaat de vraag wie verantwoordelijk wordt voor de infrastructuur, zowel bij de aanleg als beheer, omdat dit niet standaard is belegd bij een partij. Voor alle scenario's levert dit de komende jaren een grote uitdaging om dit in te richten, om het beoogde potentieel waar te maken.

<sup>9</sup> In alle scenario's vindt er minder LT-warmtelevering uit energiecentrales, WKK's, geothermie en industriële restwarmte plaats dan het totale potentieel van geschikte warmtevraag uit huishoudens, zelfs met een aanzienlijke besparing daarop. Deze vraag is in werkelijkheid nog groter, omdat ook de glastuinbouw (totale warmtevraag 80 PJ) en utiliteit (totale warmtevraag 200 PJ) voorzien kan worden door dit aanbod.



Tabel 16 Analyse geografische aspecten warmtelevering

Scenario	Analyse
A	110 PJ LT-warmte en 106 PJ HT-warmte. Voor LT ligt de omvang ruim binnen de geschikte warmtevraag. De uitdaging ligt bij de aanleg van de infrastructuur voor de koppeling tussen aanbod en vraag. Voor HT ligt het aanbod van warmte op ongeveer 30% van de vraag (na besparing). De uitdaging ligt in co-siting van het aanbod (energiecentrales en WKK's) bij de vraag.
B	169 PJ LT-warmte en 64 PJ HT-warmte. Voor LT ligt de omvang binnen de geschikte warmtevraag. De uitdaging ligt bij de aanleg van de infrastructuur voor de koppeling tussen aanbod en vraag. Voor HT ligt het aanbod van warmte op ongeveer 15% van de vraag (na besparing). De uitdaging ligt in co-siting van het aanbod (energiecentrales en WKK's) bij de vraag.
C	184 PJ LT-warmte en 159 PJ HT-warmte. Voor LT ligt de omvang binnen de geschikte warmtevraag. De uitdaging ligt bij de aanleg van de infrastructuur voor de koppeling tussen aanbod en vraag. Voor HT ligt het aanbod van warmte op ongeveer 45% van de vraag (na besparing), waarvan twee derde uit decentrale WKK's. De uitdaging ligt in co-siting van het aanbod (energiecentrales) bij de vraag en het stimuleren van industriële WKK's.
D	103 PJ LT-warmte en 145 PJ HT-warmte. Voor LT ligt de omvang ruim binnen de geschikte warmtevraag. De uitdaging ligt bij de aanleg van de infrastructuur voor de koppeling tussen aanbod en vraag. Voor HT ligt het aanbod van warmte op ongeveer 45% van de vraag (na besparing), waarvan bijna 85% uit centrale elektriciteitscentrales. De uitdaging ligt in co-siting van het aanbod (energiecentrales) bij de vraag.
E	184 PJ LT-warmte en 140 PJ HT-warmte. Voor LT ligt de omvang binnen de geschikte warmtevraag. Bijna 90% komt hierbij uit bio-WKK's, deze zijn naar verwachting goed in te passen. Er blijft echter een uitdaging liggen bij de aanleg van de infrastructuur voor de koppeling tussen aanbod en vraag. Voor HT ligt het aanbod van warmte op meer dan 60% van de vraag (na besparing), waarvan bijna 90% uit bio-WKK's. De uitdaging ligt in co-siting van het aanbod (energiecentrales) bij de vraag en het stimuleren van industriële WKK's.

Naast een geografisch aspect is er nog een tijdaspect aan warmtelevering. Met name in Scenario E wordt relatief veel lage-temperatuur warmte geleverd door zonneboilers. Dag-nachtopslag via een buffervat is al wel gebruikelijk maar opslag over meerdere dagen, laat staan seizoensopslag wordt niet toegepast dan wel is niet realistisch. Uitgangspunt is dat de zonneboilers voornamelijk voorzien in de vraag naar warm-tapwater. Deze vraag is gelijkmatig over het jaar verspreid. De ruimteverwarmingvraag wordt anders ingevuld, bijvoorbeeld door een groen gas gestookte CV-ketel.

### Groen gas

De productie van groen gas in Nederland ligt in 2030 tussen de 1,5 en 3,5 mld m<sup>3</sup> per jaar. Dit komt overeen met 50-110 PJ. Dit groene gas wordt geproduceerd uit natte stromen (30-40%), vaste biomassa (10-15%) en aquatische biomassa (ECN, 2013).

In deze studie is aangenomen dat het groene gas wordt ingevoerd op het aardgasnetwerk ter vervanging van aardgas. Hierbij wordt aangenomen dat de landelijke productie enkel op het lage- en middendruknet wordt ingevoerd. In regio's waar binnen het LD-net voldoende vraag is naar het gas, worden geen problemen verwacht. Echter, wanneer het groen gas naar een hoger drukniveau moet worden gebracht, omdat het aanbod groter is dan de vraag, ontstaan er wel problemen, omdat de huidige gasnetten technisch niet geschikt zijn om deze stroom te faciliteren. Binnen Nederland is dus te verwachten dat in regio's met veel aanbod van groen gas en weinig vraag



(agrarische regio's met veel mestproductie) er problemen ontstaan bij het transporteren van het gas naar andere regio's. Bij het inpassen van grote hoeveelheden groen gas dient hier rekening mee gehouden te worden. Import gebeurt via het hoge druk gasnet en levert verder geen lokale problemen op.

Tabel 17 Analyse geografische aspecten warmtelevering

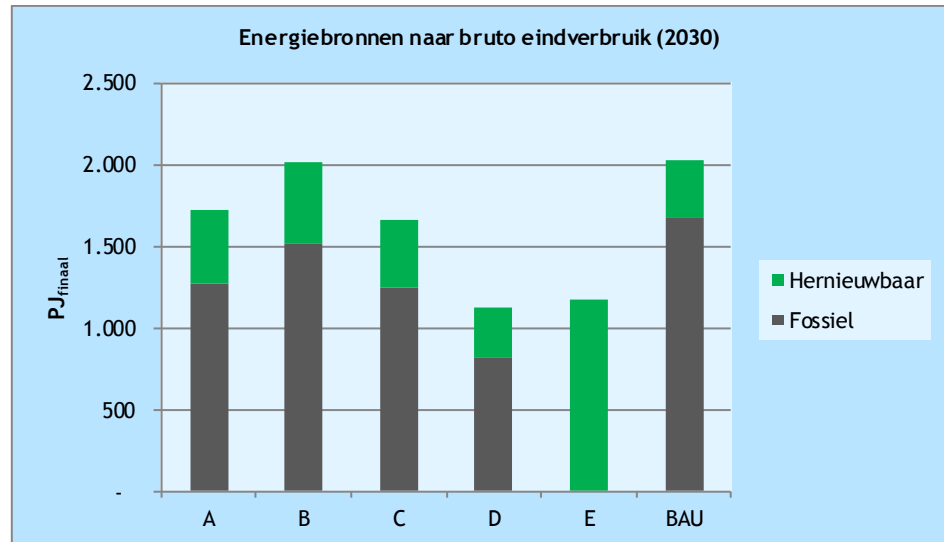
Scenario	Analyse
A	50 PJ groen gas uit Nederland, 68 PJ import. De productie en invoeding van groen gas kan regionaal tot problemen leiden. Aanvullende analyse van de gebieden is nodig om de omvang van de problemen in te kunnen schatten en de benodigde maatregelen te identificeren.
B	50 PJ groen gas uit Nederland, 31 PJ import. De productie en invoeding van groen gas kan regionaal tot problemen leiden. Aanvullende analyse van de gebieden is nodig om de omvang van de problemen in te kunnen schatten en de benodigde maatregelen te identificeren.
C	50 PJ groen gas uit Nederland, 43 PJ import. De productie en invoeding van groen gas kan regionaal tot problemen leiden. Aanvullende analyse van de gebieden is nodig om de omvang van de problemen in te kunnen schatten en de benodigde maatregelen te identificeren.
D	19 PJ groen gas uit Nederland, geen import. De productie en invoeding van groen gas is relatief beperkt, maar kan regionaal alsnog tot problemen leiden. Aanvullende analyse van de gebieden is nodig om de omvang van de problemen in te kunnen schatten en de benodigde maatregelen te identificeren.
E	110 PJ groen gas uit Nederland, 275 PJ import. De productie en invoeding van groen gas kan regionaal tot problemen leiden. Aanvullende analyse van de gebieden is nodig om de omvang van de problemen in te kunnen schatten en de benodigde maatregelen te identificeren.

### 3.2.4 Duurzaamheid

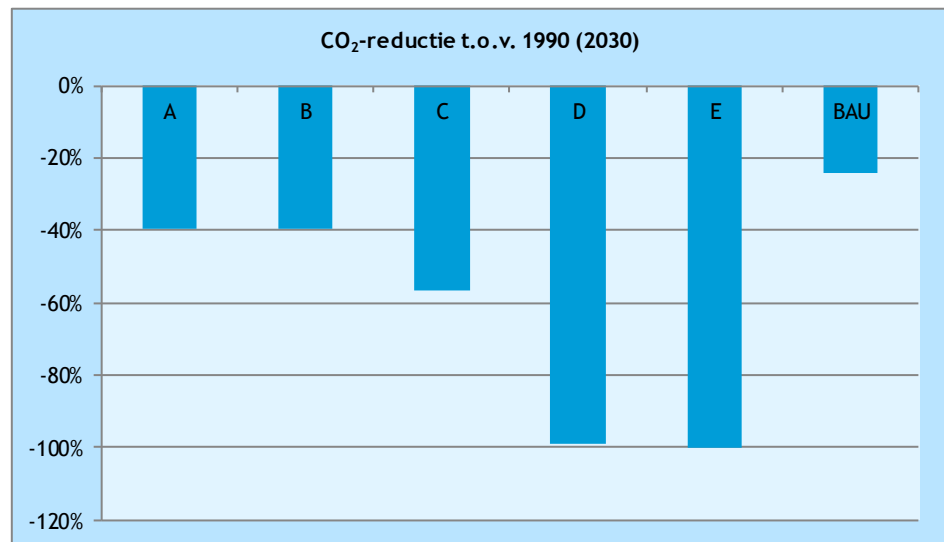
De duurzaamheid van de scenario's is een gegeven op basis van de aannames die op voorhand zijn gesteld en de scenario's voldoen hier dus per definitie aan. In de uitwerking van de eindbeelden is de invulling van de energievoorziening niet geoptimaliseerd, waardoor de beoogde percentages niet exact worden gehaald, maar worden benaderd, met kleine afwijkingen. De volgende twee figuren (Figuur 25 en Figuur 26) geven het aandeel hernieuwbaar en de CO<sub>2</sub>-reductie weer.



Figuur 25 Aandeel hernieuwbaar per eindbeeld



Figuur 26 Emissiereductie ten opzichte van 1990



### 3.3 Infrastructuur

#### 3.3.1 Elektriciteitsnetten

Elektriciteit wordt getransporteerd en gedistribueerd via een netwerk van lijnen en kabels op verschillende spanningsniveaus die onderling verbonden zijn door transformatorstations. In deze scenariostudie wordt onderscheid gemaakt tussen het hoogspanningsnet (alle netten met een spanningsniveau groter of gelijk aan 50 kV), het laagspanningsnet (alle netten met een spanningsniveau van 400 V of lager), en het middenspanningsnet (overige spanningsniveau's). Het hoogspanningsnet bestaat in feite uit een HS-gedeelte (110 kV en 150 kV) en een EHS-gedeelte (220 kV en 380 kV) maar dit onderscheid wordt in deze studie niet gemaakt. Hoogspanningsnetten moeten voldoen aan strenge eisen van redundancy. Voor middenspanningsnetten en laagspanningsnetten gelden deze eisen niet. Middenspanningsnetten zijn meestal uitgevoerd in een ringstructuur die van beide zijden voeding kan

leveren. Dit vergroot de betrouwbaarheid van levering. Laagspanningsnetten zijn meestal radiaal uitgevoerd.

De inpassing van duurzame energie vindt op verschillende spanningsniveaus plaats. Globaal gesproken voedt zon-PV in op het laagspanningsnet tenzij het een grote installatie betreft, bijvoorbeeld op een groot commercieel gebouw. Windturbines op land voeden in op middenspanningsniveau en windturbines op zee op hoogspanningsniveau (hoewel ook hier uitzonderingen op zijn).

De benodigde netcapaciteit is een resultante van de invoeding en productie op een netvlak en de uitwisseling met andere netvlakken. Elektrische warmtepompen en elektrisch vervoer zorgen direct voor een toename van de vraag naar netcapaciteit omdat dit additionele belasting bovenop de bestaande belasting is. Zon-PV zorgt niet direct voor een belastingtoename omdat eerst wordt 'gesaldeerd' met de bestaande belasting. Er is wel sprake van gelijktijdigheidseffecten maar qua belastingstroom kan het laagspanningsnet een even grote invoeding als belasting aan. Wel moet rekening worden gehouden met spanningskwaliteit problemen (bijvoorbeeld een te hoge netspanning bij veel zon-PV opwekking aan het uiteinde van een radiaal laagspanningsnet). Deze vereisen ook maatregelen.

De kosten van het elektriciteitsnet worden direct gerelateerd aan de capaciteit nodig voor transport en distributie in de verschillende netvlakken en voor uitwisseling tussen de verschillende netvlakken. Bijlage G gaat hier verder op in.

### 3.3.2 Gasnetten

Nederland heeft een internationaal gezien nogal speciale aardgasinfrastructuur. Om de impact is van hernieuwbare energiebronnen op het Nederlandse gassysteem in te kunnen schatten moeten hun specifieke eigenschappen en hun ontwikkelingshistorie in ogenschouw worden genomen.

Na de ontdekking van het Groningenveld in 1959 werd in relatief korte tijd ~98% van de Nederlandse eindverbruikers aangesloten op aardgas (wereldwijd het hoogste percentage). Het Groningenveld bleek uniek: een groot volume, zeer flexibel in het leveren van piekcapaciteit en een zeer constante gaskwaliteit. Het aardgas vanuit Groningen is laagcalorisch (82% methaan +14% stikstof). Deze lage calorische waarde ('G-gas') resulteert daarin dat eindgebruik apparatuur op deze specifieke lage kwaliteit dient te worden afgesteld.

Echter na de oliecrisis in de jaren zeventig werd duidelijk dat het Groningenveld gespaard diende te worden en werd gezocht naar nieuwe gasvelden en werd gas geïmporteerd. De meeste kleine velden en het geïmporteerde gas waren van hoogcalorische kwaliteit ('H-gas') en een aantal kleine velden zaten tussen G- en H-gas in ('L-gas'). Hierdoor ontstond een opsplitsing van het aardgas transport in G-, H- en L-gas en werd Nederlandse industrie en centrales overgezet op H-gas, G-gas export werd L-gas en de Nederlandse kleingebruiker bleef op G-gas. Gasunie nam de taak op zich om via mengers de G-, L- en H-gas markten van de juiste kwaliteit te voorzien. Voor de ondersteuning van dit nieuwe gastransport systeem werden tevens een aantal (half) lege kleine velden omgebouwd tot ondergrondse berging.

#### Transport en distributie

Het landelijke hogedruk transportnet (40-80 bar) bevat alle connecties met productievelden, de grote industrie, centrales, ondergrondse gasopslagen, import/export stations en de regionale netwerken (via zogenaamde Meet &





Regel stations). De regionale netwerken (8-40 bar) hebben aansluitingen met de distributienetwerken en middelgrote industrie. De distributienetwerken (25 mbar- 8 bar) bevatten de aansluitingen met kleine industrie, commercials en uiteindelijk de huishoudens. GTS opereert de hoge druk en regionale netwerken, de distributiebedrijven opereren de distributienetwerken.

### **Gasrotonde**

Na de splitsing van transport (Gasunie) en handel (GasTerra) besloot de transporttak het bestaande systeem uit te bouwen tot de gasrotonde van Noordwest-Europa. In feite houdt dit in dat Nederland haar 'tolerante houding' tegenover verschillende gaskwaliteiten en de ruime mogelijkheden voor opslag als commerciële dienst aanbiedt aan de omliggende landen. De transportcapaciteit van Nederlandse gastransportsysteem in 2013 bedroeg circa 35 miljoen m<sup>3</sup>/uur wat overeen komt circa 350 GW<sub>th</sub>. De verwachting is dat op de langere termijn de buitenlandse markten zullen overgaan van L-gas naar H-gas en dat het G-gas (inclusief het transport & distributiesysteem) op de langere termijn puur alleen voor binnenlands gebruik wordt gedistribueerd. Dit zal leiden tot een overcapaciteit voor transport en distributie.

### **Impact hernieuwbare bronnen**

De impact van hernieuwbare energiebronnen op het bovenstaande gassysteem biedt een range van kansen en uitdagingen:

#### *Kansen:*

- Back up wind- en zonne-energie: het huidige systeem is uitdrukkelijk ontworpen voor het leveren van (onverwachte) pieken. Onvoorspelbaarheid van gascentrales die reageren op het zon- en windenergie aanbod zijn relatief kleine effecten met de onvoorspelbaarheid van de arbitrage flows die nu tussen Duitsland, Engeland en België door Nederland stromen.
- Power2Gas: het grootschalig omzetten van overvloedige windenergie in synthetisch aardgas (H-gas) en deze opslaan in bergingen is in principe geen issue, wat betreft de beschikbare transport- en opslagcapaciteit in Nederland. Eventuele issues liggen in de technische en economische uitdagingen van de eerste stap, de elektrolyse van windstroom en de omzetting van waterstof naar methaan.
- Opslag van biogas geproduceerd in de zomer voor gebruik in de winter kan via de inzet van de ondergrondse bergingen. Een biogas flow van 110 PJ komt overeen (bij 5.000 uur bedrijfstijd) met een flow van ~600.000 m<sup>3</sup>/uur, wat overeenkomt met de (huidige) injectie capaciteit van Grijpskerk.
- Aardgas kan ook in vloeibare vorm (LNG) worden vervoerd en kleinschalig worden opgeslagen. Gas in vloeibare vorm is hiermee een interessant alternatief voor de stookolie en diesel gestookte bulktransport (scheepvaart, vrachtauto's, etc.) markt.

#### *Uitdagingen:*

- Een van de voornaamste issues met de invoeding van biogas in het G-gas distributie of regionale netwerk is dat biogas meer op L-gas of H-gas lijkt dan op G-gas. Conversie van biogas naar pseudo G-gas leidt tot extra kosten. Een alternatief zou kunnen zijn om de G-gas eindverbruikersmarkten om te zetten naar L-gas markten, maar dit gaat ook gepaard met significante kosten. Zo zou ieder toestel in de markt gekeurd of aangepast moeten worden en zal op veel meer plaatsen in het netwerk de calorische waarde gemeten moeten worden als nu gebruikelijk is.
- Een andere kwestie is dat grootschalige biogasproductie 'interregionaal' transport zal vereisen. In de zomerperiode zal biogas vanuit de landbouwgebieden naar de marktcentra en de bergingen getransporteerd



moeten worden. Hiertoe zal het huidige uni-directionele systeem wordt omgebouwd tot een bi-directioneel systeem. Dit houdt in dat een groot aantal gasontvangstations-en en meet & regelstations voorzien dienen te worden met compressoren, wat gepaard gaat met extra kosten.

- Een specifieke zorg is dat het interregionale transport van 'bio L-gas' niet onbedoeld mag leiden tot ongewenst hoge concentraties van gas-componenten (denk aan H<sub>2</sub> en CO<sub>2</sub>) in de transit stromen. Vooral de kwaliteitscontrole voor export naar Engeland is erg strikt en uitval van de export door gaskwaliteitsissues zou de commerciële aantrekkelijkheid van de gasrotonde op het spel kunnen zetten.

Duidelijk is wel dat er meer dan voldoende transport en distributiecapaciteit is om in een dalende markt aan de binnenlandse vraag naar capaciteit te voldoen. Dit geldt voor alle scenario's inclusief het BAU-scenario. Uitgangspunt voor deze studie is dat bestaande gasleidingen in scenario's met weinig capaciteitsvraag niet versneld worden afgeschreven. Daarmee zijn de kosten per scenario gelijk en zijn deze niet per scenario apart gekwantificeerd.

Daarnaast wordt aangenomen dat in alle scenario's zonder additionele kosten voldoende gasopslagcapaciteit beschikbaar is. Qua kosten is hier ook geen verschil per scenario.

### 3.3.3 Warmtenetten

De infrastructuur die nodig is voor de distributie van warmte is in dit onderzoek beperkt onderzocht. De eigenschappen van de infrastructuur is sterk afhankelijk van de karakteristieken van de aangeboden en afgenomen warmte. Hierbij zijn eigenschappen als temperatuurniveau van het aanbod, de afgiftetemperatuur, het vraagprofiel, de toepassing, de fysieke inpassing van de leidingen en de (on)gelijktijdigheid van aanbod en vraag slechts enkele van de vele factoren die van invloed zijn op het ontwerp van warmte-infrastructuren.

Vanwege deze complexiteit is in onderzoek enkel gekeken naar volumes van warmte en niet naar capaciteiten.

In alle scenario's blijft het volume van warmtelevering qua orde grootte gelijk aan de huidige levering en in het BAU. Echter, omdat in alle scenario's ook een aanzienlijke besparing op de warmtevraag plaatsvindt, betekent dit dat het aantal aangesloten partijen toe zal nemen en dat er dus een uitbreiding van de infrastructuur plaats zal vinden.

Per sector en toepassing verschilt de infrastructuur die nodig is voor het distribueren van warmte. In het volgende overzicht wordt dit weergegeven voor industrie (IND), huishoudens (HH), handel-diensten-overheid (HDO) en glastuinbouw (GTB). Voor deze onderdelen van de infrastructuur is een grove schatting van de meerkosten ten opzichte van het BAU gemaakt, bestaande uit investeringen en O&M-kosten. Deze zijn weergegeven in

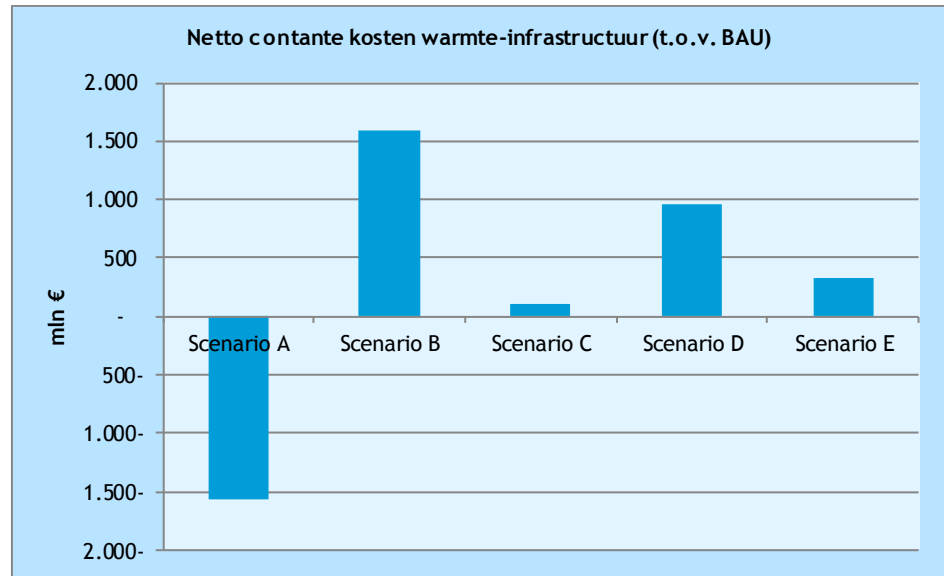
Figuur 27

Tabel 18 Elementen van warmte-infrastructuur

	IND	HH	HDO	GTB
Transport HT centraal	✓	✗	✗	✗
Transport LT centraal	✓	✓	✓	✓
Distributie LT centraal	✗	✓	✓	✗
Distributie LT decentraal	✗	✓	✓	✗



Figuur 27 Schatting netto contante kosten warmte-infrastructuur



Opmerking: Negatieve kosten betekenen minderkosten ten opzichte van BAU.

### 3.3.4 CO<sub>2</sub>-netten

In Scenario's B, C en vooral D is CO<sub>2</sub>-infrastructuur nodig om de afgevangen CO<sub>2</sub> te kunnen opslaan. Het benutten van CO<sub>2</sub> in glastuinbouw en industrie hoort daar ook bij, maar is in volume beperkt. Onduidelijk is nog welke partijen gaan investeren en welke vormen deze netten of alternatieve infrastructuur krijgen. In deze studie is geen rekening gehouden met de kosten van de CO<sub>2</sub>-infrastructuur.

#### Beperkingen van CCS

Het toepassen van het afvangen en opslaan van CO<sub>2</sub> (CCS) kent nog veel onzekerheden. Het is een nieuwe technologische ontwikkeling die een bijdrage kan leveren aan het reduceren van de klimaatlasten van fossiele brandstoffen. Op dit moment wordt CCS nog niet toegepast in Nederland het 'marktrijp' maken van de techniek voor het afvangen van CO<sub>2</sub> heeft ook nog meerdere jaren te gaan. Daarnaast wordt in Nederland al meerdere jaren nagedacht over de opslag van de CO<sub>2</sub> in de ondergrond. Grote proefprojecten als onder Barendrecht hebben geen doorgang gevonden en initiatieven om lege gasvelden in de Noordzee te gebruiken staan nog in de kinderschoenen.

Op deze wijze leiden niet alleen technologische barrières tot onzekerheden over de toepassing van CCS, maar ook de aanwezige opslagcapaciteit onder het Nederlandse gebied is een beperkende factor. Studies van DHV en TNO (DHV, TNO, 2008) laten zien dat de lege gasvelden in de Noordzee een totale capaciteit hebben van 900 Mton CO<sub>2</sub>. In 2012 bedroeg de totale emissie van CO<sub>2</sub>, gerelateerd aan de elektriciteitsproductie, 45 Mton (Emissieregistratie, 2014). Indien de volledige emissie wordt afgevangen en opgeslagen, dan is er dus voldoende capaciteit onder de Noordzee voor 20 jaar opslag. Wanneer ook de emissies van bijvoorbeeld de warmteproductie worden meegenomen, dan neemt het aantal jaren sterk af.

### 3.4 Betrouwbaarheid

In alle scenario's is de betrouwbaarheid van de energievoorziening gewaarborgd, dit is een randvoorwaarde geweest bij het doorrekenen. Hierbij is daarbij gerekend met vraagprofielen én productieprofielen van zon en wind met extreme weerssituaties. Hierdoor is voor de productie van elektriciteit

een veel grotere capaciteit nodig die een beperkt aantal uren per jaar wordt ingezet. De investeringscondities veranderen echter sterk zodat snel nagedacht moet worden over de risico's die investeerders ervaren waardoor mogelijk anderszins niet of te langzaam wordt geïnvesteerd.

### 3.4.1 Vast versus flexibel

Het elektriciteitsnet heeft maar een zeer beperkte eigen opslagcapaciteit. Op het moment dat productie en consumptie in onbalans zijn, kan het elektriciteitsnet instabiel worden en kan uitval van productie of levering van elektriciteit voorkomen. Er wordt daarom veel aandacht besteedt aan het correct voorspellen van de vraag naar elektriciteit en de opwekking van duurzame elektriciteit (zon en wind die per definitie beperkt voorspelbaar zijn) zodat netinstabiliteit voorkomen wordt.

Er kunnen zich echter altijd onverwachte veranderingen in de vraag of het aanbod van elektriciteit voordoen. Voorspelfouten kunnen voorkomen in de vraag naar elektriciteit of het aanbod van wind- en zonne-energie. Ook kan een elektriciteitscentrale onverwacht uitvallen of kan een vitale hoogspanningsverbinding in storing raken. Er moet daarom altijd reservevermogen aanwezig zijn om het effect van dit soort onverwachte gebeurtenissen op te vangen. Dit zijn in de regel elektriciteitscentrales die niet volledig op maximale capaciteit produceren (en dus nog enige 'regelreserve') hebben en centrales die binnen een bepaalde termijn opgestart kunnen worden. Maar ook grote afschakelbare belastingen (bijvoorbeeld een aluminiumsmelterij) kunnen tot reservevermogen gerekend worden.

Er wordt in hoofdlijnen onderscheid gemaakt in drie soorten reservevermogen<sup>10</sup>:

- Instantaan reagerend vermogen (primaair) dat binnen enkele seconden tot minuten een snelle verstoring opvangt.
- Snel reagerend vermogen (secundair) dat in een tijdbestek van 15 minuten het stabiliteit van het elektriciteitsnet ondersteunt.
- Langzaam reagerend en snel te starten vermogen (tertiair) dat op verzoek wordt ingezet als het secundaire vermogen niet voldoende blijkt. Ook langzaam startend vermogen (noodvermogen) wordt in dit rapport voor de eenvoudigheid onder tertiair vermogen gerekend.

Binnen de scenario's is het belangrijk dat er voldoende primair, secundair en tertiair vermogen beschikbaar is. De omvang daarvan hangt mede af van het percentage zon- en windenergie in een scenario. De voorspelbaarheid van zon- en windproductie is beperkt en dus zal in scenario's met veel zon en veel wind meer reservevermogen nodig zijn. Ook moet rekening gehouden worden zonloze en windstille dagen. Kan in een scenario voldaan worden aan de maximale vraag als zowel zon- als windproductie het laten afweten?

De afwegingen en beoordelingen die per scenario gemaakt worden, zijn:

- wat is de omvang van het benodigde (primaire, secundaire en tertiaire) vermogen per scenario;
- voor welk deel kunnen zon- en windproductie als 'zekere' productie worden meegerekend;
- welke productie-units kunnen of zullen moeten worden ingezet om reservevermogen te leveren.

---

<sup>10</sup> In feite regel- en reservevermogen. Dit is een vereenvoudigde weergave van de werkelijkheid. Het valt buiten het kader van dit rapport om hier diep op in te gaan.



### 3.4.2 Opslag

Algemeen wordt gesteld dat met een hoge penetratie van hernieuwbare elektriciteitsopwekking (zon, wind), elektriciteitsopslag een steeds waarschijnlijker of zelfs noodzakelijke optie wordt. Belangrijke vragen daarbij zijn onder andere:

- Wanneer is opslag noodzakelijk?
- Hoe moet het opslagsysteem gedimensioneerd worden?
- Wat is de regelstrategie van het opslagsysteem?
- Wat is de beste positie van opslag in het elektriciteitsnet?

Deze vragen hangen met elkaar samen. Als een opslagsysteem wordt ingezet voor netondersteuning is de positie in het net belangrijker dan wanneer dit systeem wordt ingezet op diensten aan de vrije markt te leveren (portfolio optimalisatie, onbalansvermogen, frequentieondersteuning). Het leveren van netdiensten vraagt echter ook een andere regelstrategie dan het leveren van marktdiensten. Ook de dimensionering kan anders zijn voor netdiensten (verspreide lokale systemen voor lokale ondersteuning) dan voor marktdiensten (schaalvoordelen van één groot opslagsysteem).

In de scenario's zijn keuzes gemaakt voor de dimensionering, regeling en positionering van opslagsystemen. Opslagsystemen worden ingezet voor netondersteuning en de regelstrategie is dat het vraag/aanbodpatroon van elektriciteit zo veel mogelijk wordt afgevlakt. Dat wil zeggen: laden bij uren met lage belasting (bijvoorbeeld door zon-PV) en ontladen bij uren met een hoge belasting (bijvoorbeeld de avondpiek).

Opslag op laagspanningsniveau wordt toegepast om spanningskwaliteitsproblemen te voorkomen en om verzwaring van de netten te voorkomen. Dit houdt in dat een bepaald percentage van het opgesteld zonvermogen (10%) als opslag wordt ingezet om spanningskwaliteitsproblemen tegen te gaan. Daarnaast wordt extra opslagvermogen ingezet om te zorgen dat de netbelasting op laagspanningsniveau met zon-PV niet hoger is dan zonder zon-PV. Hierbij wordt rekening gehouden met de saldering van zon-PV met het normale verbruik. Deze opslag op laagspanningsniveau heeft een regelstrategie gebaseerd op dag-nachtopslag. Typisch is dit opslag met behulp van batterijen.

Op hoogspanningsniveau wordt opslag toegepast om te voldoen aan het uitgangspunt dat Nederland in 2030 netto een import/exportsaldo van nul heeft. Opslag wordt gedimensioneerd op het maximale import/export saldo. Opslag op hoogspanning heeft een zomer/winter karakter en is gedimensioneerd op een heel jaar.

Grootschalige opslag kan bijvoorbeeld door middel van valmeren, compressed air energy storage (CAES) opties en power-to-gas-opties. Deze laatste opties heeft als voordeel dat gebruik gemaakt kan worden van bestaande gasopslagfaciliteiten. Combinatie met CCS (voor het benodigde CO<sub>2</sub>) ligt voor de hand. Installatie van power-to-gas opslag betekent ook dat gelijktijdig flexibel gasgestookt vermogen beschikbaar komt. Dit vermogen is in de scenario's niet expliciet benoemd.

In de scenario's is op middenspanningsniveau geen opslag toegepast. In alle scenario's kan de vraag op middenspanning het aanbod van hernieuwbare energie aan.

Het toepassen van opslag heeft grote invloeden, zowel op de netten als op de elektriciteitsmarkt. Het verlagen van de netbelasting betekent vanzelfsprekend dat minder investeringen in netcapaciteit nodig is. Maar de toegepaste regelstrategie laat in sommige scenario's ook zien dat de prijsvolatiliteit minder wordt. De strategie van maximaal laden bij bijvoorbeeld een hoge zonproductie, om netpieken te voorkomen, betekent ook dat tegelijkertijd centrale units ingezet moeten worden om aan de resterende elektriciteitsvraag te voldoen. Dit geeft duidelijk het spanningsveld



tussen marktdiensten en netdiensten aan en dat hier nog sprake is van ruimte voor optimalisatie. Dat valt echter buiten het bestek van deze studie. Wat verder opvalt in de resultaten van deze studie is dat de verliezen voor elektriciteitsopslag veel kleiner zijn dan aanvankelijk ingeschat. Er is gerekend met reële praktijkwaarden voor de efficiency van kleinschalige en grootschalige opslag. Niet onderzocht is of dit komt omdat opslag efficiënter wordt gebruikt dan wel dat de behoefte aan opslag kleiner is dan aanvankelijk ingeschat.

### 3.4.3 Vollaasturen

Achter de term vollaasturen gaat een economische afweging schuil voor centrale opwekunits die inbieden op de elektriciteitsmarkt. In de regel zullen deze centrale units inbieden op basis van hun marginale kostprijs voor het produceren van elektriciteit, zo nodig met een correctie voor de waarde van de geproduceerde warmte. Deze units moeten voldoende uren maken tegen een voldoende hoge elektriciteitsprijs om uit de integrale kosten te komen. Dit betekent een voldoende hoog aantal draaiuren.

In scenario's met veel duurzame opwekking komt het aantal vollaasturen onder druk te staan. In minder uren moeten de integrale kosten van de unit worden terugverdiend en dit betekent dat voor een hogere elektriciteitsprijs ingeboden moet worden. Dit blijkt niet altijd haalbaar ('missing money' probleem). Het is dan voor producenten niet langer rendabel om te investeren in opwekcapaciteit. Dit kan op de lange termijn leiden tot een tekort aan reservecapaciteit.

Opslag en waterstofproductie kunnen hier twee effecten op hebben. Enerzijds kan het resulteren in een betere 'base load' voor centrale units, maar anderzijds kan ook een overschot aan zonnestroom, dat via opslag vertraagd op de markt wordt gebracht, het probleem verergeren. Hoe dit samenspel tussen duurzame opwekking, conventionele opwekking en opslag gaat lopen bij een hoge penetratie van duurzame opwekking door zon-PV en wind is niet te voorspellen. Het is wel een belangrijk aandachtspunt voor beleid en regelgeving.

### 3.4.4 Beschikbaarheid energiebronnen

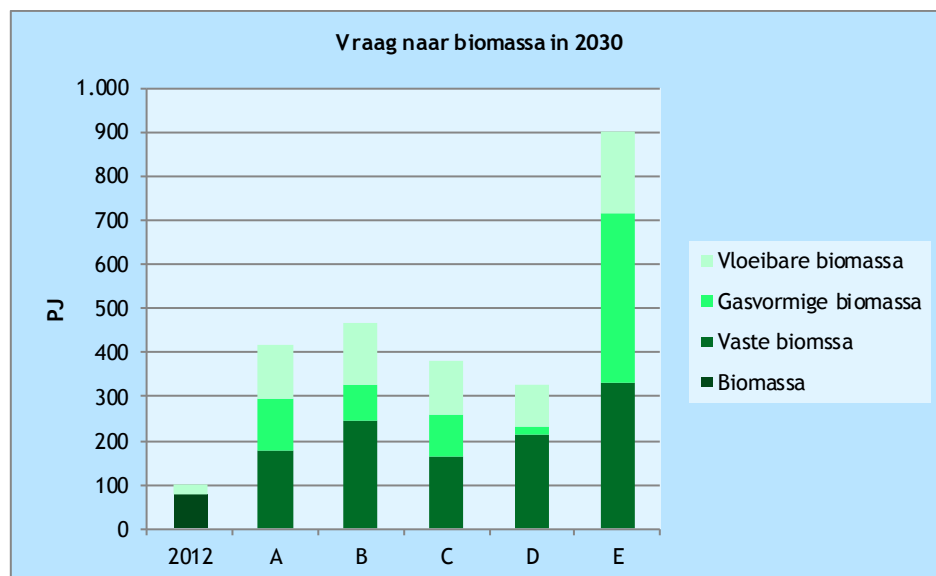
Het soort energiebronnen zal verschuiven van overwegend fossiel naar meer hernieuwbaar tot zelfs volledig hernieuwbaar (Scenario E). Een deel van deze hernieuwbare bronnen bestaat uit intermitterende bronnen waarvan de productie wordt bepaald door het windregime en de uren zonneshijn. Dat deel van de energiebronnen zal veranderingen in het beheer van het systeem veroorzaken. Om de laagste kosten te bereiken zullen flexibele vraag/productie-installaties, inclusief opslag, moeten worden toegevoegd aan het energiesysteem waarvan een deel bij de klant zal staan. Voor het operationaliseren van een energiesysteem met intermitterende en flexibele installaties zullen ICT en andere tariefssystemen nodig zijn. In alle scenario's is er een fors percentage hernieuwbare, intermitterende bronnen die dergelijk flexibele installaties, ICT en tariefssystemen nodig maakt.

Het aantal hernieuwbare bronnen dat gecombineerd kan worden met de niet-flexibele productie uit wind en zon is beperkt. Met name het toepassen van biomassa (inclusief groen gas en biobrandstoffen) kan hier een rol in spelen. Per scenario verschilt de rol sterk, maar in alle scenario's is er een veelvoud van biomassa nodig om te voldoen aan de criteria die gelden voor de eindbeelden. Van de huidige 100 PJ (groen gas, vaste biomassa, biogene fractie huisvuil, biobrandstoffen, et cetera) tot 300 à 400 PJ in Scenario's A tot en met D en zelfs 900 PJ in Scenario E. Een primaire biomassavraag van dergelijke omvang ondermijnt de betrouwbaarheid van het systeem aanzienlijk, omdat de beschikbaarheid hiervan niet realistisch is. Sowieso binnen Nederland, maar ook wanneer er grootschalige import plaatsvindt



(zeker omdat wordt aangenomen dat ook de ons omringende landen een gelijke sterke groei naar biomassa hebben).

Figuur 28 Vraag naar biomassa in 2030



Tabel 19 Hoeveelheden biomassa in fysieke eenheden

	Eenheid	2012	A	B	C	D	E	BAU
Biomassa	PJ	77						
Vaste biomassa	kton		11.800	16.200	11.000	14.200	22.000	6.800
Gasvormige biomassa	mln m <sup>3</sup>		3.700	2.600	2.900	600	12.200	1.100
Vloeibare biomassa	kton	600	3.100	3.600	3.100	2.300	4.700	3.600

In Scenario E is het aandeel energie uit zon-PV zeer hoog. Dit vergt naast flexibele mechanismen ook veel opslag. Desalniettemin is het aanbod op piekmomenten hoog en is voor dit scenario een variant doorgerekend waarbij het piekvermogen van de zon-PV is beperkt tot 55% van het piekvermogen (zie volgende paragraaf).

### 3.4.5 Aftopping van productie van zonne-energie

Bij een groot aanbod van zon kan overwogen worden om een deel van de zonneproductie af te schakelen ('aftoppen'). Maatschappelijk gezien is het aftoppen van PV-productie moeilijk aanvaardbaar, zeker in een scenario waar veel nadruk wordt gelegd op duurzame opwekking. Maar achter ieder maatschappelijke afweging zit ook een economische afweging.

Een voorbeeld hiervan is netverzwaring omdat in een lokaal net problemen met de spanningskwaliteit optreden. Een alternatief is het lokaal aftoppen van zon-PV-productie er van uitgaande dat dit vanuit het perspectief van de regelgever en de netbeheerder een aanvaardbaar alternatief is. De kosten van de netverzwaring zullen moeten worden afgewogen tegen gederfde inkomsten van de elektriciteitsproductie.

Voorals in duurzame scenario's met veel zon-PV-productie kunnen er situaties optreden met een landelijk overschot aan productie. Dit gaat gepaard met een zeer lage energieprijis en het voor de hand liggende alternatief, naast aftopping, is het opslaan van het overschot aan zonne-energie om dit op een

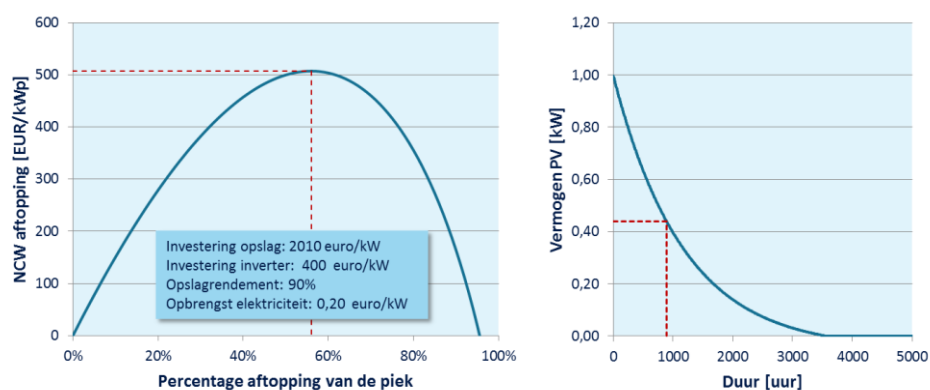


ander tijdstip (met een hogere prijs) te leveren. De afweging die dan gemaakt moet worden is onder andere gebaseerd op:

- de meeropbrengst van elektriciteit die anders weggegooid zou worden;
- de meerkosten voor een opslagsysteem;
- de verliezen in het opslagsysteem;
- de minderkosten van de inverter voor het zon-PV-systeem.

Dit voorbeeld is ter illustratie uitgewerkt in Figuur 29. In deze figuur is rechts een benadering van een realistische productieduurkromme<sup>11</sup> voor een zon-PV-systeem van 1 kW weergegeven. Links staat de netto contante waarde (NCW<sup>12</sup>) van aftoppen, verrekend op basis van 15 jaar en een rentevoet van 5,5%.

Figuur 29 Illustratie van de economische afweging van het aftoppen van zon-PV-productie



Figuur 29 illustreert dat in deze situatie aftopping tot 55% van de productiepiek van zon-PV optimaal is. Daarna wegen de kosten van en verliezen in het opslagsysteem zwaarder. Bij een aftopping van 55% wordt circa 22% van de potentiële opbrengst weggegooid.

Dit specifieke voorbeeld geldt alleen onder de genoemde omstandigheden. Als er bij een lokaal overschot aan zon-PV-productie elders in het land wel behoefte is aan elektriciteit moet een afweging gemaakt worden op basis van de kosten van netverzwaring. In een duurzaam scenario met veel elektrisch vervoer is ook opslagcapaciteit beschikbaar die waarschijnlijk tegen minder kosten dan de systeemkosten van een apart opslagsysteem beschikbaar gemaakt kan worden.

De kernboodschap is dat aftopping van zon-PV meegewogen moet worden scenario's met een overschot aan zon. Een goede alternatievenafweging blijft van belang en aftopping kan economisch gezien de beste oplossing zijn. Uiteindelijk is dat ook een maatschappelijk belang.

### 3.4.6 Conclusie betrouwbaarheid

Een belangrijke conclusie is dat in alle scenario's, ook het meest kritische Scenario E met 100% duurzaamheid en een dominante zon-PV-productie een stabiel elektriciteitssysteem mogelijk. Er is in principe voldoende reservevermogen aanwezig om kortdurende en langer durende verstoringen of

<sup>11</sup> Duurkrommen worden gebruikt om snel inzicht te krijgen in bijvoorbeeld een productieprofiel. Op de horizontale as staat de tijdsduur dat een bepaald vermogen minimaal wordt geproduceerd. Op de verticale as staat het vermogen weergegeven. De start van de durkromme geeft de maximale productie aan en het oppervlak onder de kromme de totale productie. Het aantal bedrijfsuren volgt uit het snijpunt met de tijdas.

<sup>12</sup> In de netto contante waarde is de tijdwaarde van geld meegenomen. Een euro nu is minder waard dan een euro over 10 jaar omdat de euro nu met rendement geïnvesteerd kan worden.



tekorten aan duurzame productie op te vangen. Daar zijn wel een aantal kanttekeningen bij te maken:

- Reservevermogen wordt nu voornamelijk geleverd door de centrale opwekeenheden. Bij toenemende wind en zon zal dit vermogen steeds meer in deellast moeten draaien of uitgezet worden.
- Een deel van dit reservevermogen wordt in het 100% duurzame scenario (E) geleverd door centrale opslag. In dit scenario wordt meer dan 10 GW centrale opslag voorzien. Dit is een relatief dure vorm van reservevermogen.
- Een deel van de reserve zal geleverd moeten worden door decentrale units. Dit gebeurt nu al, maar de noodzaak om decentraal vermogen beschikbaar te stellen als reservevermogen wordt groter en dit vraagt mogelijk om het aanpassen van regelgeving.
- Een deel van de reserve (met name primair) kan of moet zelfs geleverd worden door windturbines. Door deze niet op maximale capaciteit te laten draaien, komt er reservevermogen beschikbaar. Dit gaat wel ten koste van de jaaropbrengst. Ook hiervoor is goede regelgeving noodzakelijk.
- Ook zon-PV zal bij toenemende penetratie moeten bijdragen aan reservelevering. Hiervoor moeten eisen gesteld worden aan de installaties wat nu al gebeurt in Duitsland. De kosten van balancering stijgen met toenemend aandeel van variabele hernieuwbare energie (wind en zon-PV). Internationaal onderzoek<sup>13</sup> geeft een grote spreiding aan in deze extra kosten. De getallen variëren bij een aandeel wind in de vraag van 30% tussen 0,5 en 5,5 Euro per MWh wind.
- Bij een aandeel wind en zon dat is voorzien in het 100% duurzame scenario zullen deze kosten waarschijnlijk aanzienlijk hoger liggen. Er is echter nog weinig onderzoek gedaan naar grote elektriciteitssystemen die op 100% duurzame energie gebaseerd zijn zodat het niet mogelijk is hiervoor een goede indicatie te geven.
- In scenario's met veel duurzame productie realiseren kolen- dan wel biomassagestookte centrales minder vollasturen dan in de huidige situatie. Dat betekent dat investeringskosten waarschijnlijk niet kunnen worden terugverdiend uit de opbrengst op basis van een (marginale) elektriciteitsprijs. Een vorm van capaciteitsvergoeding kan noodzakelijk blijken. Ook dit vraagt om aanpassing van de regelgeving.

### 3.5 Betaalbaarheid

In het voorgaande hoofdstuk is per scenario een indicatie gegeven van de kosten van de voorgestelde energievoorziening. Per scenario zit daar een groot verschil in. Uit de berekeningen (zonder uitloop van kosten en baten) blijkt dat alleen Scenario A een positieve netto contante waarde heeft ten opzichte van BAU. Als de uitloop van kosten en baten wel wordt meegenomen, dan wordt ook C positief ten opzichte van BAU. Scenario E heeft totaal de hoogste kosten. Dit wordt mede veroorzaakt door hoge kosten voor het grote vermogen van zon-PV, de aanleg van opslag en H<sub>2</sub>-productie en grootschalige besparingsprogramma's. De volgende tabellen geven de totale kosten van de scenario's weer tot 2030, met en zonder uitloop tot 2050 (zie ook Paragraaf 2.4).

---

<sup>13</sup> Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final summary report IEA Wind Task 25 Phase two 2009-2011.



Tabel 20 Netto contante kosten per eindbeeld (zonder uitloop; in mld €)

	BAU	A	B	C	D	E
Centrale opwekking	15	12	28	23	41	13
Decentrale opwekking	26	22	20	23	15	97
Warmteopwekking (gas)	3	3	5	4	4	3
Warmteopwekking (elek.)	18	18	26	27	44	35
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	1	1	0	1	5	50
Transport en distributie (E)	26	21	33	28	33	34
Energie en CO <sub>2</sub>	156	151	156	145	129	118
Besparingsmaatregelen	12	38	14	40	102	101
Motorbrandstoffen	148	137	145	132	107	105
Voertuigen	233	231	231	233	241	243
<b>Totale NCW</b>	<b>638</b>	<b>634</b>	<b>658</b>	<b>656</b>	<b>720</b>	<b>798</b>

Tabel 21 Netto contante kosten per eindbeeld (met uitloop; in mld €)

	BAU	A	B	C	D	E
Centrale opwekking	20	17	38	31	52	16
Decentrale opwekking	36	32	29	34	21	132
Warmteopwekking (gas)	7	6	9	6	5	4
Warmteopwekking (elek.)	24	25	38	39	59	44
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	1	1	0	1	7	72
Transport en distributie (E)	31	26	40	34	39	42
Energie en CO <sub>2</sub>	219	198	210	181	138	125
Besparingsmaatregelen	18	56	20	58	149	148
Motorbrandstoffen	223	201	220	190	135	127
Voertuigen	320	318	318	321	333	335
<b>Totale NCW</b>	<b>900</b>	<b>881</b>	<b>923</b>	<b>895</b>	<b>937</b>	<b>1.047</b>

De kosten voor het energiesysteem zijn sterk afhankelijk van welk scenario werkelijkheid gaat worden. Hierbij zijn er grote verschillen waar de grootste kosten zitten. In de Scenario's D en E wordt relatief veel kosten gemaakt om de energievraag te beperken. Daarnaast zijn in E de kosten voor hernieuwbare bronnen relatief, maar ook absoluut het hoogste van alle scenario's. De maatschappelijke kosten daarentegen zijn in Scenario D en E het laagste. De kosten van de energienetten zijn in alle scenario's relatief beperkt ten opzichte van de kosten van energiebronnen, maar verschillen per scenario een factor 2.

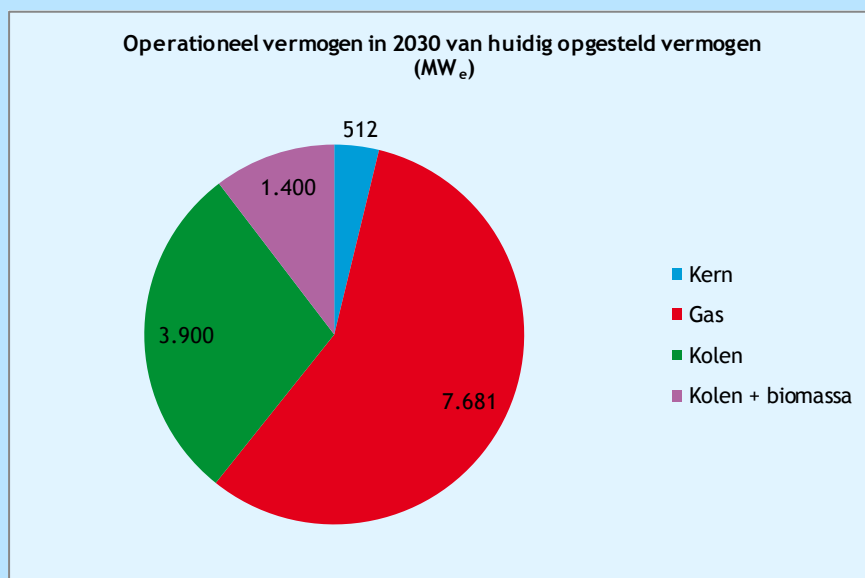
De snelheid van verandering zorgt voor extra hoge kosten doordat installaties omgebouwd of afgebroken moeten worden voordat de levensduur is beëindigd (vervroegde afschrijving installaties/centrales vooral Scenario E). In de Scenario's B, C en D moeten de centrales en HT-warmte-installaties worden omgebouwd voor CO<sub>2</sub>-afvang.

Tot slot zijn er zeer grote afschrijvingen bij het transport. De jaarlijkse markt voor motorvoertuigen bedraagt ongeveer dan € 20mld voor nieuwe voertuigen, waarvan een deel een lange levensduur heeft. Door het hoge tempo van vervanging in de Scenario's D en E moet hier veel vervroegd op worden afgeschreven (niet alleen wegvervoer, maar ook treinen en binnenvaartschepen). Daar tegenover staan de zeer grote besparingen die behaald worden op motorbrandstoffen. Op dit moment wordt jaarlijks ongeveer € 10mld uitgegeven aan motorbrandstoffen (exclusief accijnzen), bij een sterke reductie in volume en substitutie door efficiëntere opties wordt hier aanzienlijk op bespaard.



### Vervroegd afschrijven centrales

Als gevolg van de verandering in de elektriciteitsvoorziening, zijn er consequenties voor de centrales in het centrale productiepark. Een aantal centrale zal omgebouwd/aangepast moeten worden en bijvoorbeeld geschikt worden gemaakt voor CCS of het bijstoken van grote aandelen biomassa, maar bij andere zal dit niet mogelijk zijn en met name in het geval van Scenario E zal een groot aandeel van de huidige centrales vervroegd uit de productie moeten worden genomen. Deze versnelde afschrijving heeft gevolgen voor de kosten van de scenario's, maar is niet meegenomen in de berekeningen, omdat hier veel onzekerheden mee gemoeid zijn. De grafiek geeft de verdeling van het huidige opgestelde vermogen weer, dat volgens de huidige planning in 2030 nog steeds operationeel is. Deze zullen dus deels omgebouwd en deels afgeschreven moeten worden, afhankelijk van het scenario.



### Vervroegd afschrijven en saneren gasnetten

Door energiebesparing en substitutie kan het in enkele scenario's voorkomen dat de gasnetten op LD-niveau op sommige locaties vervroegd afgeschreven en gesaneerd moeten worden. Het is niet toegestaan om loze leidingen in de grond te laten zitten. In deze studie is niet gekeken naar de kosten hiervan, omdat niet berekend is hoeveel netten (in meter) per scenario verdwijnt.

Een indicatie van de kosten kan echter wel worden gegeven:

- *Vervroegd afschrijven:* Aangenomen wordt dat de transportafhankelijke bijdragen die de netbeheerders jaarlijks ontvangen van de aangesloten klanten (tezamen met de aansluitbijdrage) dekkend zijn voor de vaste kosten van het gasnet. Door het vervroegd moeten afschrijven van een gasnet, vervalt deze dekking. Als, ter illustratie, wordt aangenomen dat een gasnet in 2025 verwijderd wordt, maar deze eigenlijk tot 2040 afgeschreven had moeten worden, dan betekent het vervroegde afschrijven dat de netbeheerder per woning tussen de 250-300 euro kwijt is.
- *Saneren:* Het saneren of verwijderen van de gasleidingen en gasstations brengt aanvullende kosten met zich mee. Indien een gasstation wordt verwijderd, dan liggen de kosten hiervan rond de 7.000 euro. In een wijk van 1.000 woningen staan al snel drie gasstations. Gemiddeld ligt er in Nederland tussen de 25-30 meter gasleiding per aansluiting (op LD-niveau). Het verwijderen van één meter kost ongeveer 60 euro, waarmee het verwijderen van gasleidingen gemiddeld tussen de 1.500-1.800 euro per aansluiting kost. Dit is exclusief de werkzaamheden aan bestrating en logistiek en de kosten kunnen in de binnensteden van Nederland oplopen tot het dubbele of drievoudige hiervan.

## 3.6 Barrières

De scenario's kennen verschillende barrières. Deze zijn in de voorgaande paragrafen geanalyseerd. Hierbij is gekeken naar de verschillende aspecten van de scenario's, zoals kosten, neteffecten, energiebronnen en betrouwbaarheid.

In aanvulling hierop kan op basis van de ervaringen van de afgelopen jaren worden geconcludeerd dat een aantal zaken niet vanzelf loopt.

De ontwikkelingen zijn niet enkel afhankelijk van de kosten of de technologische mogelijkheden, maar worden ook sterk beïnvloed door barrières uit de politieke en maatschappelijke context. Deze barrières kunnen de ontwikkelingen afremmen en in een enkele keer stimuleren. In de komende paragrafen wordt daarom dieper ingegaan op diverse barrières die niet zijn meegenomen in de modelberekeningen, maar wel van invloed zijn op de verschillende scenario's. Dit betreffen de leadtimes, maatschappelijke context en het marktmodel.

### 3.6.1 Leadtimes

In deze studie is gebruik gemaakt van backcasting voor het ontwikkelen van de scenario's. Belangrijk bij het backcasten zijn de *leadtimes* van verschillende technieken en ontwikkelingen die onderdeel zijn van de scenario's. Als iets er over tien jaar moet zijn en het duurt acht jaar om het te maken, dan moet je er uiterlijk over twee jaar mee beginnen. Leadtimes vormen daarmee zeer belangrijke barrières voor de scenario's en moeten daarom goed in beeld zijn, wil een uitspraak gedaan kunnen worden over de haalbaarheid van een scenario.

Aan de hand van enkele generieke aannames is gekeken naar alle technieken en ontwikkelingen die in het conversie- en profielmodel zijn opgenomen en bepaald welke ontwikkelingsnelheid mogelijk te verwachten is (per scenario). Deze aannames zijn terug te vinden in Bijlage I.

Hoewel de eindbeelden met backcasting *op papier* per definitie gehaald kunnen worden, betekent dat niet dat er geen onoverkomelijke problemen in de praktijk voorkomen. De leadtimes kunnen hier een belangrijke rol bij hebben. In de komende paragrafen worden enkele knelpunten uitgelicht die van grote invloed zijn of kunnen worden, in het bewerkstelligen van de eindbeelden. Gegeven de omvang van het bestudeerde onderwerp, de volledige energievoorziening van Nederland, geven de onderstaande knelpunten slechts een beperkt deel van de veelheid aan knelpunten weer.

#### Energiebesparing

In de scenario's is op dit moment nog iets meer dan vijftien jaar de tijd om de gewenste niveaus voor energiebesparing te behalen. Afhankelijk van het scenario moeten verschillende jaarlijkse besparingspercentages worden behaald (zie Tabel 22). Daarnaast gelden per sector verschillende volumes die behaald moeten worden. Zo moet in de gebouwde omgeving de besparing behaald worden bij ongeveer zeven miljoen woningen en een half miljoen andere gebouwen. Qua omvang zijn dit grote uitdagingen. In de meest extreme gevallen betekent dit dat, vanaf nu, jaarlijks een half miljoen woningen tot een A-label of beter moeten worden gebracht. Met het huidige tempo en initiatieven als de Stroomversnelling<sup>14</sup> en Energiesprong<sup>15</sup>, wordt dit volume niet gehaald.

---

<sup>14</sup> Hierbij worden tot 2020 ongeveer 110.000 corporatiewoningen energieneutraal gemaakt.

<sup>15</sup> De Energiesprong heeft onder andere de ambitie om in 2020 100.000 particuliere woningen energieneutraal te maken.

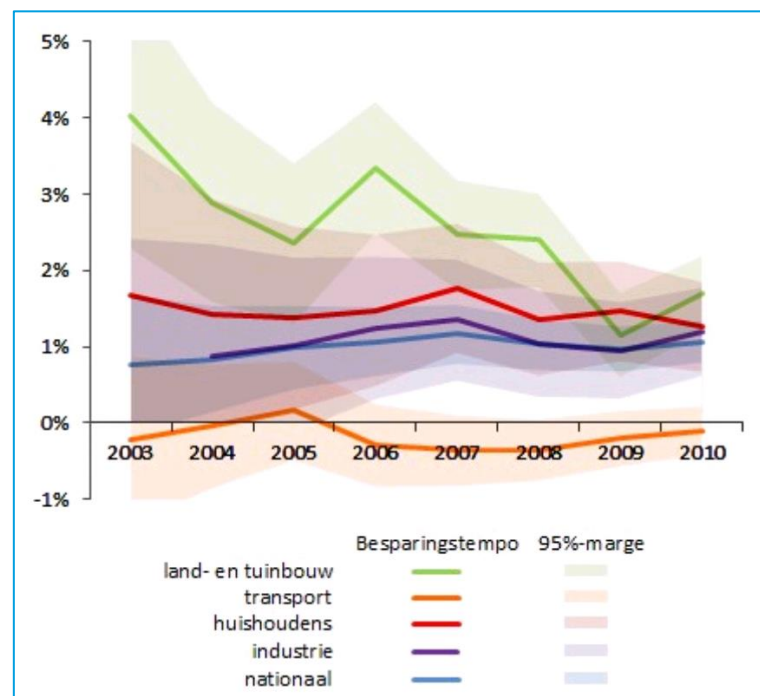


Tabel 22 Gemiddeld besparingspercentage per jaar voor bereiken eindbeeld in 2030

	Elektriciteit	Motorbrandstoffen	HT-warmte	LT-warmte
Scenario A, C	1,6%	0,9%	0,6%	1,6%
Scenario B	0,6%	0,0%	0,3%	0,6%
Scenario D, E	3,8%	2,4%	1,2%	3,8%

Ter illustratie wordt in de volgende figuur de behaalde energiebesparing van de laatste jaren per sector weergegeven. Duidelijk zichtbaar is dat op basis van deze gerealiseerde waarden, dat met uitzondering van Scenario B, alle scenario's een zeer grote uitdaging kennen voor het behalen van de besparingsdoelstellingen en de volumetaakstelling die hier bij hoort.

Figuur 30 Energiebesparing per jaar per sector



Bron: (ECN, 2012).

De ervaring in de industrie leert besparingen moeilijk te behalen zijn, maar dat deze wel aanwezig zijn. De grote uitdaging voor de industrie ligt in het ontwikkelen en toepassen van innovaties die processen optimaliseren en reducties behalen en van CCS bij de productie van hoge temperatuurwarmte. Met name in Scenario E vormt dit een belangrijk knelpunt voor de besparing op elektriciteit en HT-warmte.

Ook voor de glastuinbouw is de uitdaging voor de besparing zeer groot. Hierbij sluit echter de levensduur van een glastuinbouwcomplex en installaties (ongeveer vijftien jaar), goed aan bij de tijd die ons nog rest tot 2030. Indien vanaf 2015 dus met het gangbare tempo wordt ingezet op het vervangen van het huidige areaal, maar dan met technieken waarmee wordt voldaan aan de besparingsdoelstelling, dan wordt dit voor deze sector in 2030 gehaald.

## Productie-eenheden

In alle scenario's vindt er een aanpassing aan het huidige productiepark voor elektriciteit plaats. Dit zijn deels aanpassingen door uitbreiding met bestaande technieken, maar ook deels met nieuwe technieken. In een recente studie heeft ECN bepaald wanneer de Rijksoverheid moet beginnen met het aanbesteden van productielocaties voor wind en biomassameestook (vergunningstraject) om te voldoen aan het oorspronkelijke doel van 16% hernieuwbare energie in 2020<sup>16</sup>. Hoewel het eindjaar inmiddels is doorgeschoven naar 2023, blijkt uit de analyse dat zowel voor het meestoken van biomassa als voor het behalen van voldoende windcapaciteit er in 2014 gestart moet zijn, wil het einddoel behaald worden (ECN, 2013). Aangenomen wordt dat, als in 2030 het aandeel in scenario's 25% moet zijn, deze deadline zo goed als gelijk is. Dit betekent dat in 2014 dus concrete stappen gezet moeten zijn, wil dit einddoel behaald worden. Voor Scenario E, waarbij 100% hernieuwbaar behaald moet worden, zal deze deadline gelijk liggen, maar is het benodigde volume vier maal groter.

Voor alle scenario's betekent dit een concreet knelpunt, omdat op dit moment concrete stappen onvoldoende worden gezet, wat betekent dat in de komende jaren een aanzienlijke inhaalslag gehaald moet worden, wil het eindbeeld worden behaald.

In Scenario's C en D vindt uitbreiding van het kernvermogen plaats om een bijdrage te leveren aan de CO<sub>2</sub>-reductie. De doorlooptijd van een nieuwe kerncentrale ligt rond de 10-15 jaar. Voor het uitbreiden van dit vermogen moet dus uiterlijk in 2015 een besluit worden genomen. Gegeven de politieke afspraken binnen het huidige kabinet (dat tot en met 2016 zitting heeft), wordt de kerncapaciteit niet uitgebreid. Hiermee wordt ontstaat een groot knelpunt voor deze scenario's.

Een alternatief voor een CO<sub>2</sub>-arme/vrije elektriciteitsproductie is het toepassen van CCS. Hoewel op dit moment al verschillende projecten worden uitgevoerd om deze techniek op relatief grote schaal te testen, wordt dit nog niet op commerciële basis, grootschalig toegepast in Nederland.

De verwachting is dat er nog meerdere jaren nodig zijn om de techniek van het afvangen door te ontwikkelen, voor dat het in de markt kan worden ingezet. Dit geldt ook voor het opslaan van het CO<sub>2</sub> in ondergrondse locaties.

## Transport

De gemiddelde levensduur van een vervoersmiddel is ongeveer 15 jaar.

Dit betekent dat vanaf 2015 gestuurd moet worden op de substitutie van het gewenste transportpark. Dit is voor alle scenario's een zeer grote uitdaging, maar vooral voor Scenario's C, D en E waarbij respectievelijk 55%, 100% en 100% CO<sub>2</sub>-reductie in 15 jaar behaald moet worden. Deze uitdaging wordt des te groter, wanneer wordt gekeken naar de huidige doelstellingen voor de sector transport: 60% reductie in 2050. Voor het behalen van dit doel, 20 jaar verder in de toekomst, wordt een aantal voorwaarden en doorbraken gesteld die nodig zijn voor het behalen van dit doel, waaronder (ECN, 2014):

- doorbraak in productietechnologie geavanceerde biobrandstoffen;
- sterke ombuiging in trend mobiliteitsgroei;
- fundamentele doorbraak in prestaties en kosten batterijen;
- ontwikkeling waterstofnetwerken;
- beschikbaarheid duurzame biomassa;
- sterk verbeterde efficiëntie motor en voertuig.

---

<sup>16</sup> Dit is de ondergrens in alle scenario's.



Waar deze voorwaarden en doorbraken voor 2050 al een onzekerheid bieden, kan worden aangenomen dat dit in een beperktere periode, met ambitieuzere doelen, tot zeer onwaarschijnlijke situaties leidt. Hiermee worden Scenario's C, D en E op dit aspect dus zeer onwaarschijnlijk.

### 3.6.2 Maatschappelijke context

Naast de technische, economische en praktische uitdagingen, zijn er ook nog uitdagingen die voortkomen uit de maatschappelijke context. Deze uitdagingen ontstaan door een breed gedragen onbekendheid, gevoel van onbehagen, onwil of andere aspecten. Deze aspecten zijn geen onderwerp van studie geweest in dit rapport, maar verdienen wel kort de aandacht, omdat zij zeer grote barrières op kunnen werpen bij het bewerkstelligen van de eindbeelden. Deze barrières verschillen per scenario en moeten geslecht worden, voordat gesproken kan worden van een realistisch eindbeeld.

De inzet van CCS in Scenario B, C en vooral D vergt effectief overheids-ingrijpen, waarbij de eerste ervaringen met proefprojecten (Barendrecht) zorgen voor koudwatervrees. Bovendien is de huidige CO<sub>2</sub>-prijs zo laag dat energiebedrijven dergelijke proeven op dit moment te kostbaar achten. De 67 Mton CO<sub>2</sub> per jaar in Scenario D is niet waarschijnlijk. Daarmee is Scenario D niet waarschijnlijk omdat andere fossiele CO<sub>2</sub>-reductie (kernenergie) al is uitgebreid en niet hoger kan omdat het grootste deel van de CO<sub>2</sub>-emissie gekoppeld is aan de HT-warmtevraag en niet aan elektriciteitsproductie. Ook de uitbreiding van kernenergie (Scenario's C en D) kan op dit moment niet rekenen op een breed gedragen maatschappelijk goedkeuren. Hierdoor is het onwaarschijnlijk dat dit binnen een afzienbare tijd plaats gaat vinden. Het bekende NIMBY-gedrag bij windturbines is van grote invloed op de haalbaarheid van wind op land en nabij de kust. Op dit moment strijden niet alleen burgers die bang zijn voor overlast of dalende onroerendgoedprijzen, maar ook gemeenten die een terugloop van toerisme verwachten door het plaatsen van windturbines.

Alternatieve bronnen van aardgas, zoals schaliegas, vinden op dit moment zeer grote weerstand in heel Nederland. Hoewel de winning en het gebruik van schaliegas niet expliciet is meegenomen in deze studie, is het wel een mogelijke bron voor het aardgas, die indirect van invloed kan zijn op bijvoorbeeld de prijzen van fossiele brandstoffen en daarmee op de haalbaarheid en waarschijnlijkheid van de verschillende scenario's.

Naast barrières die opkomen uit de maatschappelijke context, levert deze context ook kansen. Nieuwe trends, nieuwe technieken of nieuwe mogelijkheden kunnen *van vandaag op morgen* ontstaan en een grote impact hebben op waarschijnlijkheid van de eindbeelden. De aanleiding hiervoor kan zeer divers zijn en (over het algemeen niet stuurbaar), zoals aardbevingen (zéér grote impact op het beeld rondom kernenergie), oorlogen (invloeden op de prijs van fossiele energie), milieurampen of de nieuwste gadgets die mensen helpen bij energiebesparing die mogelijk een net zo snelle introductie kennen als de smartphone of tablet<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> Zo betaalde Google begin 2014 meer dan 3 miljard dollar voor een producent van een slimme thermostaat, waarmee gebruikers aanzienlijke besparing kunnen behalen als onderdeel van een domotica-concept. Dit soort technieken kunnen in de nabije toekomst een nog onbekende vlucht nemen (Volkskrant, 2014).



### 3.6.3 Huidig marktmodel en nieuwe ontwikkelingen

Het huidige energiesysteem kent diverse onderdelen waar de kosten niet worden toegerekend aan een specifieke gebruiker of producent, maar worden gesocialiseerd:

- investeringen in distributienetten voor gas en elektriciteit, maar niet voor warmte;
- investeringen in transportcapaciteit voor gas en elektriciteit, maar ook hier niet voor lage temperatuurwarmte en stoom.

De nieuwe technieken (zon-PV, windenergie) kunnen forse extra investeringen vergen als niet wordt afgetopt (Paragraaf 2.3.5) en slimme ICT-diensten hebben geen effect als de gebruiker geen financieel voordeel heeft. Het salderen van elektriciteitsproductie achter de meter kan betekenen dat de energiegebruiker/producent elektriciteit produceert op momenten dat deze weinig waard is (steeds minder als er meer zon-PV komt) en voor hetzelfde tarief afneemt terwijl de kostprijs dan juist heel hoog kan zijn. Voor de introductie van zon-PV is dit een stimulerend systeem maar bij grote hoeveelheden zon-PV kan dit erg duur worden waarbij de kosten worden afgewenteld op de niet-zon-PV-producent. Daarnaast is er sprake van derving van inkomsten van de energiebelasting die bij een kleine hoeveelheid zon-PV geen enkel probleem is, maar er toe kan leiden dat het aantal betalers sterk afneemt als zon-PV een vlucht neemt.

Een extra uitdaging ligt er bij het toerekenen van kosten van congestie op lokale netten en tegelijkertijd variabele tarieven voor momenten van hoge en lage vraag/productie. Deze kunnen tegen elkaar inwerken waarbij er een leveringstarief heel laag is en daarmee lokale netten tegen hun grenzen kunnen aanlopen.

Tot slot zullen de afschrijvingstermijnen voor gas- en elektriciteitsnetten in bepaalde gevallen te lang zijn omdat gasnetten kunnen worden geconfronteerd met substitutie van gas door warmte of elektriciteit waardoor de investeringen niet worden terugverdiend, of elektriciteitsnetten kunnen worden geconfronteerd met voortijdige verzwaring vanwege extra aansluitvermogen voor lokale productie (zon, wind, WKK) of extra vraag (elektrisch vervoer, warmtepompen).

## 3.7 Overzicht

Op basis van de vereiste maatschappelijke veranderingen om in een periode van circa vijftien jaar elk van de vijf eindbeelden te bereiken, kan geconcludeerd worden dat op vele aspecten de uitdagingen zeer omvangrijk zijn en dat de barrières sterk verschillen per scenario. Zowel in aantal als omvang. Zo blijkt uit het voorgaande dat een forse besparing bij de gebruiker wel mogelijk is, maar dat daarvoor een ingrijpend overheidsbeleid nodig is. De besparing in de Scenario's A, B, C is met inspanning haalbaar, maar de zeer forse besparingen in de Scenario's D en E zijn niet waarschijnlijk.

De mate van flexibiliteit neemt in alle scenario's toe ten opzichte van de huidige situatie, dat is goed haalbaar, ook al zullen er veranderingen nodig zijn in de regels en tarieven van het energiesysteem. De inzet van flexibele technieken en opslag zoals beschreven en doorgerekend in Scenario E lijken niet waarschijnlijk.

Daarnaast zijn verschillende technologische randvoorwaarden, zoals CCS in Scenario D en hernieuwbare bronnen in Scenario E niet waarschijnlijk binnen de 15 jaar die resteren van nu tot 2030.





In Tabel 23 wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste barrières die aanwezig zijn in een scenario en offers die moeten worden gemaakt voor het haalbaar maken van dat scenario.

Tabel 23 Totaaloverzicht scenarioanalyse

Scenario	Barrières en offers
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Koppelen van HT-warmteaanbod en -vraag</li> <li>- Beschikbaarheid van import van groen gas en invoeding van groen gas kan lokaal tot problemen leiden</li> <li>- Besparingsmaatregelen zijn niet allemaal rendabel en zullen dus geld kosten voor sommige eindgebruikers; maatregelen zijn echter wel nodig als het besparingspercentage behaald moet worden</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Decentrale productie van elektriciteit neemt af ten opzichte van huidig en BAU, wat onder andere betekent dat veel decentrale WKK's verdwijnen</li> <li>- Koppelen van LT-warmteaanbod aan vraag (in combinatie met verdwijnen decentrale WKK's); forse uitbreiding warmtenetten, belangrijke keuzes wie dit gaat uitvoeren</li> <li>- Beschikbaarheid van import van groen gas en biomassa en invoeding van groen gas kan lokaal tot problemen leiden</li> <li>- Onduidelijkheden rond ontwikkeling van CCS en opslag van CO<sub>2</sub></li> <li>- Forse investering in centraal productiepark</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Koppelen van HT- en LT-warmteaanbod en -vraag; uitkoppelen van HT-warmte bij elektriciteitscentrales en stimuleren industriële WKK's (co-siting)</li> <li>- Besparingsmaatregelen zijn niet allemaal rendabel en zullen dus geld kosten voor sommige eindgebruikers; maatregelen zijn echter wel nodig als het besparingspercentage behaald moet worden</li> <li>- Beschikbaarheid van import van groen gas en invoeding van groen gas kan lokaal tot problemen leiden</li> <li>- Onduidelijkheden rond ontwikkeling van CCS en opslag van CO<sub>2</sub></li> <li>- Uitbreiding van kernenergie</li> <li>- Ingrijpende transitie in voertuigpark noodzakelijk voor CO<sub>2</sub>-reductie</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hoge besparingsdoelstelling, die leidt tot veel onrendabele besparingsmaatregelen</li> <li>- Decentrale productie van elektriciteit neemt af ten opzichte van huidig en BAU, wat onder andere betekent dat veel decentrale WKK's verdwijnen; toegenomen centrale productie moet uitgerust worden met CCS voor behalen 100% emissiereductie</li> <li>- Koppelen van LT-warmte aanbod aan vraag (in combinatie met verdwijnen decentrale WKK's); forse uitbreiding warmtenetten, belangrijke keuzes wie dit gaat uitvoeren</li> <li>- Beschikbaarheid van vaste biomassa; mogelijk afhankelijk van import</li> <li>- Uitbreiding van kernenergie</li> <li>- Ingrijpende transitie in voertuigpark noodzakelijk voor CO<sub>2</sub>-reductie</li> <li>- Onduidelijkheden rond ontwikkeling van CCS en opslag van CO<sub>2</sub></li> <li>- Elektrificering van de warmtevoorziening kan tot problemen leiden op het net</li> </ul>
E	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hoge besparingsdoelstelling, die leidt tot veel onrendabele besparingsmaatregelen</li> <li>- Koppelen van HT- en LT-warmteaanbod en -vraag; uitkoppelen van HT-warmte bij industriële bio-WKK's (co-siting); forse uitbreiding warmtenetten, belangrijke keuzes wie dit gaat uitvoeren</li> <li>- Beschikbaarheid van vaste, vloeibare en gasvormige biomassa</li> <li>- Zeer groot intermitterende vermogen; leidt tot grote lokale problemen</li> <li>- Hoge kosten voor decentrale opwekking</li> <li>- Elektrificering van de warmtevoorziening kan tot problemen leiden op het net</li> <li>- Hoge kosten voor opslag en waterstofproductie; beschikbaarheid opslagtechnieken</li> <li>- Ingrijpende transitie in voertuigpark noodzakelijk voor CO<sub>2</sub>-reductie</li> </ul>





# 4 Conclusies en aanbevelingen

In dit hoofdstuk hebben we conclusies getrokken voor ontwikkelingen die belangrijk zijn voor veel partijen in de energievoorziening. Deze ontwikkelingen vinden plaats in de meeste scenario's, maar wel met verschillende intensiteiten. Aansluitend hierop hebben we elf aanbevelingen gedaan.

## 4.1 Ingrijpende veranderingen energiesysteem

De energievoorziening verandert de komende decennia sterk, als in 2030 voldaan moet worden aan de eigenschappen, zoals deze zijn aangenomen voor de verschillende scenario's. Sommige veranderingen worden nu al aan den lijve ondervonden, voor de meeste is het nog toekomst. De gekozen eindbeelden en opgestelde scenario's laten zien wat de effecten zijn van deze veranderingen: **In rap tempo zal de energievoorziening veranderen, van centraal naar meer decentraal, meer hernieuwbare energie, meer elektriciteit, mogelijkheden voor belastingsturing, meer interactie tussen vraag en aanbod van zowel elektriciteit, gas als warmte.**

### *Elektriciteit*

Elektriciteit wordt relatief een belangrijker energiedrager omdat zowel in de warmtemarkt (warmtepompen) als mobiliteitsmarkt (elektrisch vervoer) substitutie plaatsvindt.

De productie van elektriciteit uit fossiele brandstoffen is de afgelopen decennia efficiënter geworden en ook aan de vraagkant zijn er vele zuinige technieken en installaties op de markt. Desondanks wordt van huishoudens tot industriële gebruikers ongeveer 25% rendabele besparingspotentie niet benut. Dit zal ook in de toekomst moeilijk blijken te zijn, ook al is energiebesparing vanuit kostenopgumpunt een belangrijke optie.

De huidige ontwikkelingen met de overcapaciteit in Nederland en lage kolenprijzen zijn op zich geen structureel probleem, dat kan in elke markt ontstaan. Fundamenteel is dat het verdienmodel van conventionele centrales op de schop is gegaan. Door de grote hoeveelheden fluctuerend vermogen (nu nog vooral zichtbaar in het buitenland) is de bedrijfstijd van grote centrales fors gedaald. Hierbij moet bedacht worden dat met de huidige hoeveelheden zon-PV en wind nu nog lang niet de EU-doelen van de RED zijn gehaald. De afgelopen periode heeft ook duidelijk gemaakt dat Nederland geen eiland is binnen Europa, maar dat er prijsvorming is tussen een groot aantal Europese landen. Vooral door de toegenomen interconnectiviteit en koppeling van energiemarkten is een grotere elektriciteitsmarkt ontstaan met meer gelijke prijsvorming in een aantal Europese landen. Dit zal ook in 2030 versterkt doorgaan in alle scenario's.

### *Gas*

Op de gasmarkt zal verder gegaan worden met invoeding van groen gas waarbij het tot nu toe vooral om kleine installaties gaat. Hierbij zijn er, afhankelijk van het scenario, potenties voor waterstofinvoeding (Power-to-Gas) en voor vergassing van import-biomassa. Hoe de vraag naar (aard)gas voor de warmtemarkt zich zal ontwikkelen is sterk afhankelijk van de mate van



CO<sub>2</sub>-reductie en het aandeel hernieuwbare energie dat door de politiek wordt nagestreefd. En dat heeft weer gevolgen voor de benodigde infrastructuur. Gas zal naar verwachting een belangrijke rol blijven spelen om de momenten van vraag en aanbod van warmte en elektriciteit soepel aan elkaar te koppelen, al zal dat niet altijd aardgas zijn, maar ook groen gas.

### *Warmte*

De meeste energie die we gebruiken is voor verwarming op hoge (industrie) of lage (gebouwen en glastuinbouw) temperaturen. Transport van deze warmte is duur in vergelijking met transport van elektriciteit en gas. Maar doordat warmte relatief goedkoop is (restwarmte) of met hernieuwbare bronnen kan worden geproduceerd (geothermie, biomassa, warmtepompen), ontstaan er door de politieke doelen nieuwe kansen voor innovatieve oplossingen. Warmte uit fossiele bronnen (aardgas in gebouwde omgeving) krijgt het daarentegen moeilijker als de beleidsdoelen worden vertaald in regels en prijzen.

### *Decentraal*

De groei in elektriciteitsproductie zit niet langer in grote, fossiele energiecentrales, de groei in vermogen en in productie zit vooral in hernieuwbare energie op zowel centraal (offshore windparken) als decentraal niveau. Maar ook decentrale hernieuwbare warmteprojecten (koude/warmteopslag, aardwarmte, bio-WKK, etc.) veranderen het scala aan realistische opties om in de vraag naar warmte en elektriciteit te voorzien.

## 4.2 Belangrijkste ontwikkelingen

Als we naar de ontwikkelingen in de scenario's kijken, leveren veel hernieuwbare energie, sterke CO<sub>2</sub>-reductie en meer decentrale productie spanningen op met de huidige regels en manieren van tariefopbouw.

### 4.2.1 Groeiend volume intermitterende energiebronnen

Problemen met het handhaven van de kwaliteit als het aandeel hernieuwbare energie door zon en wind stijgt

Voor energie uit zon en wind geeft bij grote volumes een geheel nieuwe dynamiek aan het energiesysteem. In enkele scenario's ligt het vermogen voor zon-PV en wind in dezelfde grootteorde als de minimale elektriciteitsvraag. Dus op momenten van lage vraag en zonnig, winderig weer is er geen of weinig conventioneel vermogen nodig om in de vraag te voorzien en moet elektriciteit worden opgeslagen of naar de omringende landen worden geëxporteerd. Dit geeft mogelijk problemen met het handhaven van de systeembalans voor elektriciteit en met de handhaving van de spanningskwaliteit. Deze ontwikkeling vraagt om een bezinning en - waarschijnlijk - aanpassing van de huidige verdienmogelijkheden van zowel het zon- en windvermogen als van het conventionele vermogen.

### 4.2.2 Inpassing decentrale bronnen

Energiemarkt nog niet voorbereid op veel decentraal vermogen

Het huidige elektriciteitssysteem is ontwikkeld om elektriciteit van (grote) centrales te distribueren naar de verbruikers. Invoeding van lokaal geproduceerde elektriciteit, maar ook van groen gas levert technische en organisatorische problemen op die opgepakt (moeten) worden, maar bij een toenemende lokale productie tot nieuwe problemen gaan leiden zoals uitbreiding capaciteit in MS-net voor zon-PV in de buitengebieden. Waarbij de bedrijfstijden van deze capaciteit waarschijnlijk erg laag zullen worden en de kosten gesocialiseerd worden. Dit is maatschappelijk niet optimaal. Tariefsystemen zouden consumenten moeten stimuleren om hun vraag meer

Match vraag en aanbod



aan het (fluctuerende) aanbod te koppelen. Dit vergroot de kans dat er maatschappelijk optimaal in productie, opslag en infrastructuur wordt geïnvesteerd.

#### 4.2.3

Andere verdienmodellen nodig voor (her)investeren in conventioneel en hernieuwbaar vermogen

#### Investeringsbereidheid

Zonder aanpassingen in het regulatorisch kader en in tariefsystemen ontstaat op langere termijn een probleem met de investeringsbereidheid, zowel voor conventioneel vermogen als voor hernieuwbare bronnen. Het conventionele vermogen zal deels steeds lagere bedrijfstijden realiseren waarin het huidige marktmodel niet voorziet. Voor hernieuwbare energie wordt nu SDE+ verstrekt, maar als er vervangingsinvesteringen moeten worden gedaan lijkt het niet logisch dat er wordt geherinvesteerd omdat de marktvergoeding steeds lager wordt. Hier is dus na de SDE+ een ander systeem of mechanisme nodig om de hernieuwbare energie op peil te houden.

#### 4.2.4

Toenemende ongelijkheid in lasten tussen huishoudens die wel/niet (kunnen) investeren in zon-PV

#### Kosten van hernieuwbare energie

Naast het probleem van de investeringsbereidheid is er het probleem van de ongelijke lastenverdeling van hernieuwbare energie. De meerkosten van het hernieuwbare vermogen wordt op dit moment betaald door SDE+, bovenop de marktprijs van conventionele elektriciteit. Doordat deze gemiddeld daalt, neemt de SDE+ subsidie toe. Daar staat tegenover dat de kosten van hernieuwbare energie mogelijk ook dalen door schaalvergroting. In het Energieakkoord voor duurzame groei wordt hier bijvoorbeeld ook expliciet op gestuurd, door te streven naar een 40% kostenreductie voor off shore wind. Een sterk stijgend deel van de gebruikers neemt steeds minder elektriciteit af 'van het net' door installatie van eigen zonnepanelen. Met de huidige salderingsregeling dragen deze gebruikers minder energiebelasting af, waardoor andere energiegebruikers feitelijk meer betalen aan en het groeiende aandeel hernieuwbare energie.

#### 4.2.5

#### Duurzaamheidsdoelen

Doordat de huidige energiemarkt niet is toegesneden op een grote verandering in het soort energiebronnen en een verschuiving van centrale productie naar een mix van centraal en (hernieuwbaar) decentraal, kunnen er beperkingen en weerstanden ontstaan om de duurzame doelen te realiseren. Dat is nu zichtbaar als het om de kosten gaat, maar ook als het om de inpassing van hernieuwbare systemen in het landschap gaat (bijvoorbeeld windenergie op land). Het gevolg kan zijn dat de doelen van Nederland niet gehaald worden. Door de huidige spread tussen gas- en kolenprijzen ontstaan er ook problemen met zuinige technieken (zoals WKK) die niet langer rendabel geëxploiteerd kunnen worden. De huidige regels en tarieven zijn nog niet toegesneden op een energiesysteem dat schoner en zuiniger is.

Het huidige marktmodel voor zuinige technieken is niet toereikend

#### 4.2.6

#### Nieuwe bedrijvigheid

In het oplossen van de problemen liggen vele potenties voor nieuwe bedrijvigheid besloten. Slimme technieken en diensten (zoals vraagsturing) zijn nu al mogelijk, maar worden door de huidige tarieven en/of regels nog onvoldoende benut.

ICT in het hele energiesysteem kan dienstenflexibiliteit bevorderen

Nederland kan echter door zijn geringe omvang en hoge energie-intensiteit een creatieve markt ontwikkelen waarbij nieuwe producten en diensten helpen om de schone doelen te realiseren, de kosten te beperken en de kwaliteit van energie hoog te houden. Een belangrijke mogelijkheid ligt in het maximaliseren van de ICT in het energiesysteem (smart grids), zowel bij gebruikers als producenten. Inzet van ICT is een basisvoorwaarde om meer flexdiensten mogelijk te maken waarbij vraag en aanbod van elektriciteit, gas én warmte kunnen worden geregeld. Maar er liggen ook mogelijkheden in het toepassen van meer zuinige technieken op het gebied van warmte en gas.



De uitdaging ligt in het opschalen van lokale projecten, die nu vaak gedragen worden door vrijwilligers, tot nieuwe professionele verdienmodellen die ook lokale werkgelegenheid kunnen creëren.

#### 4.2.7 Kosten toerekenen of socialiseren

Het huidige energiesysteem kent diverse onderdelen waar de kosten niet worden toegerekend aan een specifieke gebruiker of producent, maar worden gesocialiseerd. Hierbij moet bijvoorbeeld gedacht worden aan gelijke tarieven voor aansluitingen op het platteland en in stedelijke gebieden, op zandgronden en op veengebieden, ongeacht het feit dat de kosten sterk verschillen. Ook maakt het niet uit waar een centrale staat, dichtbij de gebruiker of aan de andere kant van het land (het zogenaamde koperen-plaat principe). De vraag bij de ontwikkelingen zoals uitgewerkt in de vijf scenario's is of deze filosofie gehandhaafd moet blijven of dat meer kosten toegerekend moeten worden aan de veroorzaker (en besparingen aan diegene die de besparingen bewerkstelligt). Dit vraagt een andere benadering van de tarifiering van netkosten.

Nieuwe technieken leiden  
tot hoge maatschappelijke  
kosten als deze  
gesocialiseerd worden

De inpassing van een groot aandeel duurzame energie (zon-PV, wind) kan forse extra investeringen vergen als de piekproductie van deze units niet wordt 'afgetopt'. Slimme ICT-diensten hebben geen effect als de gebruiker er niet wijzer van wordt (oftewel geld kan besparen). Daarom zal over het socialiseren van extra kosten een discussie gestart moeten worden, zonder dat dit betekent dat alle kosten van het energiesysteem direct toegerekend moeten worden specifieke partijen.

Een extra uitdaging ligt bij het toerekenen van (tijdsafhankelijke) kosten van congestie op lokale netten en het gebruik van variabele tarieven voor momenten van hoge en lage vraag/productie. Deze kunnen tegen elkaar inwerken, bijvoorbeeld wanneer het leveringstarief heel laag is vanwege de tijdelijke de beschikbaarheid van grote hoeveelheden energie en die voor de lokale netten daardoor juist dan tegen hun grenzen aanlopen.

#### 4.2.8 De positie van de gasinfrastructuur

De positie van de gasinfrastructuur gaat veranderen. In alle scenario's neemt het gasgebruik gestaag af. Deze afname in volume heeft niet direct invloed op de benodigde capaciteit van aardgas. Daarnaast zijn er robuuste ontwikkelingen zoals het verdwijnen van de export van gas van 'Groningen-kwaliteit'. Er zal een grotere scheiding komen tussen de transitstromen (gasrotonde) en het binnenlandse distributienet. Qua transport en distributiecapaciteit zijn er in Nederland geen knelpunten te verwachten, de binnenlandse piekvraag neemt in alle scenario's af. Dit vraagt om een herbezinning van de rol van het gasnet. Deze kan liggen in het faciliteren van de transitie naar duurzaam door het faciliteren van de invoeding van groen gas. Daarnaast biedt de gasinfrastructuur zeer flexibele opslagcapaciteit die in de toekomst alleen maar uitgebreid wordt. Met power-to-gas-opties kan deze flexibiliteit ingezet worden voor de elektriciteitsmarkt, met name voor seizoensopslag.

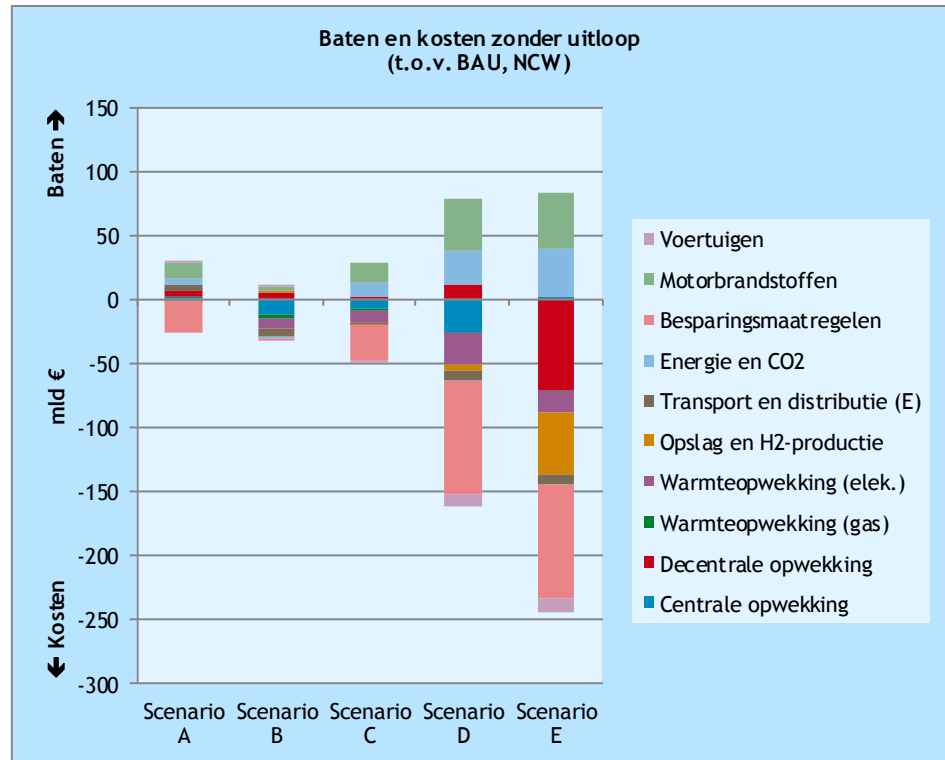
### 4.3 Kosten van scenario's

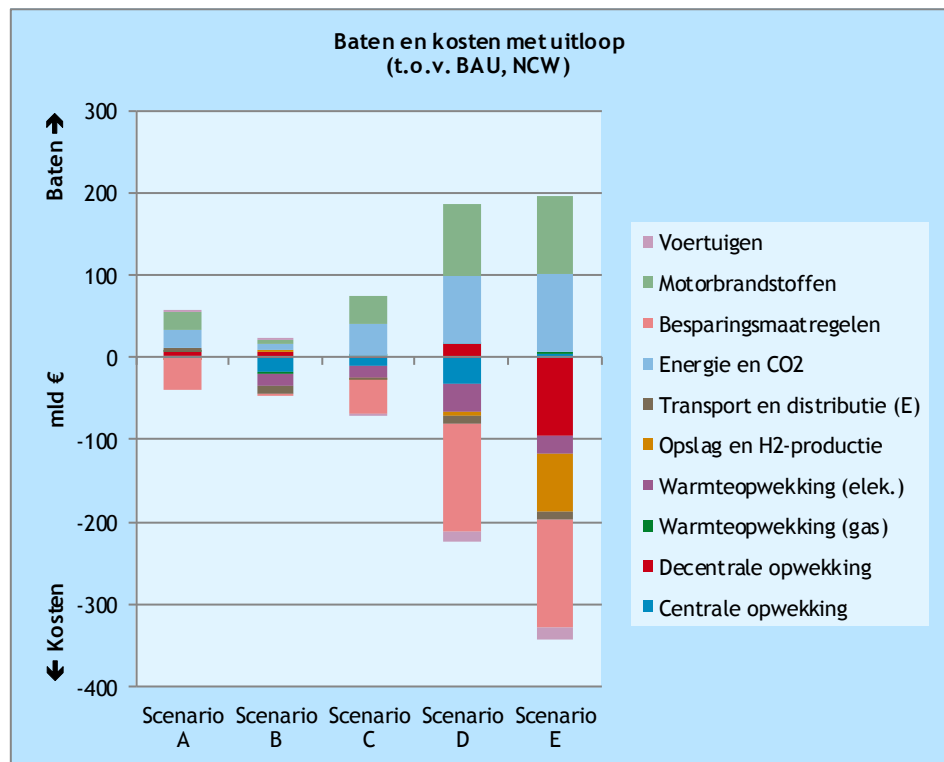
In de studie is een eerste berekening gemaakt van de kosten van de vijf scenario's voor de gehele energievoorziening. De scenario's hebben al doel de 'randen van het speelveld' af te tasten en zo geven de uitkomsten van de kostenberekeningen dan ook een indicatie van de omvang van de kosten en baten per scenario. Ze geven geen exacte uitkomst, maar inzicht in de verdeling van de kosten en baten, welke posten veel kosten en welke veel opbrengen.



De kosten en baten zijn netto contant gemaakt naar 2012. Dat betekent dat kosten en baten die verder in de toekomst liggen zijn teruggerekend naar huidige waarden, waardoor de bedragen verder in de toekomst een kleinere invloed hebben dan de bedragen in het heden. De kosten en baten zijn voor alle scenario's cumulatief gemaakt, om zo de totale kosten tot 2030 van ieder scenario te bepalen. In de volgende grafieken worden deze weergegeven.

Figuur 31 Overzicht baten en kosten per scenario, met en zonder uitloop na 2030





Uit de berekeningen van de kosten en baten kunnen verschillende conclusies worden getrokken:

#### *Totaal resultaat verschilt sterk*

Het saldo van de kosten en baten verschilt sterk per scenario. Dit wordt versterkt wanneer ook de uitloop van kosten en baten worden meegenomen. Zonder uitloop heeft alleen Scenario A een positieve netto contante waarde ten opzichte van het BAU. De overige scenario's zijn allen negatief. Belangrijke posten die zorgen voor de negatieve waarde in alle scenario's, zijn de investeringen die nodig zijn voor het elektrificeren van de warmtevoorziening (warmtepompen en elektrische verwarming) en de besparingsmaatregelen die worden getroffen in de verschillende sectoren. Daarnaast zijn er nog enkele scenario-specifieke posten:

- Scenario B: centrale opwekking (onder andere uitbreiding CO<sub>2</sub>-arme/vrije technieken als CCS en absolute groei elektriciteitsvraag).
- Scenario C: centrale opwekking (onder andere uitbreiding CO<sub>2</sub>-arme/vrije technieken als CCS en kernenergie).
- Scenario D: centrale opwekking (onder andere uitbreiding CO<sub>2</sub>-arme/vrije technieken als CCS en kernenergie), voertuigkosten (bijna volledig vervangen van huidig voertuigpark).
- Scenario E: decentrale opwekking (zeer grote investeringen in zon-PV), opslag en waterstofproductie en voertuigkosten (volledige huidige voertuigpark moet worden vervangen).

Wanneer wordt gekeken naar de ontwikkeling, waarbij rekening wordt gehouden het onderhouden van de maatregelen tot 2050, dan worden zowel de kosten als baten groter. Doordat de baten echter sterker stijgen dan de kosten, veranderen Scenario's C en D van negatief naar positief. Dit komt hoofdzakelijk door de grote baten die ontstaan uit de besparingen op energiebronnen voor elektriciteit en warmte en vooral uit motorbrandstoffen.



Voor E geldt deze sterke groei van de baten ook, maar doordat in dit scenario de kosten hoog blijven, blijft dit scenario negatief.

Tabel 24 Totale kosten en baten ten opzichte van BAU (NCW, mld €)

Zonder uitloop	Scenario A		Scenario B		Scenario C		Scenario D		Scenario E	
	kosten	baten	kosten	baten	kosten	baten	kosten	baten	kosten	baten
Centrale opwekking		3	12		8		26			3
Decentrale opwekking		3		6		2		11		71
Warmteopwekking (gas)			2		1		1			0
Warmteopwekking (elek.)		1	8		9		25			17
Opslag en H <sub>2</sub> -productie				1	0		4			49
Transport en distributie (E)		5	7		2		7			8
Energie en CO <sub>2</sub>		5	0			11		26		38
Besparingsmaatregelen	26		1		27		90			89
Motorbrandstoffen		11		3		16		41		44
Voertuigen		1		1	1		9			10
<b>Resultaat</b>		<b>3</b>		<b>-21</b>		<b>-18</b>		<b>-83</b>		<b>-161</b>
Met uitloop tot 2050	Scenario A		Scenario B		Scenario C		Scenario D		Scenario E	
	kosten	baten	kosten	baten	kosten	baten	kosten	baten	kosten	baten
Centrale opwekking		3	18		10		31			5
Decentrale opwekking		4		8		2		16		96
Warmteopwekking (gas)			2			1		2		3
Warmteopwekking (elek.)	1		14		15		35			20
Opslag en H <sub>2</sub> -productie				1	0		6			71
Transport en distributie (E)		5	9		3		8			11
Energie en CO <sub>2</sub>		21		9		38		81		94
Besparingsmaatregelen	38		2		41		131			130
Motorbrandstoffen		22		3		33		88		96
Voertuigen		2		2	1		13			15
<b>Resultaat</b>		<b>19</b>		<b>-23</b>		<b>5</b>		<b>-37</b>		<b>-147</b>

### Kosten voor de energie-infrastructuur

Wanneer wordt gekeken naar de totale energievoorziening, dan kan worden geconcludeerd dat de kosten voor de energie-infrastructuur een beperkt onderdeel vormen van totale kosten. In absolute zin bedragen deze kosten ongeveer 3-5% van de totale kosten van de scenario<sup>18</sup>. Ook in het BAU hebben de kosten ongeveer deze omvang, waardoor deze kosten in het totaalbeeld, zoals voorgaand is weergegeven, in de vergelijking een klein aandeel hebben.

Tabel 25 Kosten energie-infrastructuur (zonder uitloop)

	A	B	C	D	E	BAU
Absoluut (mld €)	21	33	28	33	34	26
Relatief	3%	5%	4%	5%	4%	4%

De kosten voor de infrastructuur worden gedomineerd door de kosten voor de elektriciteitsnetwerken. Voor het gasnetwerk liggen de kosten in de scenario's in dezelfde ordegrrootte als in BAU. Door afnemende vraag en reeds aanwezige

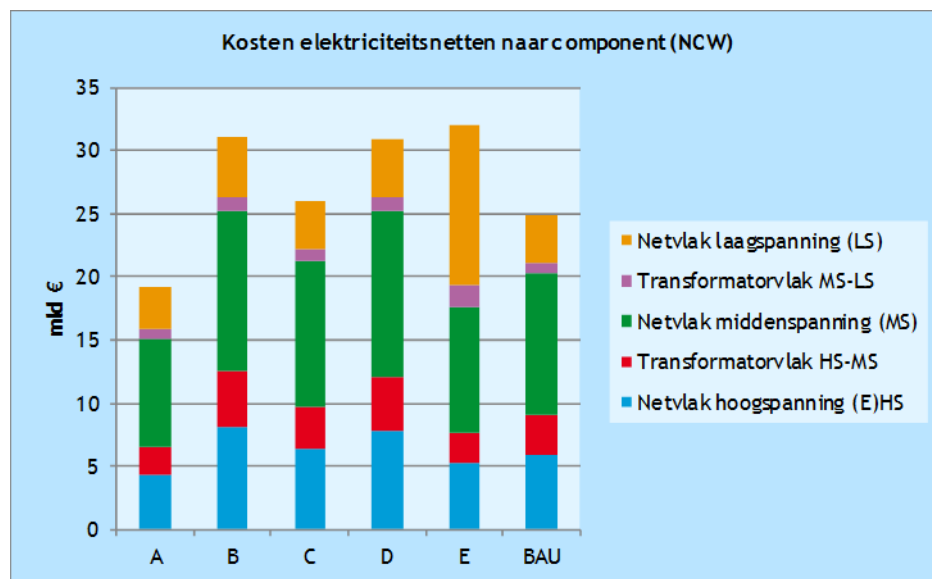
<sup>18</sup> De kosten voor de infrastructuur voor Wind op zee zijn niet expliciet gemaakt, deze zitten in de totale kosten van deze optie verwerkt. Een schatting is dat 15% van de kosten voor deze optie voor rekening zijn van de infrastructuur.



capaciteit bestaan deze kosten vooral uit vervangingskosten, die in alle scenario's, inclusief BAU, min of meer gelijk zijn. Ook in de scenario's waar aardgas bijna volledig verdwijnt (D en E), blijft een gasinfrastructuur aanwezig, omdat er een substitutie van aardgas naar groen gas en waterstof<sup>19</sup> plaatsvindt.

De volgende grafieken geven de verdeling van de kosten per netvlak weer. Duidelijk is te zien dat in Scenario E, waar het decentrale potentieel maximaal wordt benut en een zeer groot vermogen zon-PV wordt gefaciliteerd, zeer grote kosten kent op het LS-vlak. De andere scenario's hebben hogere kosten op HS en MS.

Figuur 32 Kosten elektriciteitsnetten per netvlak (exclusief interconnectiviteit)



De aanleg van additionele warmtenetten speelt qua kosten slechts een beperkte rol in het totaal. De kosten voor het eventueel aanleggen van CO<sub>2</sub>-netten zijn niet meegenomen.

### Onzekerheden in kostenberekeningen

Bij iedere modelberekening ontstaan er onzekerheden. De twee belangrijkste bronnen hiervan zijn de input van een model en de aanname die zijn gedaan. In het geval van het gebruikte Conversiemodel en Profielmodel, zijn deze onzekerheden ook aanwezig. Voor zowel de input als de aannames is in deze rapportage verantwoording afgelegd (met name in de bijlagen), maar enkele onzekerheden worden hier nog expliciet benoemd:

- Uit de analyses komt naar voren dat met name de vervoerssector een zeer grote invloed heeft op de uitkomsten van de berekeningen. Hoewel dit enerzijds goed te verklaren is door de economische omvang van deze sector (jaarlijks bedraagt de omzet van motorbrandstoffen tussen de 20-25 miljard euro en de jaarlijkse aanschaf van voertuigen 10-15 miljard euro), is de analyse van deze sector in dit rapport gebaseerd op kentallen

<sup>19</sup> Waterstof kan beperkt (20%) worden bijgemengd bij aardgas zonder dat daar extra kosten voor aanpassing van de infrastructuur voor nodig zijn (Kiwa, 2012). In Scenario E wordt mee bijgemengd, maar het is onbekend of en wat de extra kosten zijn, die dit met zich meebrengt. Deze zijn dan ook niet meegenomen in de berekening. Mogelijk leidt het bijmengen van grote aandelen waterstof wel tot extra kosten voor aanpassing van apparatuur aan de eindgebruikerskant. Deze kosten zijn ook niet meegenomen.

uit externe studies en is geen volledige, bottom-up scenariostudie uitgevoerd. Ondanks dat de orde grootte van de uitkomsten volgens experts juist is, verdient het de aanbeveling om beter te kijken naar de onzekerheden in deze analyse. Te meer omdat het een grote impact heeft op de totaal uitkomsten.

- In de studie is een aantal aannames gedaan over opslag, waterstofproductie en vraagsturing, waarbij aandelen, kosten en rendementen zijn aangenomen. Omdat deze studie geen optimalisatiestudie is, is niet bepaald wat de optimale verhouding is tussen de communicerende vaten van (niet-) flexibele productie, opslag en vraagsturing. Als gevolg hiervan kan de huidige invulling van de scenario's suboptimaal zijn. Hoewel de orde groten kloppen en de onzekerheden relatief beperkt zijn, verdient het de aanbeveling om nadere studie te doen naar de optimale inregeling van de communicerende vaten.
- Voor de brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen is gebruik gemaakt van een enkel pad voor de toekomstige prijsontwikkeling (afkomstig van het PBL (Wijngaart, 2014)). Deze inputparameter is uiteraard sterk afhankelijk van de achterliggende aannames en toekomstige ontwikkelingen. Daarnaast zijn de prijzen deels afhankelijk van de dynamiek in de scenario's en zouden diverse prijspaden (hoog, laag of midden) meegenomen kunnen worden. Om pragmatische redenen is er voor gekozen dit niet te doen in deze studie. De ontstane onzekerheden zijn ons inziens relatief beperkt, maar een uitgebreidere analyse met meerdere prijspaden kan mogelijk tot andere uitkomsten leiden.

#### 4.4 Aanbevelingen

Op basis van de scenarioberekeningen en de analyse daarvan komen we tot elf aanbevelingen om de komende tijd op te pakken om daarmee het energiesysteem geschikt te maken voor een verdere transitie naar een betrouwbare, schone energievoorziening. De onderwerpen zijn:

1. Energiebesparing.
2. Flexibele vraag en productie.
3. Opslag van elektriciteit.
4. Productie zon-PV.
5. Stabiel elektriciteitssysteem.
6. Gasnetten.
7. Warmtenetten.
8. Impact transport.
9. Biomassa.
10. Socialiseren van kosten.
11. Financiering.

De onderstaande aanbevelingen voor de transitie van de energievoorziening gaan we er vanuit dat in de transitie ketenafwegingen worden gemaakt, waarbij niet één partij verantwoordelijk is voor de veranderingen bij elektriciteit, gas, warmte of motorbrandstoffen, maar dat een hele keten van partijen samen moet werken om de grootse veranderingen te bewerkstelligen. Zo moeten bijvoorbeeld bij zon-PV de energieleverancier, netbeheerder, eindverbruiker en overheid samenwerken om te komen tot een optimale invulling. De aanbevelingen moeten niet door één partij worden opgepakt, maar altijd in samenhang van belangen en mogelijkheden.



#### 4.4.1 Energiebesparing

Energiebesparing is altijd maatschappelijk het aantrekkelijkste, en zorgt voor fors lagere kosten voor de gebruikers, lokale en regionale werkgelegenheid. Maar in de praktijk is het lastige problematiek en is er weinig bereidheid om de hierbij passende overheidsincentives in te zetten. Toch als de samenleving meer CO<sub>2</sub>-reductie wil en meer hernieuwbare energie dan is het maximaliseren van de inspanningen rondom energiebesparing, zowel bij bedrijven als bij burgers, het meest verstandig. Dit vergt verdere discussie over de voor- en nadelen van de besparingen achter de meter.

Ontwikkel ingrijpende regelgeving voor energiebesparing

De directe kosten van energiebesparing achter de meter zijn veel lager dan de kosten van de productie van elektriciteit en warmte. Het blijkt dat door regelgeving, vooral in nieuwe situaties (zoals de nieuwbouweisen voor nieuwe gebouwen), forse besparingen mogelijk zijn en gewoontes kunnen worden aangepast. Regels, ICT en beprijzing kunnen de rendabele maatregelen helpen realiseren. De vergaande besparingen tot klimaatneutraal zijn vaak niet meer rendabel in bestaande situaties.

#### 4.4.2 Elektriciteit: Flexibele vraag en productie

Omdat flexibele vraag en productie in alle scenario's nodig is om de kosten zo laag mogelijk te houden, en omdat dit een mondiaal aspect wordt van elke energievoorziening, is het aan te bevelen om zo snel mogelijk een markt hiervoor in Nederland te creëren. Dit kan het beste en snelste gebeuren door de prijs in periodes van overschot aan energie zo goed mogelijk door te berekenen naar de eindgebruiker, en andersom ook een hogere prijs op momenten van schaarste.

Ontwikkel regels en marktmechanismen om flexibele vraag en productie te accommoderen

De verwachting is dat zowel eindgebruikers, intermediairs, energieleveranciers en andere nieuwe dienstverleners hierop zullen inspringen met diensten en producten. Door de overzichtelijke markt in Nederland kan hierdoor snel een florerende industrie ontstaan die producten en diensten daarna kan exporteren. Smart grids (slimme netten) zijn een noodzakelijke voorziening om dit mogelijk te maken. Uit ander onderzoek is gebleken dat de baten hiervan positief zijn voor het gehele energiesysteem.

Met een toename van intermitterende elektriciteitsbronnen neemt de interactie tussen de energievoorziening voor elektriciteit en voor warmte (nu vooral door inzet van gas) toe. Opslag van warmte wordt een belangrijke optie om de pieken van elektriciteitsvraag en -productie en die van warmtevraag en -productie optimaal te kunnen regelen. De kosten van opslag van warmte zijn veel lager dan die van opslag van elektriciteit. Daarbij is het noodzakelijk dat energieprijzen tijdafhankelijk worden, hetgeen nog een maatschappelijke discussie vergt.

#### 4.4.3 Opslag van elektriciteit

Zoek naar mogelijkheden voor goedkope(re) opslagsystemen en optimaliseer de inzet van opslag naast die van aftopping van zon-PV en het gebruik van infrastructuur gezamenlijk

Dit onderwerp kan worden beschouwd als een specifieke oplossing voor de aanbeveling in Paragraaf 4.4.2. Opslag van elektriciteit zal nodig worden als het aandeel hernieuwbare energie uit zon en wind toeneemt. In de scenario's is zowel opslag op lokaal niveau meegenomen om netkosten uit te sparen, als opslag op centraal niveau (cavernes, power-to-gas, valmeren, CAES). Het toepassen van opslag heeft grote invloeden, zowel op de netten als op de elektriciteitsmarkt. Het verlagen van de elektriciteitsvraag betekent vanzelfsprekend dat minder investeringen in netcapaciteit nodig zijn. Maar de toegepaste regelstrategie laat in sommige scenario's ook zien dat de prijsvolatiliteit minder wordt. De strategie van maximaal laden bij bijvoorbeeld een hoge zonproductie, om netpieken te voorkomen, betekent ook dat tegelijkertijd centrale units ingezet moeten worden om aan de resterende elektriciteitsvraag te voldoen. Hier is nog ruimte voor optimalisatie.



#### 4.4.4 Elektriciteitsnetten: Productie van zon-PV

De lokale productie van zon-PV zal een forse vlucht (kunnen) nemen en binnen korte tijd om beleidskeuzes vragen van netbeheerders en energieleveranciers. Hoe willen zij bijvoorbeeld de zomerproductiepiek faciliteren op laagspanningsnetten, die uitgelegd zijn op gemiddeld 1,5 kW per aansluiting maar zonder maatregelen tot forse overshoots tijdens een zeer beperkt aantal uren kunnen leiden. Hier is optimalisatie van productie, netten, vraag, opslag inclusief stimulerende tarieven en regels snel nodig om de productie van zon-PV te optimaliseren. Nadere verkenning van de kosten en baten, technische mogelijkheden en tariefkeuzes is nodig voor een goede discussie.

Op langere termijn kan ook op nationale schaal een zodanige situatie ontstaan dat de zomerpiek aan zon-PV-productie (rond het middaguur) in dezelfde orde van grootte gaat komen als de middagpiek aan elektriciteitsvraag (eind van de middag). Zeker dan is een systeem van flexibele bij- en afschakelen van vraag en opslag noodzakelijk om een betrouwbaar systeem betaalbaar te houden. De optie van 'aftopping' van productie door zon-PV is een mogelijkheid om pieken tegen te gaan. Economisch gezien kan dit een betere optie zijn dan bijvoorbeeld opslag of netverzwaring. De term 'peak trashing' geeft aan dat aftopping maatschappelijk gezien minder aanvaardbaar is. Omdat het economisch belang ook een maatschappelijk belang is, moet deze optie echter op zijn minst bespreekbaar blijven.

Ontwikkel een marktmodel en marktregels die recht doen aan een goede mix (met meer duurzaam) en dat afgestemd is op beleid en wet- en regelgeving in ons omringende landen

#### 4.4.5 Stabiel elektriciteitssysteem

Een belangrijke conclusie is dat in alle scenario's, ook het meest vergaande Scenario E met 100% hernieuwbare bronnen en een dominante zon-PV-productie, een stabiel elektriciteitssysteem mogelijk is.

Er kan in principe voldoende vermogen aanwezig zijn om kortdurende en langer durende verstoringen of tekorten aan hernieuwbare productie op te vangen (piek/reservevermogen). Daar zijn wel een aantal kanttekeningen bij te maken:

- Het huidige piekvermogen wordt nu voornamelijk geleverd door de centrale opwekeenheden. Bij toenemende wind en zon zal dit vermogen steeds meer in deellast moeten draaien of uitgezet worden. De bedrijfstijden zullen daarmee drastisch afnemen en het businessmodel voor centrale opwekeenheden zal aangepast of opnieuw ontwikkeld moeten worden.
- Een deel van het piekvermogen wordt in het 100% hernieuwbare scenario (E) geleverd door centrale opslag. In dit scenario wordt meer dan 10 GW centrale opslag voorzien. Dit is een relatief dure vorm van (reserve)vermogen.
- De noodzaak om een deel van het piekvermogen met decentraal vermogen te leveren, wordt groter. Dit vraagt waarschijnlijk om het aanpassen van regelgeving en/of tariefstelling.
- Een deel van het piekvermogen kan geleverd worden door windturbines. Door deze niet op maximale capaciteit te laten draaien, komt er extra regelbaar vermogen beschikbaar. Dit gaat wel ten koste van de jaaropbrengst. Ook hiervoor is goede regelgeving en/of tariefstelling noodzakelijk.
- De kosten van balancering stijgen met toenemend aandeel van variabele hernieuwbare energie (wind en zon-PV). Internationaal onderzoek<sup>20</sup> geeft een grote spreiding aan in deze extra kosten. De getallen variëren bij een aandeel wind in de vraag van 30% tussen 0,5 en 5,5 Euro per MWh wind. Bij een aandeel wind en zon dat is voorzien in het 100% hernieuwbare

<sup>20</sup> Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final summary report IEA Wind Task 25 Phase two 2009-2011.



energie scenario zullen deze kosten waarschijnlijk aanzienlijk hoger liggen. Er is echter nog weinig onderzoek gedaan naar grote elektriciteitssystemen die op 100% hernieuwbare energie uit intermitterende bronnen gebaseerd zijn zodat het niet mogelijk is hiervoor een goede indicatie te geven<sup>21</sup>.

- Niet alle kosten van het reservevermogen dat nodig is voor een stabiel elektriciteitssysteem zijn meegenomen in de berekeningen. Kosten voor het in stand houden van dit vermogen vallen qua omvang echter weg in de marge en zullen zodoende geen invloed hebben op de uitkomsten.

In zowel conventionele centrales voor elektriciteitsproductie als hernieuwbare energie zal onder nieuwe condities geïnvesteerd moeten worden. De toekomst kan bestaan uit lagere bedrijfstijden en periodes van extreem lage productieprijzen. Hiervoor zal een nieuwe markt moeten worden gecreëerd om dit soepel te kunnen laten plaatsvinden.

Zowel de SDE+ voor hernieuwbare energie als het terugverdienen van investeringen in conventionele productie-eenheden (centraal en decentraal) zijn businessmodellen die niet meer passen in de meeste energiescenario's, daarom zullen nieuwe verdienmodellen ontwikkeld moeten worden voordat er problemen van uitblijvende investeringen optreden.

#### 4.4.6 Gasnetten

In veel scenario's daalt de warmtevraag en worden lokale warmtenetten ontwikkeld op basis van restwarmte of WKO of geothermie. De volumevraag naar gas daalt hierdoor in gebieden waar deze mogelijkheden zich voordoen fors.

Tegelijkertijd blijft (aard)gas nodig om in de vraag naar verwarming op piekmomenten te voorzien, voor bijstook in de bebouwde omgeving en voor hulpwarmteketels. De benodigde capaciteit voor het leveren van deze gasvraag voor de koudepiek (thans rond de 140 GW) zal afnemen door verbeterde gebouwisolatie, maar zal niet eenvoudig met elektriciteit of lokale warmtebronnen kunnen worden gedekt.

De gasinfrastructuur biedt een grote flexibiliteit en opslagcapaciteit, zowel op het gebied van dag-nachtopslag als op het gebied van seizoensopslag. Deze flexibiliteit wordt gebruikt om winterpieken in de warmtevraag op te vangen. Bij toenemende inzet van elektriciteit komen power-to-gas-opties in beeld om flexibiliteit ook op kortere tijdschalen te benutten. Het verdient aanbeveling de mogelijkheden en kosten van deze optie goed in beeld te krijgen.

In gebieden waar door veroudering van lagedruk netten vervanging moet plaatsvinden zullen de netbeheerders in samenspraak met stakeholders moeten nagaan of vervanging nog wel zinvol is of dat alternatieven moeten worden ontwikkeld. Daarbij ontstaat voor de netbeheerder de afweging of een gasnet dat gepland is te worden vervangen wel zijn geld gaat opbrengen. De lange afschrijvingstijden zijn voor een transitie zoals doorgerekend in de vijf scenario's een kans op stranded assets.

#### 4.4.7 Warmtenetten

In de meeste scenario's is er een toename van kleine en grotere warmtenetten op basis van diverse bronnen (WKO, geothermie, restwarmte, bio-WKK).

De risico's voor investeerders in warmtenetten zijn groter dan in gas- en elektriciteitsnetten. Bovendien is hier nog steeds sprake van één leverancier. Innovatie is gewenst op het gebied van nieuwe beheersvormen van

<sup>21</sup> Voor een zeer grove schatting kan worden uitgegaan van de kosten van de benodigde opslag voor het opvangen van onbalans. Deze ligt op dit moment rond de 2.000 €/kW. Iedere GW onbalans betekent dan 2 mld € aan kosten. Met een totaal intermitterend vermogen van meer dan 80 GW in Scenario E, kunnen de kosten sterk oplopen.



Ontwikkel nieuwe businessmodellen voor investeringen in warmtenetten

warmtenetten waarbij een onderscheid kan worden gemaakt tussen transportnetten en distributienetten. Bij voorkeur worden ook meerdere producenten van warmte betrokken om de risico's te minimaliseren. Zowel lage als hoge temperatuurnetten kunnen een belangrijke rol spelen om hernieuwbare energiebronnen te gebruiken voor de warmtemarkt.

#### 4.4.8 De impact van transport

De impact van transport op het elektriciteitssysteem zal groot worden; zowel via de elektriciteit voor elektrisch vervoer, maar ook voor de waterstofproductie voor H<sub>2</sub>-voertuigen. Beide ontwikkelingen hebben zowel effect op het volume aan elektriciteit, als effect op de infrastructuur voor opladen c.q. waterstof tanken.

Volg de ontwikkelingen in de transportsector nauwgezet

Er zijn hierbij mogelijkheden om dit energiegebruik een rol te laten spelen in de noodzakelijke flexibiliteit door momenten van laden en waterstofproductie te koppelen aan overschotten aan hernieuwbare energie. Maar ook dit gaat niet vanzelf omdat er ook ontwikkelingen zijn om snel te kunnen laden, hetgeen weer lastig is te combineren met de overschotperiodes. Verdieping van de mogelijkheden en discussie met de transportsector is hiervoor een voorwaarde.

#### 4.4.9 Biomassa

Biomassa uit diverse bronnen wordt een belangrijke bron voor hernieuwbare energie, nu al is er voor elektriciteit, warmte en (groen)gas biomassa een groeimarkt. Dit zal in de meeste scenario's doorgaan en in het Scenario E zelfs tot een zeer grote bijdrage van ruim 900 PJ/jaar (45%) leiden. Waarschijnlijk zijn dergelijke hoeveelheden niet op termijn van 15 jaar op de markt te verwerven zonder concessies te doen aan de duurzaamheid van de biomassa. Een weloverwogen ontwikkeling van de markt van duurzame biomassa, net als binnen het Energieakkoord voor duurzame groei, zal nodig blijven. De waarde van hernieuwbare energiebronnen die net als fossiele bronnen gebruikt kunnen worden in installaties die eenvoudig regelbaar zijn, is groot.

Ontwikkel een markt voor duurzame biomassa

#### 4.4.10 Socialiseren van kosten

Voer discussie over de voor- en nadelen van flexibele tariefssystemen

Het ontwikkelen van flexibele mechanismen met tijdafhankelijke tarieven is goed voor kostenreductie, maar vergt wel discussie of daarmee bepaalde partijen niet worden bevoorrecht of juist worden benadeeld. Welke informatie moet daarvoor gedeeld worden met de netbeheerder, de programmamverantwoordelijke energieleverancier, de ICT-leverancier, et cetera. Voorkomen moet worden dat een maatschappelijk optimaal systeem niet strandt op publieke percepties. Een *level playing field* voor de energie-infrastructuur moet worden nagestreefd. Hiervoor is het noodzakelijk om een open discussie te voeren over de voor- en nadelen van meer flexibele tariefssystemen en zal een systeem van vrijwillige, geleidelijke invoering kunnen helpen bij brede acceptatie.

#### 4.4.11 Financiering

Hoewel een aantal scenario's een positieve netto contante waarde heeft, hebben ze stuk voor stuk hoge kosten die gefinancierd moeten worden. De meerkosten betreffen enkele tientallen miljarden euro's tot meer dan driehonderd miljard euro. De absolute kosten zijn nog hoger. Veel van deze kosten betreffen voorinvesteringen, die zich in verloop van tijd terugverdienen.

Ontwikkel financieringsinstrumenten voor het faciliteren van de transitie

Op dit moment zijn er al verschillende mogelijkheden voor de financiering van bepaalde opties, zoals revolverende fondsen met leningen met lage rentes. Maar deze zijn op dit moment te klein en motiveren/faciliteren onvoldoende de massa van eindgebruikers of partijen in de energiesector. De komende



jaren moet daarom aandacht worden besteed aan instrumenten die de financiering van de transitie kunnen realiseren, waarbij alle betrokken partijen worden gemotiveerd hun 'deel' van de transitie op te pakken.





# 5 Bibliografie

CBS, 2014. Statline. [Online]

<http://statline.cbs.nl> [Geopend mei 2014].

CE Delft, 2010. Achtergrondrapportage bij NET-document Netbeheer Nederland, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2010. Technological developments in Europe, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2011. IPO Nationale Routekaart Restwarmte, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2012. Identifying breakthrough technologies for the production of basic chemicals, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2013. Bringing biofuels on the market, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2013. Energiebesparing voor een duurzame energievoorziening, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2013. Vesta 2.0 - Uitbreidingen en dataverificaties, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2014. Backcasting Haaglanden klimaatneutraal, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2014. Kansen voor warmte, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2014. Laaghangend fruit in de industrie, Delft: CE Delft.

Davidse Consultancy, 2012. Warmte-energie, de motor van de industrie, Bennekom: Davidse Consultancy.

DHV, TNO, 2008. Potential for CO<sub>2</sub> storage in depleted gas fields at the Dutch Continental Shelf, s.i.: DHV.

EC, 2014. Verordening (EU) nr. 253/2014 van 26 februari 2014 tot wijziging van Verordening (EU) nr. 510/2011 tot vaststelling van de modaliteiten voor het halen van de 2020-doelstelling inzake de reductie van de CO<sub>2</sub>-emissies van nieuwe lichte bedrijfsvoertuigen, Brussel: Europese Commissie (EC).

EC, 2014. Verordening (EU) nr. 333/2014 van 11 maart 2014 tot wijziging van Verordening (EG) nr. 443/2009 teneinde de modaliteiten vast te stellen voor het bereiken van de 2020-doelstelling om de CO<sub>2</sub>-emissies van nieuwe personenauto's te verminderen, Brussel: Europese Commissie (EC).

ECN, CE Delft, TNO, 2014. Scenarios for energy carriers in the transport sector, Petten: ECN.

ECN, 2012. Energiebesparing in Nederland 2000-2010, Petten: ECN.

ECN, 2013. 16 procent hernieuwbare energie in 2020 - Wanneer aanbesteden?, Petten: ECN.



ECN, 2013. Een langetermijnperspectief voor groen gas, Petten: ECN.  
Emissieregistratie, 2014. Emissieregistratie. [Online]  
<http://www.emissieregistratie.nl> [Geopend mei 2014].

European Commission, 2011. Energy Roadmap 2050 - Impact assessment and scenario analysis, Brussel: European Commission.

Junginger, M., 2005. Learning in Renewable Energy Technology Development, Utrecht: Universiteit Utrecht.

LEI, 2011. Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2010, Den Haag: LEI Wageningen UR.

LEI, 2012. Energiemonitor van de Nederlandse glastuinbouw 2011, Den Haag: LEI Wageningen UR.

MilieuCentraal, 2014. Gemiddeld energieverbruik. [Online]  
<http://www.milieucentraal.nl/themas/energie-besparen/gemiddeld-energieverbruik-in-huis> [Geopend mei 2014].

Netbeheer Nederland, 2011. Net voor de toekomst, Den Haag: Netbeheer Nederland.

Overheid, 2014. Implementatiewet richtlijn energie-effiëntie. [Online]  
<https://www.interconsultatie.nl/eed> [Geopend februari 2014].

PBL, ECN, 2011. Naar een schone economie in 2050: routes verkend, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

PBL, 2008. Zonne-energie in woningen, Bilthoven: Milieu- en Natuurplanbureau.

Quist, J., 2012. Backcasting. In: P. v. d. Duin, red. Toekomstonderzoek voor Organisaties: handboek methoden en technieken. Assen: Van Gorcum, pp. 143-165.

RVO, 2010. Protocol monitoring hernieuwbare energie, Utrecht: Agentschap NL.

RVO, 2012. Jaarbericht 2011 SDE+, SDE en MEP, Utrecht: Agentschap NL.

RVO, 2012. Tabellen en stand van zaken SDE+ 2012, versie 10 december 2012, Utrecht: Agentschap NL.

RVO, 2014. Tabellen en stand van zaken SDE+ 2013, versie 9 januari 2014, Utrecht: RVO.

Volkskrant, 2014. Waarom betaalt Google 3,2 miljard dollar voor een slimme thermostaat?. [Online]  
<http://www.volkskrant.nl/vk/nl/2680/Economie/article/detail/3577058/2014/01/14/Waarom-betaalt-Google-3-2-miljard-dollar-voor-een-slimme-thermostaat.dhtml> [Geopend april 2014].

Wijngaart, R. v. d., 2014. 20140304\_Vesta\_energieprijzen Haag.xlsx, Bilthoven: PBL.



# Bijlage A Toelichting backcastingmethodiek

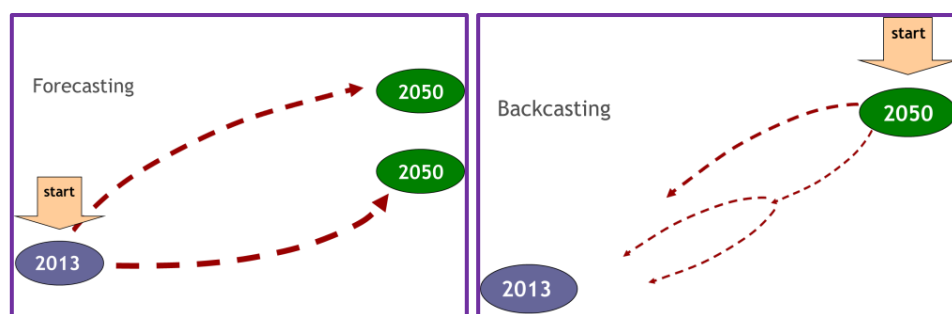
In deze bijlage wordt kort beschreven hoe de backcastingmethodiek werkt, en hoe deze is toegepast in de studie. Voor een uitgebreide beschrijving van de backcastingtechniek wordt verwezen naar (Quist, 2012).

## A.1.1 Backcasting start bij het eindbeeld

Het bijzondere aan backcasting is dat de toekomst wordt verkend vanuit het einddoel. De backcastingmethodiek dwingt de onderzoeker om zich te verplaatsen in een toekomst waarin het gestelde doel reeds is gerealiseerd, en vervolgens vanuit dat punt in de tijd terug te redeneren welke stappen er nodig zijn om daar te komen. Er worden dus *geen*, zoals bij 'forecasting', scenario's geëxtrapoleerd naar de toekomst vanuit de huidige situatie, maar er wordt vanuit het beoogde eindbeeld terug geredeneerd naar het heden. De backcastingmethode maakt inzichtelijk op welk moment in de tijd uiterlijk moet worden begonnen met specifieke acties om het eindbeeld binnen bereik te houden. De backcastingtechniek betekent ook dat 'kan niet' geen optie is, tenzij een bepaald onderdeel echt fysiek onmogelijk te realiseren is. In alle andere gevallen dwingt het hanteren van de backcastingmethodiek af, dat op zoek gegaan wordt naar wegen om het eindbeeld te kunnen realiseren. Backcasting levert dan keuzemogelijkheden op in de vorm van 'als dit het gewenste eindbeeld is, dan zijn dat de mogelijke manieren om het te realiseren'. Terwijl bij 'forecasting' ook de vraag gebruikelijk is welke doelen er mogelijk zijn, is het halen van het gestelde doel bij backcasting dus een uitgangspunt.

Toepassen van backcasting als methodiek is bij uitstek geschikt indien de doelstelling een grootschalige systeemverandering inhoudt, zoals de energietransitie die nodig is om van de huidige energievoorziening naar een klimaatneutrale energievoorziening te komen. Extrapoleren vanuit het heden biedt in zo'n geval immers geen uitzicht op de gewenste toekomst.

Figuur 33 Principe van klassieke extrapolatieve forecasting (links) versus backcasting (rechts)



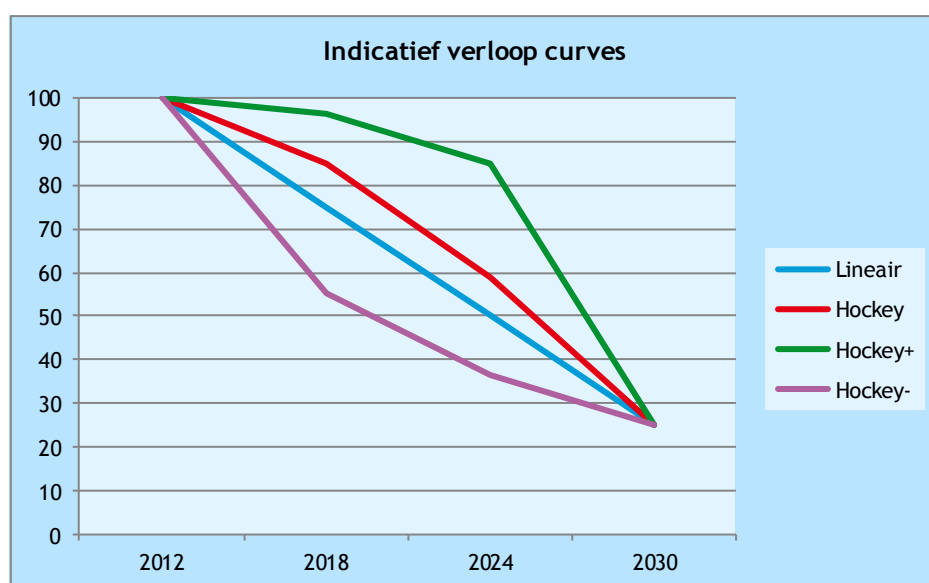
Voor een scherpe uitkomst is het bij backcasting essentieel dat het einddoel (de beoogde situatie in 2030) behoorlijk concreet wordt ingevuld. Hiervoor zijn in deze studie de vijf eindbeelden opgesteld. Het *business-as-usual*-scenario wordt gebruikt om te bepalen wat de meerkosten van de verschillende eindbeelden zijn.

## A.1.2 Uitvoering backcasting

Het terug redeneren voor de scenario's moet op alle onderdelen plaatsvinden om zo de tussenliggende jaren te in beeld te kunnen brengen. Het uitvoeren van een backcasting voor zes eindbeelden (inclusief BAU) van de gehele energievoorziening, kent een zeer grote hoeveelheid aspecten waar naar gekeken moet worden in dit kader. Om binnen de kaders van het project te blijven, is gekozen voor een pragmatische aanpak, waarbij op generieke wijze naar alle variabelen in het Conversiemodel is gekeken en per eindbeeld en tussenjaar (2018 en 2024) een waarde is bepaald aan de hand van een aantal curves.

Deze curves zijn een modelmatige benadering van de ontwikkeling van de aspecten. Zo kunnen zij staan voor een lineaire ontwikkeling van bijvoorbeeld de energiebesparing of juist een vertraagde ontwikkeling ('hockeystick'), waarbij naar het eindjaar toe een inhaalslag gehaald moet worden. De volgende grafiek geeft dit illustratief weer.

Figuur 34 Indicatief verloop van backcastingcurves



De grafiek is als volgt te lezen: Stel een besparing moet leiden van 100 PJ naar 25 PJ verbruik, dan kan dat op de volgende manieren:

- Lineair: ieder jaar wordt er evenveel bespaard;
- Hockey: de eerste jaren wordt iets minder bespaard dan in de laatste jaren;
- Hockey+: de eerste jaren wordt aanzienlijk minder bespaard dan in de laatste jaren;
- Hockey-: de eerste jaren wordt meer bespaard dan in de laatste jaren.

Daarnaast zijn ook nog afgeleide waarden (uit eerdere studies) of constante waarden (in feite lineair) mogelijk.

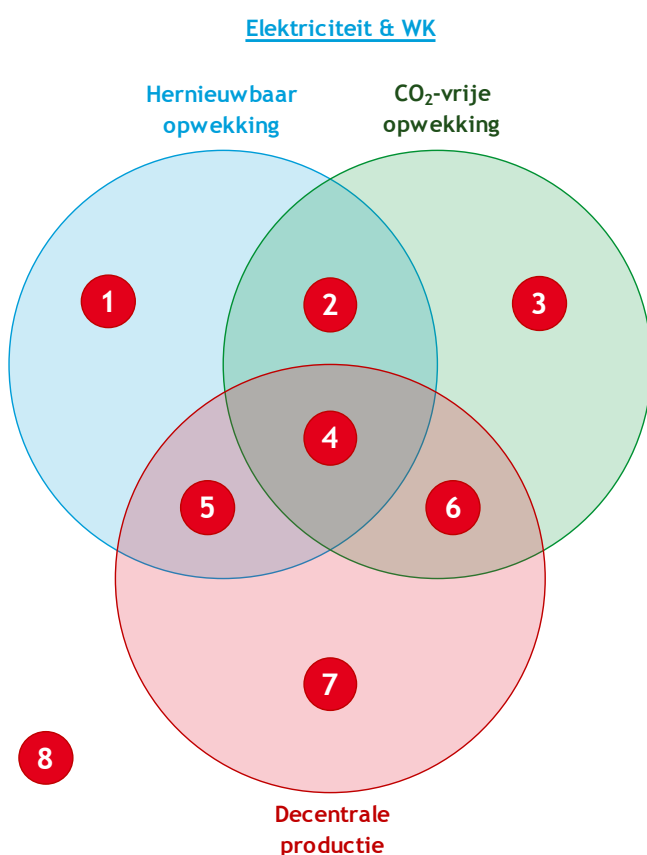
Deze methode is toegepast op alle aspecten, door aannames te doen over hun verwachte ontwikkelingstraject. Deze aannames zijn gebaseerd op de sectoroverzichten, zoals die zijn weergegeven in Bijlage J tot en met Bijlage M. Door deze aanpak verdwijnen veel details en nuances, maar wordt het wel mogelijk een eerste inschatting te maken van het verloop van de scenario's. Een totaaloverzicht van de gehanteerde waarden per scenario en per eindbeeld, is terug te vinden in Bijlage I. De uitkomsten worden in de komende paragraaf weergegeven.

# Bijlage B Technieken

## B.1 Inleiding

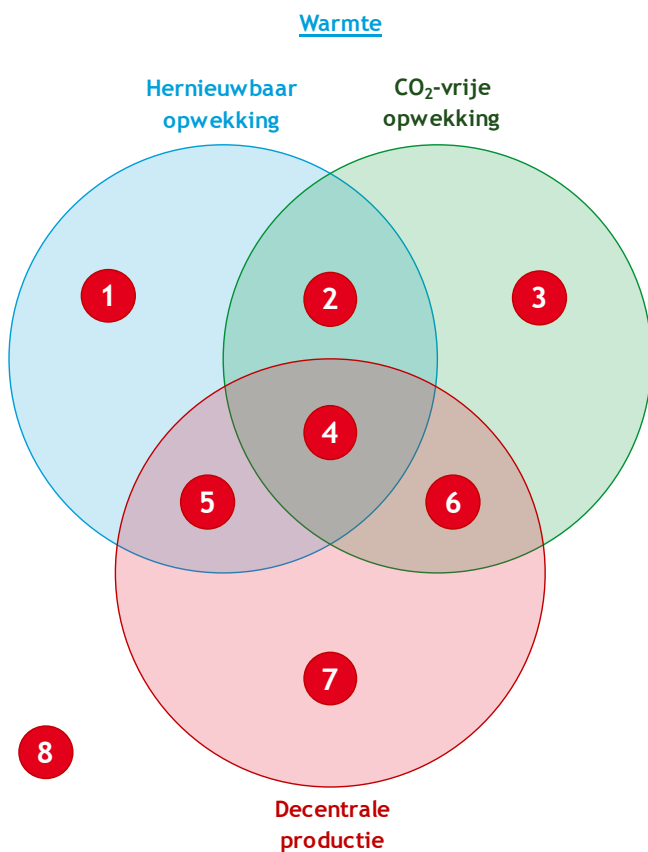
Voor het verhelderen van het inzicht in de eindbeelden en de verschillen die tussen de vijf, wordt in het onderstaande venndiagrammen weergegeven welke technieken in de detailuitwerking voor welke dimensie van toepassing zijn. Uit het diagram wordt duidelijk wat de bouwstenen van de eindbeelden zijn en geven op voorhand een verbeelding van de samenstelling van de toekomstige energievoorziening in het eindbeeld.

## B.2 Elektriciteit en warmte/kracht



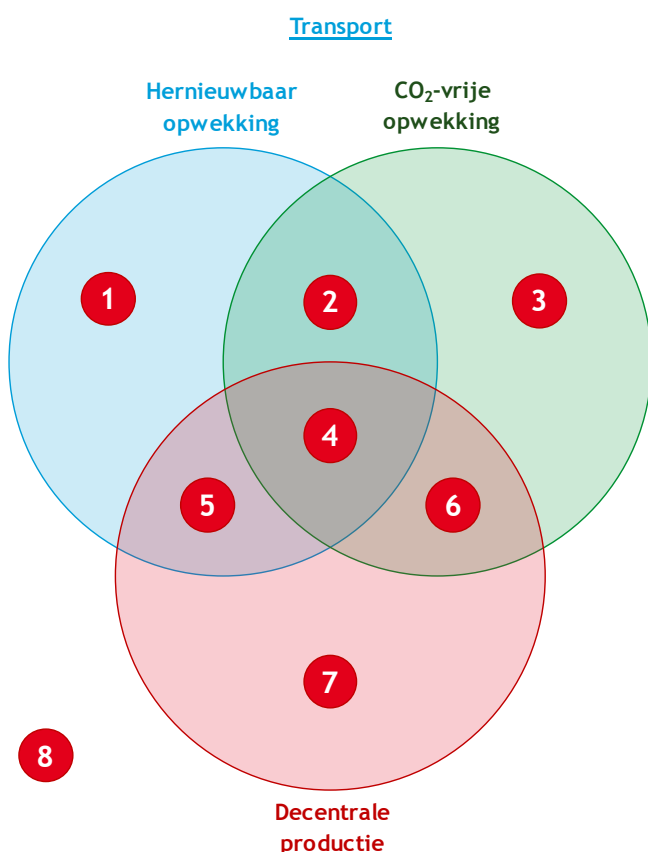
	Technologieën
1	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO <sub>2</sub> -vrije opwekking.
2	• Windturbines op zee • Biomassacentrales • Waterkracht
3	• Kolencentrales met CCS (alleen centraal) • Gascentrales met CCS (alleen centraal) • Kerncentrales
4	• Windturbines op land • Zon-PV • Biomassa-WKK • Biogas-WKK
5	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO <sub>2</sub> -vrije opwekking.
6	• Waterstof brandstofcel (ligt aan bron waterstof)
7	• Aardgas-WKK • Aardgas micro-WKK
8	• Kolencentrales zonder CCS • Gascentrales zonder CCS
	Opslag/medium: Waterstof, P2G, pumped storage, accu

## B.3 Warmte



	Technologieën
<b>1</b>	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO <sub>2</sub> -vrije opwekking.
<b>2</b>	• Komt niet voor. Alle warmteopties worden als decentraal beschouwd.
<b>3</b>	• Komt niet voor. Alle warmteopties worden als decentraal beschouwd.
<b>4</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zonneboiler</li> <li>• Houtkachel</li> <li>• Bio-ketel</li> <li>• Restwarmte (afhankelijk van bron)</li> <li>• Warmtepomp (elektrisch/gas) (afhankelijk van bron)</li> <li>• Geothermie</li> <li>• Groen gas-toepassing</li> </ul>
<b>5</b>	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO <sub>2</sub> -vrije opwekking.
<b>6</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restwarmte (afhankelijk van bron)</li> <li>• Warmtepomp (elektrisch/gas) (afhankelijk van bron)</li> </ul>
<b>7</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stoomketel</li> <li>• HR-ketel</li> <li>• Hybride HR-combiketel</li> </ul>
<b>8</b>	• Komt niet voor.
	Opslag/medium: Aquifer, thermische buffers

## B.4 Transport



	Technologieën
1	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO <sub>2</sub> -vrije opwekking.
2	• Elektriciteit (afhankelijk van bron) • Bio-LPG/CNG/diesel
3	• Elektriciteit (afhankelijk van bron)
4	• Elektriciteit (afhankelijk van bron) • Biogas • Groen gas
5	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO <sub>2</sub> -vrije opwekking.
6	• Elektriciteit (afhankelijk van bron)
7	• Elektriciteit (afhankelijk van bron)
8	• Elektriciteit (afhankelijk van bron) • Traditionele brandstoffen
	Opslag/medium: Waterstof, accu, P2G

## B.5 Energieopslag

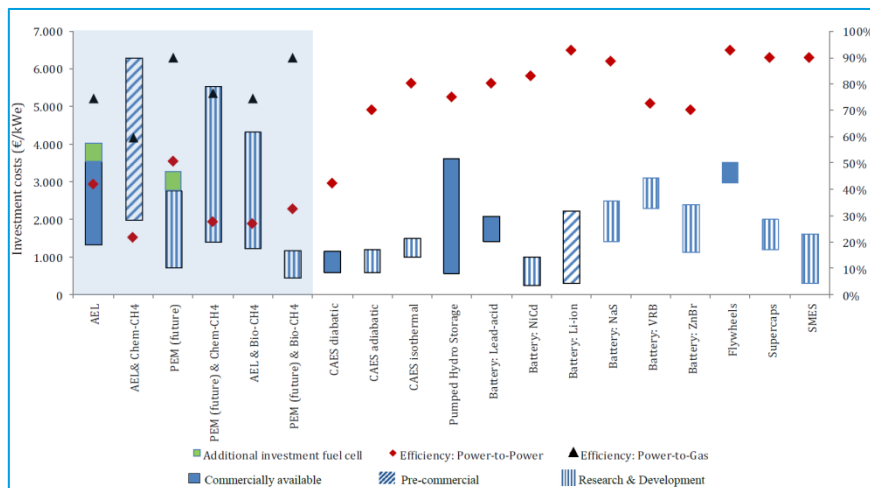
In voorgaande paragrafen is al aangeduid welke soorten opslag voorzien worden. Opslag in het profielmodel wordt gebruikt om pieken in de netbelasting en in het verbruik op te vangen. Ook wordt een deel ingezet voor het handhaven van de spanningskwaliteit. Bij het opvangen van piekbelasting wordt onderscheid gemaakt in een dag-nachtcyclus en een jaarcyclus.

Piekbelasting door bijvoorbeeld warmtepompen of opwekking door zon-PV kennen een dag-nachtcyclus. Deze pieken worden decentraal opgevangen. De typische technologie hiervoor is accutechnologie. Centrale opslag is er mede op gericht om seizoenvariëaties op te vangen. In duurzame scenario's met veel ruimteverwarming gebaseerd op elektriciteit (warmtepompen, elektrische kachels) moet voldoende opslagvermogen aanwezig zijn om energie op basis van zon-PV in de zomer op te slaan voor de winter. Voor grootschalige opslag in Nederland is geen typische technologie aan te geven. Voor de conventionele oplossing (stuwmeren) ontbreekt de geografische gesteldheid in Nederland.

Qua grootschalige opslag van elektriciteit zal er in Nederland dus naar nieuwe technologieën gekeken moeten worden. In Figuur 35 is een overzicht gegeven van technologieën voor grootschalige opslag. Een voor de hand liggende technologie is compressed air energy storage (CAES) omdat in Nederland zoutholtes voorkomen die in principe geschikt zijn voor CAES. CAES vraagt echter om bijstook van aardgas (centraal) en dat is niet in alle scenario's opgenomen. Alternatieven zijn valmeren en power-to-gas-opties.

Power-to-gas-opties hebben als voordeel dat gebruik gemaakt kan worden van de bestaande infrastructuur en opslagmogelijkheden voor aardgas. Voor deze studie is uitgegaan van een mix van de drie genoemde centrale opslagtechnologieën.

**Figuur 35** Overzicht van opslagtechnologieën



Bron: (DNV KEMA, 2013).

De parameters voor centrale en decentrale opslag zijn samengevat in Tabel 26. Deze zijn gebaseerd op bovenstaande figuur en andere bronnen. In deze tabel is tevens de aanname voor de karakteristieken van grootschalige waterstofproductie opgenomen. Deze zijn gebaseerd op de power-to-gas-data.

**Tabel 26** Gemiddeld besparingspercentage per jaar voor bereiken eindbeeld in 2030

	Typische technologie	Kosten 2012 [€/kWe]	Efficiency	Leercurve
Decentrale opwekking	Li-ion accu	2.000	95%	Gemiddeld
Centrale opwekking	Valmeer, CAES, power-to-gas	2.840	65%	Gemiddeld
Centrale waterstofproductie	Elektrolyse	2.000	73%	Gemiddeld





# Bijlage C Conversiemodel

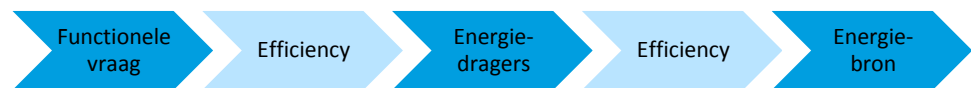
## C.1 Opzet model

Het Conversiemodel dat is opgesteld voor deze studie is een energiemodel dat redeneert vanuit de *functionele vraag* naar energie in Nederland. Dit is de energievraag die ontstaat door de vraag naar een bepaalde functie: kracht (elektriciteit), warmte (hoge en lage temperatuur) en vervoer (motorbrandstoffen). Vanuit deze functionele vraag, wordt via diverse conversiestappen berekend wat de primaire energievraag is. Deze conversiestappen zijn:

- efficiëntie achter de meter;
- distributierendementen;
- productierendementen.

Figuur 36 geeft dit schematisch weer. In de komende paragrafen wordt het model aan de hand van dit schema verder toegelicht.

Figuur 36 Opbouw Conversiemodel



Met het Conversiemodel worden de eindbeelden in 2030 ingevuld en wordt aan de hand van backcasting op de verschillende aspecten binnen het model, de situaties in 2024 en 2018 inzichtelijk gemaakt.

In het Conversiemodel wordt de Nederlandse energievraag opgedeeld in een vraag naar *elektriciteit*, *hoogwaardige warmte*, *laagwaardige warmte* en *motorbrandstoffen*. Voor alle eindbeelden is aangenomen dat zij dezelfde functionele vraag hebben. Immers, de woningen moeten in ieder eindbeeld hetzelfde comfortniveau hebben, mensen moeten zich evenveel kunnen verplaatsen, et cetera. Daarnaast worden geen structurele verschillen per eindbeeld in de samenleving aangenomen (zoals verschil in bevolkingsgroei, economische groei, et cetera). Hiermee wordt de vergelijkbaarheid tussen de eindbeelden en scenario's vergroot.

### C.1.1 Bepaling dimensies

De eindbeelden zijn opgesteld volgens vooropgesteld criteria op het vlak van hernieuwbare energie, CO<sub>2</sub>-reductie en het aandeel decentrale productie. Om te bepalen of deze criteria worden behaald, worden de volgende methodieken gehanteerd.

#### *Hernieuwbare energie*

Het aandeel hernieuwbare energie (25-100%, afhankelijk van het eindbeeld) wordt bepaald volgens de Bruto Eindverbruikmethode. Dit is de methode die de *Renewable Energy Directive* van de EU voorschrijft om te bepalen of landen voldoen aan de gestelde doelen. Een toelichting op de werking van deze methode is terug te vinden in het Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie (RVO, 2010).

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

De reductie van CO<sub>2</sub> wordt bepaald door de totale emissie van het gebruik van aardgas, kolen en aardolie voor kracht, warmte en vervoer te vergelijken met de emissie in 1990: 168 Mton.

### *Aandeel decentraal potentieel*

Het aandeel decentraal potentieel heeft alleen betrekking op de productie van elektriciteit. Voor het bepalen van dit aandeel wordt eerst vastgesteld welke omvang het potentieel heeft. Dit is afhankelijk van het aandeel hernieuwbare energie. Een groter aandeel hernieuwbare energie leidt tot meer vraag naar hernieuwbare technieken, wat leidt tot lagere kosten voor deze technieken. Door deze lagere kosten, neemt het rendabele potentieel van deze decentrale productietechnieken toe. Per eindbeeld is vooraf vastgesteld welk aandeel van dit potentieel (in percentage) benut wordt.

Alle productietechnieken die zijn aangesloten op het laag- en midden-spanningsnet zijn decentrale technieken (conform onderverdeling die het CBS hanteert). In deze studie zijn dit : zon-PV, wind op land<sup>22</sup>, WKK en micro-WKK.

## **C.2 Elektriciteit in 2030**

### **C.2.1 Functionele vraag**

De elektriciteitsvraag in Nederland in 2012 bedroeg 431 PJ (120 TWh). Aangenomen wordt, dat dit de functionele vraag naar elektriciteit in 2012 is. Om een schatting te maken van de ontwikkeling van deze vraag naar 2030, is gebruik gemaakt het Reference Scenario van de Energy Roadmap 2050 (European Commission, 2011). In dit scenario is rekening gehouden met verschillend Europees beleid op het gebied van energie-efficiëntie, hernieuwbare energie en emissies. Uit dit scenario blijkt dat de elektriciteitsvraag in heel Europa tussen 2012 en 2030 met ongeveer 17,6% gaat stijgen.

Omdat in deze studie wordt aangenomen dat heel Europa hetzelfde eindbeeld na gaat streven als Nederland, wordt eveneens aangenomen dat dit stijgingspercentage voor heel Europa ook van toepassing is voor Nederland. Dit resulteert in een functionele elektriciteitsvraag in 2030 die 17,6% hoger ligt dan 431 PJ. Ofwel 506 PJ.

### **C.2.2 Efficiency achter de meter**

Ten opzichte van de functionele vraag naar elektriciteit kunnen eindgebruikers maatregelen treffen om deze vraag te reduceren. Dit kan bijvoorbeeld door directe vraagreductie of efficiëntere apparatuur en processen. Al deze maatregelen vinden plaats achter de meter van de eindgebruiker en hebben uiteindelijk invloed op de finale vraag naar elektriciteit.

Er worden drie niveaus van efficiency achter de meter aangenomen: laag, midden en hoog. Deze niveaus corresponderen met de aanvullende kenmerken van de eindbeelden, zoals die in Tabel 4 in Paragraaf 2.2.2 zijn weergegeven. De drie niveaus van efficiency worden niet gevormd door één enkele maatregel, maar door pakketten van maatregelen, die wisselend zijn over alle sectoren in Nederland. Welk type maatregelen dit zijn, wordt toegelicht in de bijlagen over de sectoren. Voor het Conversiemodel is gekozen om een globale schatting te geven van de potentiële efficiency/besparing die deze pakketten van maatregelen kunnen bereiken. In Tabel 27 wordt dit weergegeven, inclusief een indicatie van het type maatregel.

---

<sup>22</sup> Wind op land kan ook aangesloten worden op HS, deze vallen in deze studie om pragmatische redenen onder de centrale wind-optie Wind op zee.



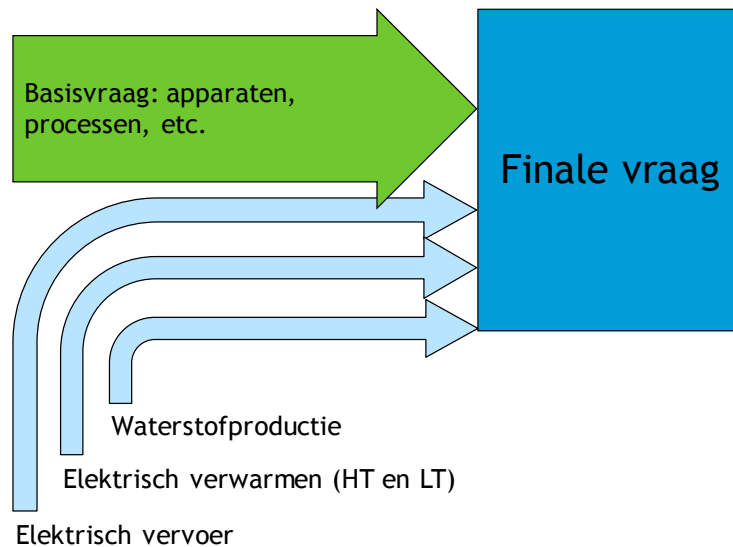
Tabel 27 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Elektriciteit

Niveau	Besparing	Indicatie van type maatregelen	Eindbeeld
Laag	10%	Gedragmaatregelen	B, BAU
Midden	25%	+ zuinige apparatuur	A, C
Hoog	50%	+ procesoptimalisatie	D, E

### C.2.3 Finale vraag

De finale vraag naar elektriciteit wordt gevormd door enerzijds de basisvraag die voortkomt uit de functionele vraag en de efficiency achter de meter en anderzijds uit de aanvullende vraag die wordt veroorzaakt door verschuivingen in de vraag naar energiebronnen uit warmte en transport. Figuur 37 geeft dit weer. De resultaten per eindbeeld worden weergegeven in Tabel 29.

Figuur 37 Opbouw finale elektriciteitsvraag



Tabel 28 Opbouw basisvraag elektriciteit (in PJ)

Eindbeeld	Functionele vraag	Efficiency achter de meter	Basisvraag
A	506	25%	380
B		10%	456
C		25%	380
D		50%	253
E		50%	253
BAU		10%	456

Tabel 29 Opbouw finale elektriciteitsvraag (in PJ)

	A	B	C	D	E	BAU
<b>Finale vraag</b>	<b>454</b>	<b>550</b>	<b>521</b>	<b>504</b>	<b>565</b>	<b>527</b>
Basisvraag	380	456	380	253	253	456
+ elektrisch vervoer	10	11	29	37	82	11
+ elektrische HT-warmte	26	35	64	56	26	28
+ elektrische LT-warmte	38	47	48	64	32	32
+ H <sub>2</sub> -vervoer & mixgas	0	0	0	94	173	0

## C.2.4 Decentrale productie

De totale vraag, inclusief de distributieverliezen (3% in 2030) moet worden opgewekt door decentrale en centrale productie-eenheden. In deze studie is de decentrale productie één van de dimensies waarop de eindbeelden van elkaar verschillen en de omvang hiervan wordt dan ook bepaald aan de hand van de verwachte mogelijkheden die Nederland heeft in 2030.

Aan de hand van een literatuurstudie is een schatting gemaakt van drie niveaus van het decentrale potentieel in Nederland in 2030. Het aandeel hernieuwbare energie is leidend voor het niveau per eindbeeld. De volgende technieken zijn in dit potentieel opgenomen.

### WKK

Decentrale warmtekrachtkoppelingen met hoge en lage temperatuur-warmtelevering uit aardgas hebben in 2012 een gezamenlijk opgesteld vermogen van 6,9 GW<sub>e</sub> (CBS Statline). Dit betreft zowel WKK's in de industrie, glastuinbouw en wijkverwarming. Aangenomen wordt dat er een additioneel decentraal potentieel is van 1,0 GW<sub>e</sub> voor zowel HT- als LT-WKK.

Het huidige opgestelde vermogen produceert 90 PJ aan elektriciteit uit aardgas (CBS Statline). Wanneer dit lineair wordt geëxtrapoleerd naar het aangenomen potentieel, dan kan betekenen dat een maximale productie van ongeveer 117 PJ elektriciteit. Aangenomen wordt dat dit het maximale potentieel is. Het minimale potentieel in de huidige productie, het midden potentieel is het gemiddelde tussen beide.

In de gegevens van het CBS wordt geen onderscheid gemaakt in HT- of LT-warmte. Hiervoor wordt aangenomen dat HT-WKK's gebruikt worden voor proceswarmte en daarmee meer vollasturen per jaar maken dan LT-WKK's. De productie van elektriciteit uit deze eenheden is dan ook hoger. In Tabel 30 worden de potentiëlen, verdeeld over temperatuurniveau weergegeven.

Tabel 30 Decentraal potentieel - WKK (in PJ<sub>e</sub>)

	Laag	Midden	Hoog
Lage temperatuur	30	34	39
Hoge temperatuur	60	69	78

### Micro-WKK

De ontwikkeling van de micro-WKK is inmiddels enige jaren onderweg en de variatie aan mogelijkheden wordt steeds groter. Op dit moment worden eenheden ontwikkeld die gebruikmaken van een Stirlingmotor of brandstofcel, maar ook andere typen zijn denkbaar. Door deze diversiteit is het niet mogelijk om zeer gedetailleerde schattingen te maken van het potentieel. Er is dan ook gekozen met enkele algemene kentallen een schatting van het potentieel te maken. Hierbij wordt aangenomen dat de onderkant van het potentieel wordt gevormd door micro-WKK's die gemiddeld 2.500 kWh op jaarbasis produceren (ongeveer de jaarproductie van een micro-WKK met een Stirlingmotor). De bovenkant wordt aangenomen op 5.000 kWh (gemengd park van brandstofcellen - 10.000 kWh op jaarbasis - en Stirlingmotoren). Voor de marktpenetratie wordt een bandbreedte van 500.000 tot 1.500.000 eenheden genomen. Micro-WKK's worden ingezet voor de productie van LT-warmte.

De input van de (micro-)WKK's is een mix van aardgas met groen gas en waterstof. Het groen gas en waterstof worden ingevoerd op het decentrale gasnet. De verhouding tussen de drie in het *mixgas* verschilt per eindbeeld. Door deze pragmatische aanpak wordt het mogelijk om te variëren tussen 100%

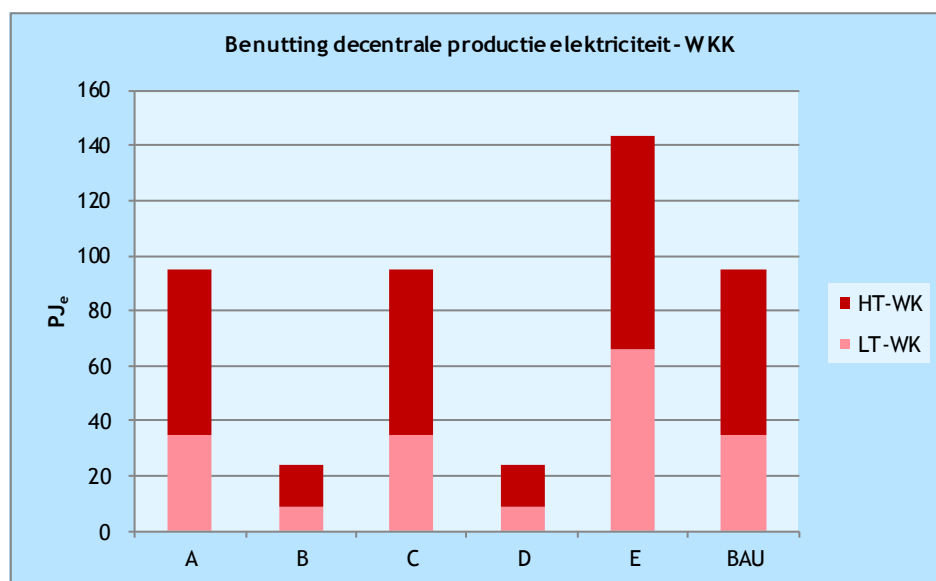


aardgas-WKK en 100% bio-WKK. De samenstelling van het mixgas per eindbeeld is weergegeven in Bijlage C.5.

Tabel 31 Decentraal potentieel - mWKK

	Laag	Midden	Hoog
Gemiddelde productie (kWh)	2.500	3.750	5.000
Aantal eenheden	500.000	1.000.000	1.500.000
Potentieel (PJ <sub>e</sub> )	5	14	27

Figuur 38 Overzicht decentrale productie - WKK



Opmerking: LT-WK zijn zowel de grote decentrale WKK's als de micro-WKK's.

### Zon-PV

Ramingen voor het technische potentieel in Nederland lopen ver uiteen. Montfoort (PBL, 2008) spreekt van een technisch theoretisch potentieel van 68-108 TWh elektriciteit. In de publicatie Net voor de Toekomst van 40 TWh (Netbeheer Nederland, 2011). In deze studie wordt aangenomen dat het technische potentieel tussen deze twee ramingen ligt: 70 TWh. Dit komt eveneens overeen met een raming van het PBL en ECN (PBL, ECN, 2011). Hoewel deze potentiëlen betrekking hebben op het zichtjaar 2050, wordt aangenomen dat dit technische potentieel voor 2030 dezelfde omvang heeft (de uitrolsnelheid zal daarmee hoger moeten liggen). In Tabel 32 staan hiervan de gegevens.

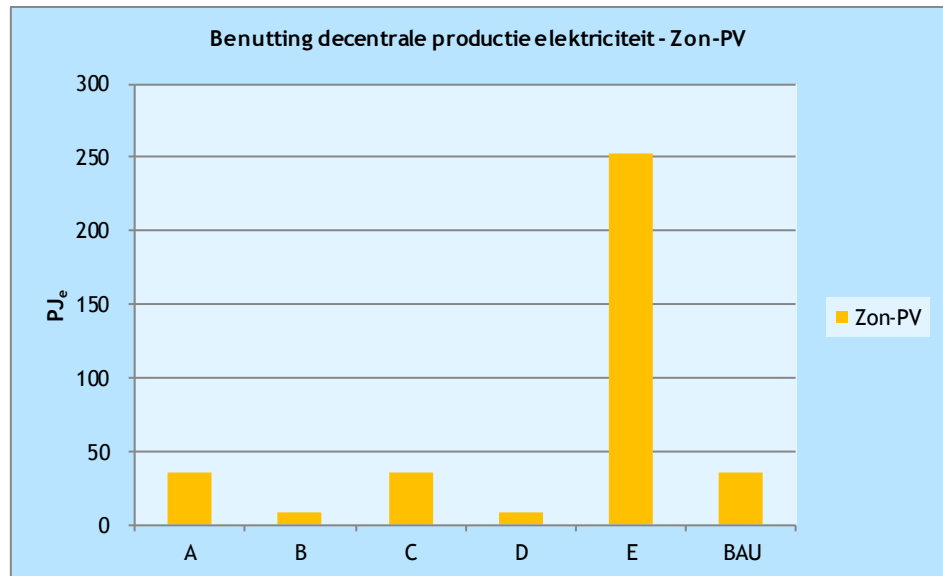
Tabel 32 Decentraal potentieel - zon-PV

	Laag	Midden	Hoog
Productie (TWh)	10	50	70
Productie (PJ <sub>e</sub> )	36	180	252

Ter indicatie: Het oppervlak dat nodig is voor de productie van de bovengenoemde hoeveelheid elektriciteit in het hoge alternatief komt overeen met 35.000 ha (met een aangenomen gemiddelde vermogen in 2030 van 225

$W_p/m^2$ ). Gemiddeld per woning zou dat 50  $m^2$  betekenen, 3,5 keer het huidige kassenareaal van de glastuinbouw, 10% van het totale bebouwde oppervlak van Nederland (exclusief de wegen) of 1,5% van het totale agrarische oppervlak in Nederland.

Figuur 39 Overzicht decentrale productie - Zon-PV



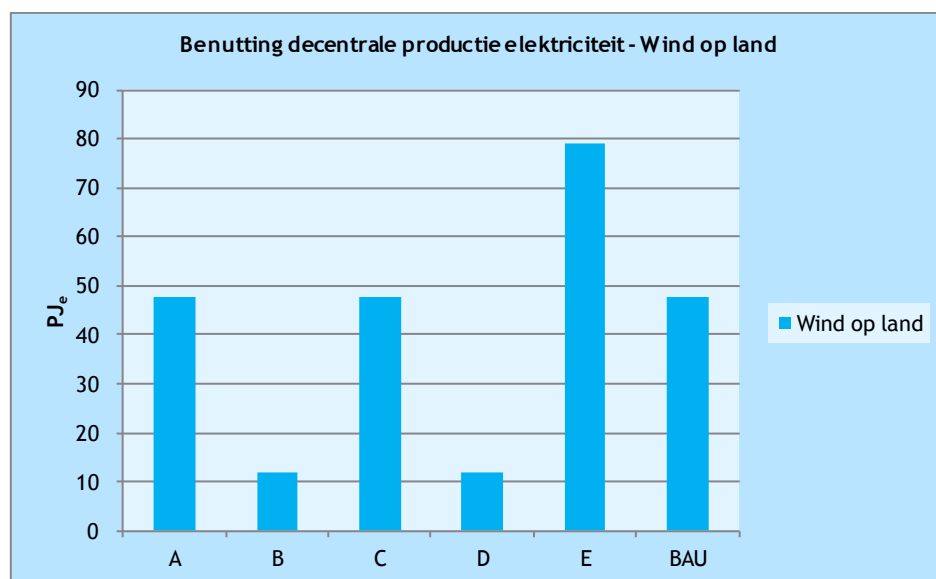
### Wind op land

De decentrale elektriciteit uit wind, wordt door windturbines op land geproduceerd. Dit zijn de turbines die zijn aangesloten op het MS-net. Naast de turbines die zijn aangesloten op het MS-net, worden tegenwoordig ook steeds meer grotere parken op land of meer aangesloten op het HS-net. Om modeltechnische redenen is met dit onderscheid geen rekening gehouden. Voor decentrale wind op land is een drietal niveaus aangenomen, waarbij het laagste niveau aansluit bij de huidige doelstelling van 6.000 MW. In Tabel 33 worden de waarden voor het potentieel weergegeven. De productie hiervan is bepaald aan de hand van 2.200 vollasturen, conform het Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie (RVO, 2010).

Tabel 33 Decentraal potentieel - Wind op land

	Laag	Midden	Hoog
Opgesteld vermogen ( $MW_e$ )	6.000	8.000	10.000
Productie ( $PJ_e$ )	48	63	79

Figuur 40 Overzicht decentrale productie - Wind op land



### Decentrale opslag

Voor het Conversiemodel wordt aangenomen dat er decentrale opslag van elektriciteit plaatsvindt. Omdat op voorhand niet met 100% zekerheid te voorspellen is welk type opslag gebruikt gaat worden en wat de prestaties van deze opslag is, is een schatting gemaakt van de conversieverliezen die optreden bij het laden en ontladen van de opslagsystemen. Hierbij is de lijn gehanteerd dat de verliezen kleiner zijn als het potentieel van de niet-flexibele productie (zon en wind) laag is. In Tabel 34 staan de gebruikte aannames.

Tabel 34 Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag

	Laag	Midden	Hoog
Potentieel zon-PV en Wind op land (PJ <sub>e</sub> )	84	243	331
Verliespercentage (%)	15%	20%	25%
Verlies (PJ <sub>e</sub> )	13	49	83

*In het Conversiemodel worden de bovenstaande aannames gedaan om een eerste orde schatting te maken van de energiestromen per scenario. De werkelijke verliezen zijn echter afhankelijk van het daadwerkelijke gebruik van de opslagsystemen. Dit wordt berekend in het Profielmodel, waarbij de (on)gelijktijdigheid van vraag en aanbod wordt gesimuleerd. Dit geeft een tweede orde schatting die nauwkeuriger is dan de bovenstaande. Binnen deze studie echter geen optimalisatie plaats, waarbij met iteratie de waarden uit het Profielmodel worden terug gevoed aan Conversiemodel. Uit het berekeningen met het Profielmodel blijkt dat een aantal scenario's geen opslag nodig heeft.*

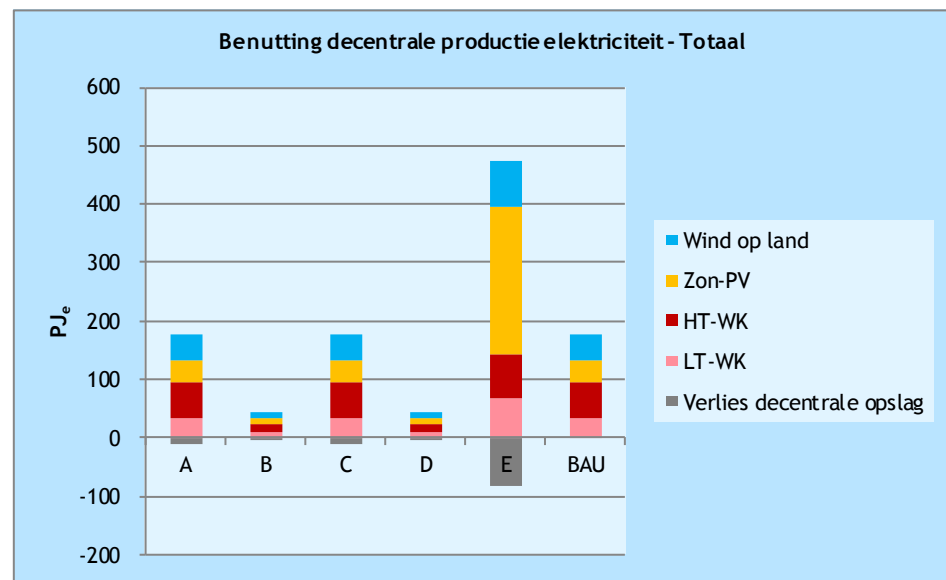
## Totaal decentraal potentieel

In Tabel 35 staan de waarden voor de decentrale potentiëlen per eindbeeld.

Tabel 35 Decentrale potentiëlen per eindbeeld (in 2030)

	A	B	C	D	E	BAU
Omvang potentieel	Laag	Laag	Laag	Laag	Hoog	Laag
Benutting potentieel	100%	25%	100%	25%	100%	100%
LT-WKK	35	9	35	9	66	35
HT-WKK	60	15	60	15	78	60
Zon-PV	36	9	36	9	252	36
Wind op land	48	12	48	12	79	48
Verlies decentrale opslag	-13	-3	-13	-3	-83	0
<b>Totaal</b>	<b>166</b>	<b>41</b>	<b>166</b>	<b>41</b>	<b>392</b>	<b>178</b>

Figuur 41 Overzicht decentrale productie



### C.2.5 Centrale productie

Bij het opstellen van de eindbeelden is de decentrale productie één van de criteria waarop gestuurd wordt. Aangezien de decentrale productie niet de volledige elektriciteitsvraag kan dekken, vindt er ook centrale productie plaats. Voor de centrale productie wordt in het model gebruik gemaakt van de volgende opties:

- kerncentrale;
- centrale op gasvormige brandstoffen (met/zonder warmtelevering; met/zonder CCS);
- centrale op vaste brandstoffen (met/zonder warmtelevering; met/zonder CCS; mix van kolen en biomassa);
- wind op zee;
- import/export;
- verlies centrale opslag.



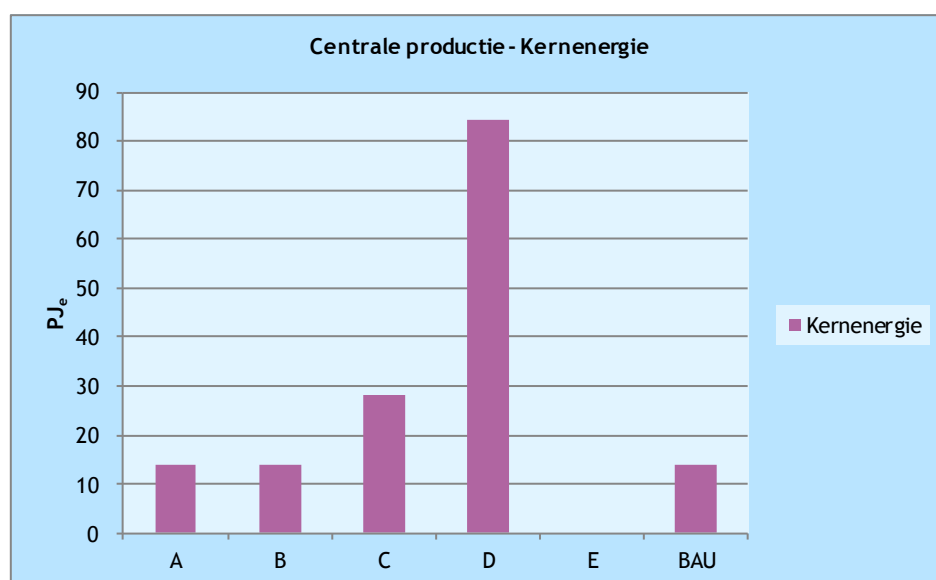
Per eindbeeld is op basis van expert schattingen een productiemix uit deze opties opgesteld, waarmee voldaan kan worden aan de criteria van het eindbeeld. Een belangrijke drijfveer hierbij is de CO<sub>2</sub>-reductie die behaald moet worden: veel CO<sub>2</sub>-reductie betekent veel inzet van CO<sub>2</sub>-arme/vrije technieken als CCS en kernenergie. Het aandeel hernieuwbaar is in de meeste eindbeelden *beperkt* tot 25% en wordt behaald door inzet van wind op zee en biomassa.

In de komende paragrafen wordt dit toegelicht, een totaaloverzicht wordt in de laatste paragraaf weergegeven.

### Kerncentrale

Op dit moment wordt jaarlijks ongeveer 14 PJ aan elektriciteit geproduceerd door de kerncentrale in Borssele. Aangenomen wordt dat in Eindbeelden A, B en BAU de kerncentrale een gelijke omvang/productie heeft. In Eindbeelden C en D is de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling hoger (55 en 100%) en wordt een grotere bijdrage van kernenergie verwacht: respectievelijk 500 en 2.500 MW<sub>e</sub> extra opgesteld vermogen. In Eindbeeld E vindt geen productie met kernenergie plaats.

Figuur 42 Overzicht centrale productie - Kernenergie



### Aardgas

De productie van elektriciteit uit aardgas heeft in 2012 het grootste aandeel in de totale productie. In de eindbeelden zijn er zes opties voor de productie uit aardgas:

- aardgascentrale zonder warmtelevering;
- aardgascentrale met LT-warmtelevering;
- aardgascentrale met HT-warmtelevering;
- aardgascentrale met CCS zonder warmtelevering;
- aardgascentrale met CCS en LT-warmtelevering;
- aardgascentrale met CCS en HT-warmtelevering.

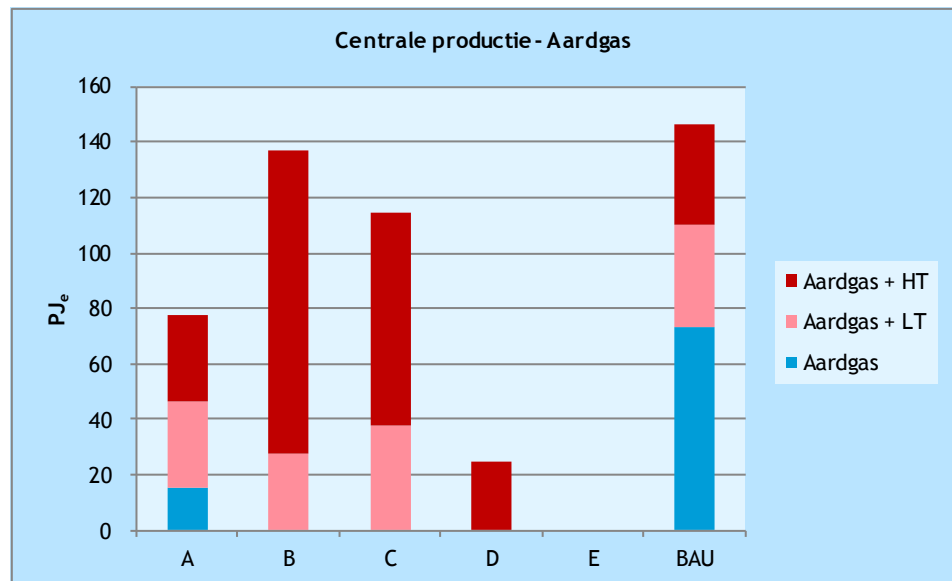
In het conversiemodel wordt met een generieke gascentrale gewerkt, zonder specifiek onderscheid te maken in het type (STEG, gasturbine, et cetera). Op basis van expert schattingen, rekening houdend met de criteria voor CO<sub>2</sub>-reductie en hernieuwbare energie is voor ieder eindbeeld een verdeling van de productie uit gaseenheden gemaakt. De optie van gas met CCS wordt beperkt toegepast, met name in eindbeeld D (100% CO<sub>2</sub>-reductie).

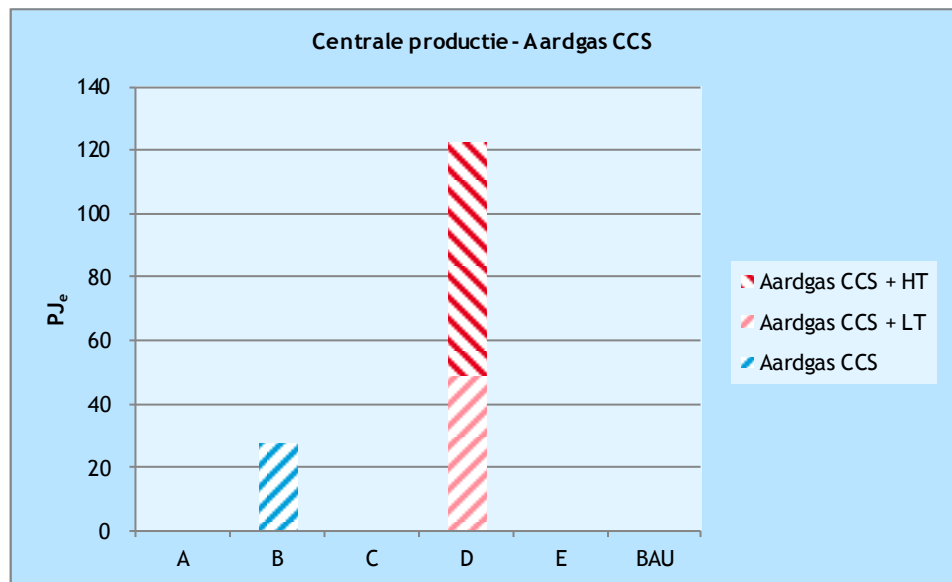
#### Beperkingen van CCS

Het toepassen van het afvangen en opslaan van CO<sub>2</sub> (CCS) kent nog veel onzekerheden. Het is een nieuwe technologische ontwikkeling die een bijdrage kan leveren aan het reduceren van de klimaatlasten van fossiele brandstoffen. Op dit moment wordt CCS nog niet toegepast in Nederland het 'marktrijp' maken van de techniek voor het afvangen van CO<sub>2</sub> heeft ook nog meerdere jaren te gaan. Daarnaast wordt in Nederland al meerdere jaren nagedacht over de opslag van de CO<sub>2</sub> in de ondergrond. Grote proefprojecten als onder Barendrecht hebben geen doorgang gevonden en initiatieven om lege gasvelden in de Noordzee te gebruiken staan nog in de kinderschoenen.

Op deze wijze leiden niet alleen technologische barrières tot onzekerheden over de toepassing van CCS, maar ook de aanwezige opslagcapaciteit onder het Nederlandse gebied is een beperkende factor. Studies van DHV en TNO (DHV, TNO, 2008) laten zien dat de lege gasvelden in de Noordzee een totale capaciteit hebben van 900 Mton CO<sub>2</sub>. In 2012 bedroeg de totale emissie van CO<sub>2</sub>, gerelateerd aan de elektriciteitsproductie, 45 Mton (Emissieregistratie, 2014). Indien de volledige emissie wordt afgevangen en opgeslagen, dan is er dus voldoende capaciteit onder de Noordzee voor 20 jaar opslag. Wanneer ook de emissies van bijvoorbeeld de warmteproductie worden meegenomen, dan neemt het aantal jaren sterk af.

Figuur 43 Overzicht centrale productie - Aardgas





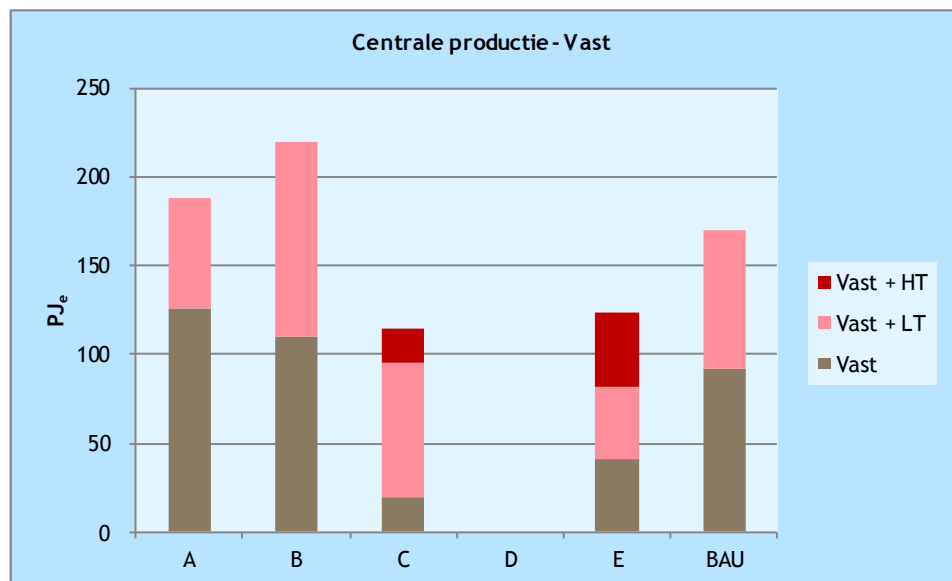
### Kolen en bijstook

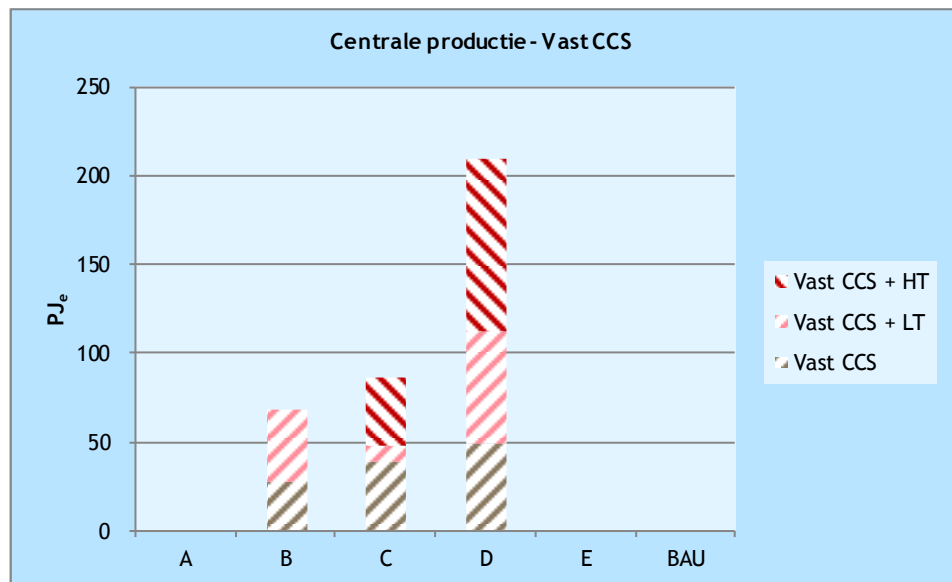
In het conversiemodel is een generieke centrale opgenomen die gebruik maakt van vaste brandstoffen. Deze vaste brandstoffen zijn kolen en biomassa en kunnen in iedere verhouding staan tussen de 0-100%. Op deze wijze kan zowel rekening worden gehouden met bijstookpercentages die zijn afgesproken in Nederland als met het verder opvoeren van het hernieuwbare aandeel en *stand alone* biomassacentrales.

Daarnaast zijn er, net als bij aardgas, zes varianten met en zonder toepassing van warmtelevering en CCS. Door toepassing van (bijstook van) biomassa te combineren met CCS, wordt additioneel CO<sub>2</sub> gereduceerd. Het aandeel biomassa per eindbeeld wordt weergegeven in Bijlage C.5.

Op basis van expert schattingen, rekening houdend met de criteria voor CO<sub>2</sub>-reductie en hernieuwbare energie is voor ieder eindbeeld een verdeling van de productie uit eenheden op vaste brandstoffen gemaakt.

Figuur 44 Overzicht centrale productie - Kolen en bijstook

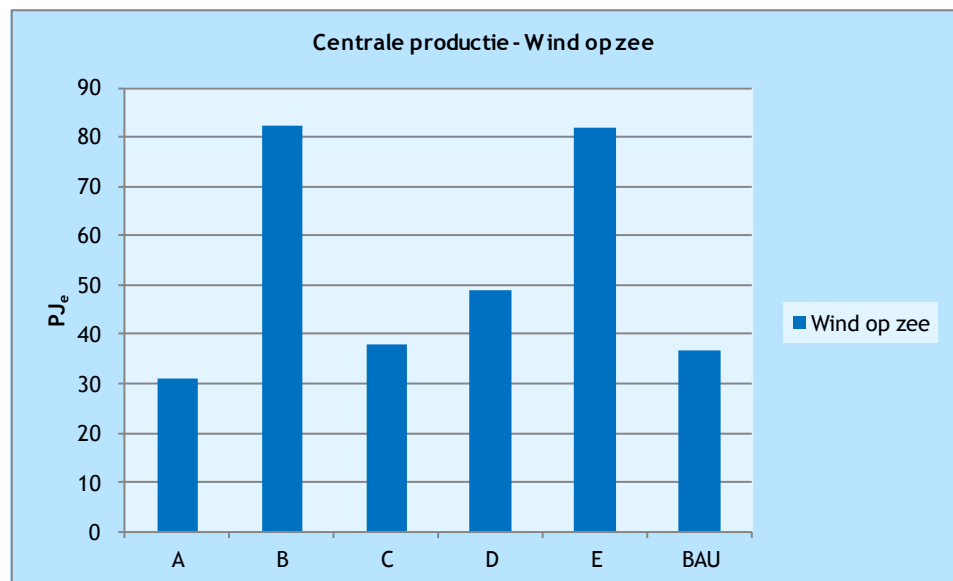




### Wind op zee

De productie van wind op zee wordt gezien als centrale productie, die wordt aangesloten op de het hoogspanningsnet. Het aandeel van wind op zee in de centrale productie varieert tussen de 10-40% per eindbeeld. De omvang wordt grotendeels bepaald door het criterium aandeel hernieuwbaar en op basis van expert schattingen zijn deze voor ieder eindbeeld ingevuld.

Figuur 45 Overzicht centrale productie - Wind op zee



### Centrale opslag

Voor het Conversiemodel wordt aangenomen dat er naast decentrale ook centrale opslag van elektriciteit plaatsvindt. Dit kan in de vorm van valmeren, power-to-gas, power-to-heat, et cetera. Op voorhand is niet met zekerheid te zeggen welke technieken toegepast gaan worden en welke opslagverliezen er plaats gaan vinden. In het Conversiemodel is dan ook gekozen om te werken met een algemeen percentage, dat gecorreleerd is aan de hoeveelheid wind

op zee (zie Figuur 45). Dit percentage is van toepassing op de totale centrale productie. Voor de berekening van de kosten in het profielmodel is wel een verdeling gemaakt.

De Tabel 36 geeft de aangenomen verliespercentages weer.

Tabel 36 Centrale productie - Verlies centrale opslag

	A	B	C	D	E	BAU
Productie Wind op zee (PJ <sub>e</sub> )	31	82	38	49	82	37
Verliespercentage (%)	2%	4%	2%	2%	4%	n.v.t.
Verlies (PJ <sub>e</sub> )	6	22	8	10	8	n.v.t.

Opmerking: Er wordt aangenomen dat er in BAU geen centrale opslag plaats zal vinden.

*In het Conversiemodel worden de bovenstaande aannames gedaan om een eerste orde schatting te maken van de energiestromen per scenario. De werkelijke verliezen zijn echter afhankelijk van het daadwerkelijke gebruik van de opslagsystemen. Dit wordt berekend in het Profielmodel, waarbij de (on)gelijktijdigheid van vraag en aanbod wordt gesimuleerd. Dit geeft een tweede orde schatting die nauwkeuriger is dan de bovenstaande. Binnen deze studie echter geen optimalisatie plaats, waarbij met iteratie de waarden uit het Profielmodel worden terug gevoed aan Conversiemodel.*

*Uit het berekeningen met het Profielmodel blijkt dat een aantal scenario's geen opslag nodig heeft.*

### Import en export

De aanname van de studie is dat Nederland niet alleen in de richting van het eindbeeld beweegt, maar dat alle landen om ons heen naar datzelfde eindbeeld gaan. Hierbij wordt impliciet aangenomen dat er op jaarbasis dus geen netto import of export van elektriciteit plaatsvindt. Dit kan immers nergens heen gaan of vandaan komen. Op uurbasis kan en zal er wel uitwisseling over de landsgrenzen plaatsvinden. De omvang van deze interconnectiviteit wordt bepaald in het profielmodel (zie Bijlage D).

### Totaal centrale productie

In de volgende tabellen en grafiek staan de totalen van de centrale productie.

Tabel 37 Verdeling centrale productie per eindbeeld in PJ (in 2030)

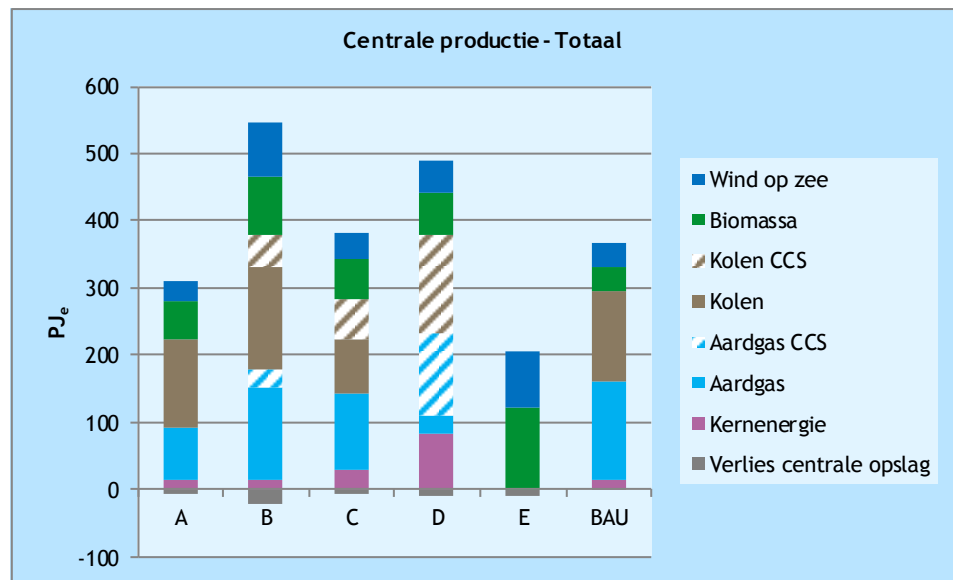
	A	B	C	D	E	BAU
Kernenergie	14	14	28	84	0	14
Aardgas	15	0	0	0	0	73
Aardgas + LT	31	27	38	0	0	37
Aardgas + HT	31	109	76	24	0	37
Aardgas CCS	0	27	0	0	0	0
Aardgas CCS + LT	0	0	0	49	0	0
Aardgas CCS + HT	0	0	0	73	0	0
Vast	125	109	19	0	40	91
Vast + LT	62	109	76	0	40	77
Vast + HT	0	0	19	0	40	0
Vast CCS	0	27	38	49	0	0
Vast CCS + LT	0	41	10	62	0	0
Vast CCS + HT	0	0	38	98	0	0
Wind op zee	31	82	38	49	79	37
Verlies centrale opslag	-6	-22	-8	-10	-8	0
<b>Totaal centrale productie (in PJ)</b>	<b>302</b>	<b>525</b>	<b>371</b>	<b>478</b>	<b>191</b>	<b>365</b>



Tabel 38 Productiemix centrale productie per eindbeeld (in 2030)

	A	B	C	D	E	BAU
Kernenergie	5%	3%	7%	17%		4%
Aardgas	5%					20%
Aardgas + LT	10%	5%	10%			10%
Aardgas + HT	10%	20%	20%	5%		10%
Aardgas CCS		5%				
Aardgas CCS + LT				10%		
Aardgas CCS + HT				15%		
Vast	41%	20%	5%		20%	25%
Vast + LT	20%	20%	20%		20%	21%
Vast + HT			5%		20%	
Vast CCS		5%	10%	10%		
Vast CCS + LT		7%	3%	13%		
Vast CCS + HT			10%	20%		
Wind op zee	10%	15%	10%	10%	40%	10%

Figuur 46 Opbouw centrale productie per eindbeeld (in 2030)



### C.2.6 Productieconversie

Iedere productie-eenheid heeft zijn eigen conversierendement. Aan de hand van dit conversierendement kan worden bepaald wat de input aan primaire energie is voor de productie van elektriciteit (en restwarmte). In deze studie is geen onderscheid gemaakt in specifieke type productie-eenheden en om pragmatische redenen is dan ook gekozen voor algemene rendementen, waarvan interne experts bij CE Delft en DNV GL het haalbare schattingen zijn voor 2030.

De rendementen zijn voor alle eindbeelden gelijk. Voor het bijstoken van biomassa bij kolencentrales wordt met een hoog rendement (100% kolen) en een laag rendement (100% biomassa) gerekend, naar rato van het percentage bijstook. Tabel 39 geeft de rendementen weer.

Tabel 39 Conversierendementen productietechnieken

Productietechniek	Elektrisch rendement		Thermisch rendement
	Hoog	Laag	
Kernenergie	42%		
Aardgas	60%		
Aardgas + LT	60%		20%
Aardgas + HT	55%		20%
Aardgas CCS	50%		
Aardgas CCS + LT	50%		25%
Aardgas CCS + HT	45%		25%
Vast	50%	48%	
Vast + LT	50%	48%	20%
Vast + HT	45%	43%	20%
Vast CCS	40%	38%	
Vast CCS + LT	40%	38%	25%
Vast CCS + HT	35%	33%	25%
Wind op zee	43%		
Wind op land	43%		
Import-saldo	40%		
WKK + LT (mixgas)	40%	40%	50%
WKK + HT (mixgas)	35%	35%	55%
mWKK + LT (mixgas)	20%	20%	75%
Zon-PV	41%		
Wind op land	43%		

Bron: Expertschattingen CE Delft en DNV GL; Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie (RVO, 2011).

### C.2.7 Primaire vraag

Aan de hand van de conversierendementen uit de voorgaande paragraaf wordt berekend wat het primaire energieverbruik is voor de productie van de gevraagde elektriciteit. In de volgende tabellen en grafiek wordt het resultaat daarvan weergegeven.

Tabel 40 Primair energieverbruik voor elektriciteitsproductie in PJ (in 2030)

Productietechniek	A	B	C	D	E	BAU
Kernenergie	33	33	67	200		33
Aardgas	26					122
Aardgas + LT	51	46	63			61
Aardgas + HT	56	199	138	44		66
Aardgas CCS		55				
Aardgas CCS + LT				98		
Aardgas CCS + HT				163		
Vast	253	221	38		83	184
Vast + LT	125	221	153		83	156
Vast + HT			43		92	
Vast CCS		69	96	124		
Vast CCS + LT		103	25	159		
Vast CCS + HT		0	110	284		
Wind op zee	72	192	89	114	186	86
Import-saldo						
WKK + LT (mixgas)	75	19	75	15	78	75



Productietechniek	A	B	C	D	E	BAU
WKK + HT (mixgas)	172	43	172	34	178	172
mWKK + LT (mixgas)	23	6	23	5	108	23
Zon-PV	88	22	88	22	618	88
Wind op land	111	28	111	28	185	111
<b>Totaal (in PJ)</b>	<b>1.085</b>	<b>1.258</b>	<b>1.291</b>	<b>1.289</b>	<b>1.611</b>	<b>1.177</b>

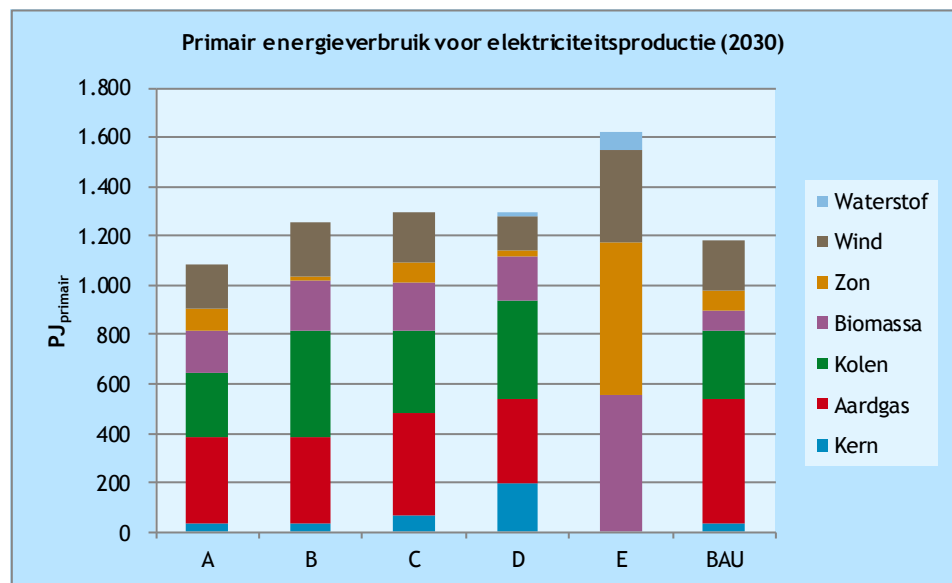
Tabel 41 Primaire brandstoffen voor elektriciteitsproductie in PJ (in 2030)

	A	B	C	D	E	BAU
Kern	33	33	67	200	0	33
Aardgas	349	353	417	337	0	505
Kolen	264	431	326	396	0	272
Biomassa	167	198	194	181	549	82
Zon <sup>1</sup>	88	22	88	22	618	88
Wind <sup>1</sup>	183	220	200	142	372	197
Waterstof <sup>2</sup>	0	0	0	11	73	0
<b>Totaal</b>	<b>1.085</b>	<b>1.258</b>	<b>1.291</b>	<b>1.289</b>	<b>1.611</b>	<b>1.177</b>

Opmerking: <sup>1</sup>) Wind en zon omgerekend aan de hand van de substitutiemethode, conform het Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie (RVO, 2010)

<sup>2</sup>) Waterstof is geen primaire energiebron, maar een energiedrager. Waterstof wordt geproduceerd met elektriciteit en kan als opslagmedium dienen. Het wordt bijgemengd in het aardgasnet en door WKK's gebruik voor de productie van elektriciteit.

Figuur 47 Primair energieverbruik voor elektriciteitsproductie



### C.3 Motorbrandstoffen in 2030

#### C.3.1 Functionele vraag

Het berekenen van het energieverbruik van de transportsector verloopt op hoofdlijnen hetzelfde in het conversiemodel als voor elektriciteit en warmte. Echter, de vraag naar motorbrandstoffen, of liever de vraag naar vervoer, wordt over het algemeen uitgedrukt in voertuigkilometer (bij personen) of tonkilometers (bij goederen) en niet in energietermen. Om de vraag naar



vervoer om te rekenen naar de functionele vraag, die ongeacht het type voertuig of efficiëntie daarvan gelijk blijft voor alle eindbeelden, is de vraag naar motorbrandstoffen *aan de pomp* omgerekend met gemiddelde motorrendementen naar de kracht die nodig is om het voertuig voort te bewegen. De volgende gemiddelde rendementen zijn daarbij aangenomen:

- fossiele brandstoffen: 35%;
- biobrandstoffen (bijmenging en puur): 35%;
- elektriciteit: 80%;
- waterstof: 60%.

Met behulp van de recente studie *Scenarios for energy carriers in the transport sector* (ECN, 2014), waarin het huidige verbruik van de verschillende motorbrandstoffen en een referentiescenario is bepaald, berekent wat de ‘functionele’ vraag naar motorbrandstoffen in 2012 en 2030 is.

Tabel 42 geeft hiervan een overzicht. Op basis van deze berekening wordt aangenomen dat de functionele vraag naar motorbrandstoffen in 2030 183 PJ bedraagt.

Tabel 42 Vraag naar motorbrandstoffen

	Vraag aan de pomp		Rendement	Functionele vraag	
	2012	2030		2012	2030
Fossiele brandstoffen	494	450	35%	173	158
Biobrandstoffen	16	38	35%	6	13
Elektriciteit	1	15	80%	0	12
Waterstof	0	0	60%	0	0
<b>Totaal (PJ)</b>	<b>511</b>	<b>503</b>		<b>179</b>	<b>183</b>

Opmerking: Eigen berekening, gebaseerd op referentiescenario uit (ECN, CE Delft, TNO, 2014).

In de studie van ECN zijn de volgende modaliteiten meegenomen<sup>23</sup>:

- personenwagens;
- bedrijfswagens;
- vrachtwagens;
- bussen;
- tweewielers;
- speciale voertuigen;
- binnenvaart;
- treinen;
- mobiele werktuigen.

### C.3.2 Efficiency achter de meter

Het begrip ‘efficiency achter de meter’ klinkt mogelijk vreemd in het geval van vervoer, maar ook in dit geval zijn er besparingen mogelijk op de vervoersvraag. Denk hierbij bijvoorbeeld aan alle maatregelen die het aantal kilometers van een auto reduceren, zonder dat de beweging van een persoon of goed minder wordt. Zoals carpoolen, openbaar vervoer of hogere beladingsgraad bij goederen. Daarnaast kan er bespaard worden door het toepassen van efficiëntere ontwerpen (aerodynamisch), het Nieuwe Rijden of absolute reductie door bijvoorbeeld het stimuleren van thuiswerken. In Bijlage M wordt een overzicht gegeven van deze maatregelen.

<sup>23</sup> In het geval van treinen zijn enkel dieseltreinen (personen en goederen) meegenomen te worden in de scenario's. Elektrische treinen en bijvoorbeeld trams zijn niet meegenomen.



Voor het Conversiemodel wordt op basis van inschattingen aangenomen dat er een drietal niveaus van besparing op de functionele vervoersvraag is. Deze worden in Tabel 43 weergegeven.

Tabel 43 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Motorbrandstoffen

Niveau	Besparing	Indicatie van type maatregelen	Eindbeeld
Laag	0%	Geen besparing	B, BAU
Midden	15%	+ gedragsverandering (carpoolen, Nieuwe Rijden)	A, C
Hoog	35%	+ efficiëntere ontwerpen, absolute reductie	D, E

### C.3.3 Finale vraag

De besparingen uit de voorgaande paragraaf leiden tot een finale vraag per eindbeeld. Deze worden weergegeven in de volgende tabel.

Tabel 44 Opbouw finale vervoersvraag (in PJ)

	A	B	C	D	E	BAU
Finale vraag	155	183	155	119	119	183

### C.3.4 Vervoersmix

Net als bij de andere energievragen moet de finale vraag in worden gevuld door een mix van 'productie-eenheden'. In het geval van vervoer zijn dat verschillende typen motorbrandstoffen. Hierbij wordt onderscheidt gemaakt in de volgende type:

- traditioneel (fossiel: benzine, diesel, lpg, aardgas);
- elektriciteit;
- waterstof;
- biobrandstoffen.

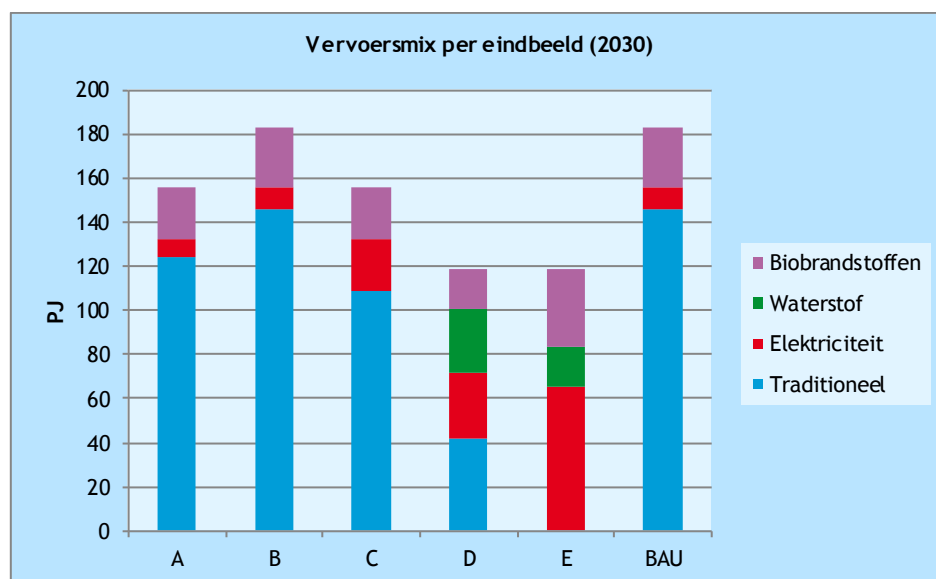
Vervoersexperts van CE Delft hebben een schatting gemaakt van de verdeling van deze typen over de verschillende eindbeelden. Hierbij is rekening gehouden met de verschillende criteria van de eindbeelden en verwachte mogelijkheden op het gebied van beschikbaarheid van technieken. De volgende tabel en grafiek geven hiervan een overzicht. Met name de omvang van de CO<sub>2</sub>-reductie en het aandeel hernieuwbaar bepalen in vergaande mate de mix.

Tabel 45 Verdeling vervoersmix per eindbeeld

	A	B	C	D	E	BAU
Traditioneel	80%	80%	70%	35%		80%
Elektriciteit	5%	5%	15%	25%	55%	5%
Waterstof				25%	15%	
Biobrandstoffen	15%	15%	15%	15%	30%	15%



Figuur 48 Opbouw vervoersmix per eindbeeld



### C.3.5 Productieconversie

De waarden uit de voorgaande paragraaf geven aan hoeveel energie op de aandrijf-as wordt gezet om het voertuig voort te laten bewegen. Om te bepalen hoeveel brandstof het voertuig in gaat, worden aannames gedaan over de gemiddelde efficiëntie per type brandstof. Dit zijn dezelfde efficiënties als in Bijlage C.3.1.

Tabel 46 Conversierendementen motorbrandstoffen

Type	Rendement aandrijving	Rendement productie
Traditioneel	35%	85%
Elektriciteit	80%	100%
Waterstof	60%	73%
Biobrandstoffen	35%	55%

### C.3.6 Primaire vraag

Het bruto eindverbruik van motorbrandstoffen komt overeen met de vraag aan de pomp en wordt bepaald door de functionele vraag te delen door het rendement van de aandrijving. De uiteindelijke primaire vraag wordt daarnaast mede bepaald door het rendement van de productie van de motorbrandstof. In Tabel 47 worden deze beide weergegeven.

Tabel 47 Bruto eindverbruik en primaire vraag van motorbrandstoffen

Bruto eindverbruik	A	B	C	D	E	BAU
Traditioneel	355	418	311	119	0	418
Elektriciteit	10	11	29	37	82	11
Waterstof	0	0	0	50	30	0
Biobrandstoffen	67	78	67	51	102	78
	431	508	406	256	213	508
Primair verbruik						
Traditioneel	418	492	366	140	0	492
Elektriciteit	10	11	29	37	82	11
Waterstof	0	0	0	68	41	0
Biobrandstoffen	121	142	121	93	185	142
	549	645	516	337	308	645

De primaire vraag naar elektriciteit en waterstof vormt de input voor de additionele vraag naar elektriciteit (zie Tabel 29 in Bijlage C.2.3).

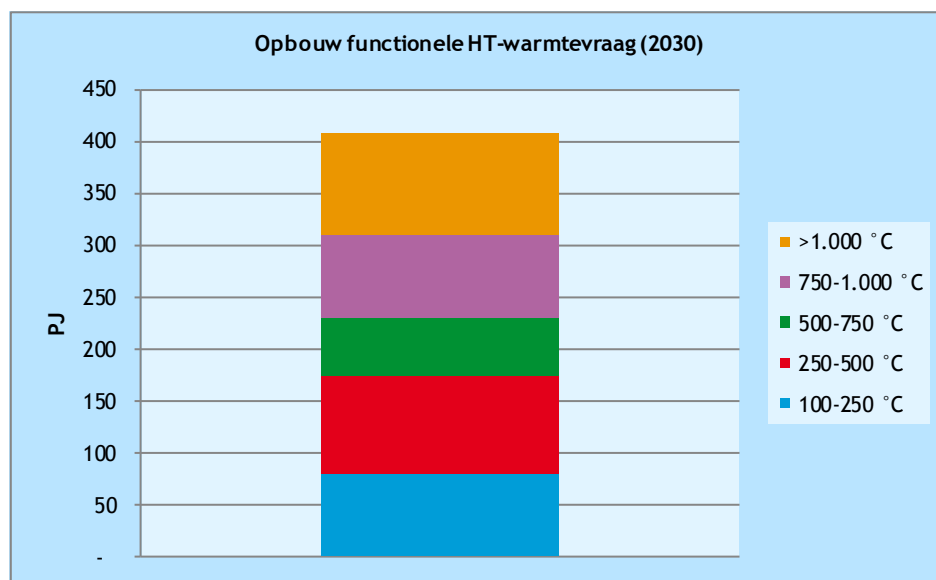
## C.4 Hoogwaardige warmte

De vraag naar warmte met temperaturen van meer dan  $\pm 100^\circ\text{C}$  komt op hoofdlijnen alleen voor in de industrie, waar het wordt ingezet als proceswarmte. De bandbreedte van deze warmte is zeer groot, van rond  $100^\circ\text{C}$  voor bijvoorbeeld de voedingsindustrie, tot meer dan  $1.500^\circ\text{C}$  bij de productie van metalen.

### C.4.1 Functionele vraag

De warmtevraag in Nederland is al jaren min of meer constant. Voor de functionele vraag naar HT-warmte voor processen is dan ook aangenomen dat de vraag in 2030 gelijk is aan die van 2012. Uit een studie van CE Delft (CE Delft, 2014) blijkt dat de finale HT-warmtevraag in de industrie in 2012 ongeveer 454 PJ bedraagt. Als wordt aangenomen dat dit met een gemiddeld rendement van 90% wordt geproduceerd, dan is de functionele HT-warmtevraag 409 PJ. In deze studie wordt aangenomen dat dit ook de functionele vraag in 2030 is. In Figuur 49 wordt de verdeling van deze vraag over de verschillende temperatuurniveaus weergegeven.

Figuur 49 Functionele HT-warmtevraag



Bron: (CE Delft, 2014).

### C.4.2 Efficiency achter de meter

Energiebesparingsmaatregelen voor HT-warmte zijn over het algemeen minder beschikbaar dan voor LT-warmte. Omdat bedrijven die werken met HT-warmte veelal goed op de hoogte zijn van hun energieverbruik voor warmte en het grote aandeel in de productiekosten van het energieverbruik, worden veel besparingsmaatregelen ook al getroffen. Desalniettemin blijft er nog een besparingspotentieel over (zie ook Bijlage L). Tabel 48 geeft de aangenomen besparingspercentages weer voor besparingen achter de meter.

Tabel 48 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Hoogwaardige warmte

Niveau	Besparing	Indicatie van type maatregelen	Eindbeeld
Laag	5%	Isolatie	B, BAU
Midden	10%	+ procesoptimalisatie	A, C
Hoog	20%	+ procesintegratie	D, E

### C.4.3 Finale vraag

Hoogwaardige warmte wordt in het Conversiemodel voorzien door enerzijds productie-eenheden in de industrie en anderzijds warmtelevering vanaf de elektriciteitsproductie uit WKK's, kolen- en gascentrales. Voor het bepalen van de finale vraag, wordt deze warmtelevering in mindering gebracht op de *basisvraag* die ontstaat door de functionele vraag te verrekenen met de efficiency achter de meter. In Tabel 49 wordt dit weergegeven.

Tabel 49 Opbouw finale HT-warmtevraag (in PJ)

	A	B	C	D	E	BAU
Finale vraag	262	324	209	182	86	280
Basisvraag	368	388	368	327	327	388
-/- HT centraal	11	40	64	121	19	13
-/- HT decentraal	95	24	95	24	122	95
-/- structuurverandering IND					100	

#### Structuurverandering industrie in Eindbeeld E

In het Eindbeeld E worden geen fossiele energiebronnen meer gebruikt voor energie-doelinden, waaronder motorbrandstoffen. Dit heeft grote structuurveranderingen in de industrie tot gevolg. Eén van de grootste is dat raffinaderijen niet levensvatbaar zijn en dus zullen verdwijnen (ook voor de omringende landen kan niet geproduceerd worden, omdat daar ook geen fossiele energiebronnen meer gebruikt worden). Deze structuurveranderingen hebben een grote impact op de vraag naar HT-warmte. Om hier pragmatisch een invulling aan te geven, is in Eindbeeld E een additionele 'korting' op de warmtevraag toegepast.

### C.4.4 Productiemix

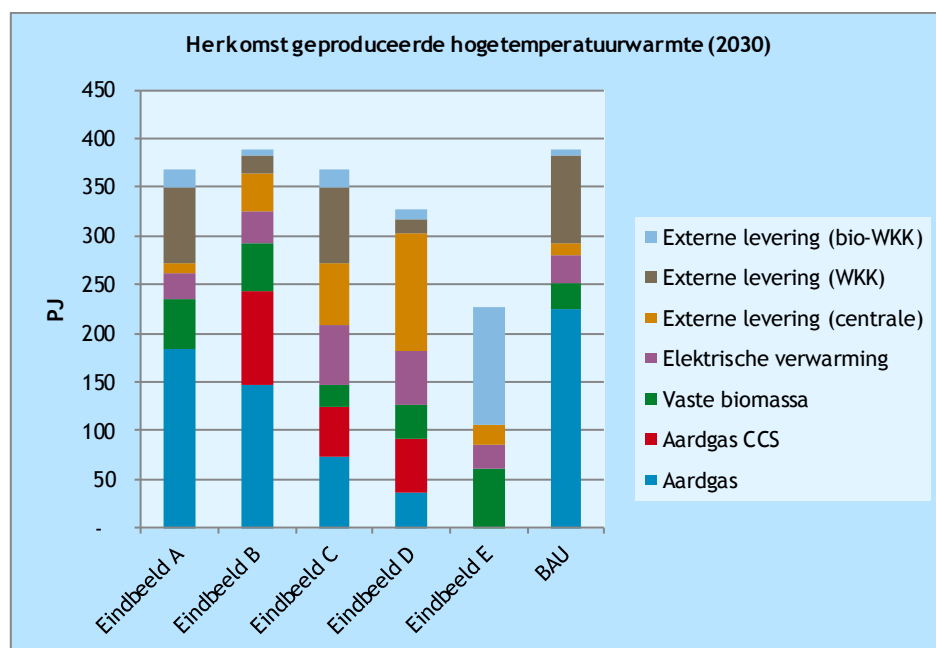
In de modelberekening is een viertal productiemogelijkheden onderscheiden voor HT-warmte. Dit zijn de opties naast HT-warmte uit centrale kolen- en gaseenheden en decentrale WKK's:

- aardgas;
- aardgas CCS;
- vaste biomassa;
- elektrische verwarming.

Deze vier opties zijn verantwoordelijk voor de productie van de finale vraag. Per eindbeeld is een aanname gedaan voor het aandeel van deze optie, waarmee wordt voldaan aan de criteria van het betreffende eindbeeld. In de volgende grafiek en tabel staan de uitkomsten en aannames weergegeven. Hierbij is eveneens aangegeven wat de oorsprong is van de warmtelevering.



Figuur 50 Productiemix HT-warmte



Opmerking: Het primaire energieverbruik van de externe warmtelevering wordt meegenomen bij de elektriciteitsproductie.

Tabel 50 Productiemix HT-warmte

	A	B	C	D	E	BAU
Aardgas	70%	45%	35%	20%		80%
Aardgas CCS		30%	25%	30%		
Vaste biomassa	20%	15%	10%	20%	70%	10%
Elektrische verwarming	10%	10%	30%	30%	30%	10%

### C.4.5 Productieconversie

Voor het berekenen van de benodigde primaire energie voor HT-warmte zijn de omzettingsrendementen gehanteerd, zoals weergegeven in Tabel 51. Hierin worden het rendement voor de conversie weergegeven en het rendement voor de productie van de brandstof. Dit laatste is alleen voor biomassa relevant, omdat hierbij een voorbehandeling van de biomassa nodig is, zoals het pelletiseren.

Tabel 51 Rendementen HT-warmte

Type	Rendement Conversie	Rendement productie
Aardgas	90%	100%
Aardgas CCS	90%	100%
Vaste biomassa	90%	90%
Elektrische verwarming	100%	100%

Opmerking: Het rendement voor de productie van elektriciteit wordt verrekend bij de elektriciteitsproductie.

### C.4.6 Primaire vraag

De primaire vraag voor HT-warmte volgt uit het verrekenen van de finale vraag met de productieconversie. In Tabel 52 staat daarvan de uitkomst.

Tabel 52 Primaire vraag van HT-brandstoffen

	A	B	C	D	E	BAU
Aardgas	204	162	81	40	0	249
Aardgas CCS	0	108	58	61	0	0
Vaste biomassa	65	60	26	45	74	35
Elektrische verwarming	26	32	63	55	26	28

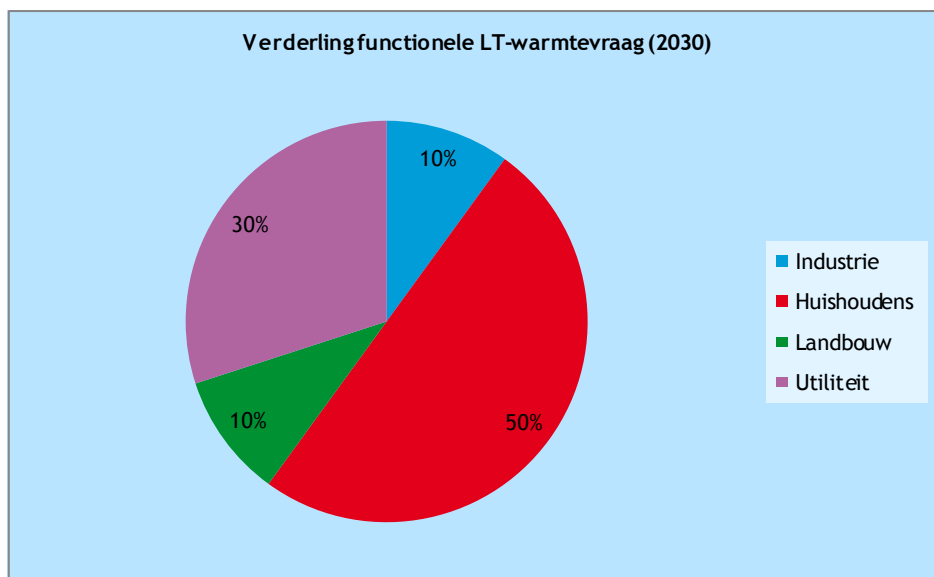
## C.5 Laagwaardige warmte

Het gebruik van laagwaardige warmte komt, met uitzondering van vervoer, in alle sectoren voor. Het wordt primair ingezet voor ruimteverwarming en warm tapwater. De drie belangrijkste vraagsectoren zijn huishoudens, bedrijven en glastuinbouw. Ook in de industrie wordt een beperkt deel gebruikt.

### C.5.1 Functionele vraag

Voor LT-warmte wordt dezelfde aanname gedaan als voor HT-warmte: op basis van de historische vraag, wordt voor 2030 dezelfde functionele vraag verwacht als voor 2012. Voor het bepalen van deze functionele vraag wordt dezelfde methode gebruikt als bij HT-warmte (90% van de finale warmtevraag). Uit een studie van CE Delft (CE Delft, 2014) blijkt dat de finale warmtevraag in 2012 ongeveer 740 PJ bedroeg. Hiermee komt de functionele vraag uit op 665 PJ. In Figuur 51 wordt de verdeling van deze vraag over de sectoren weergegeven, zoals deze is aangenomen voor deze studie.

Figuur 51 Verdeling LT-warmtevraag over sectoren



### C.5.2 Efficiency achter de meter

Besparing op LT-warmte heeft veel mogelijkheden. De belangrijkste zijn isolatie van muren, daken en ramen, maar ook gedragsveranderingen kunnen een aanzienlijke reductie leveren. Omdat LT-warmte in vier verschillende sectoren wordt gebruikt, is de diversiteit aan besparingsmaatregelen zeer groot. In Bijlage J tot en met Bijlage M wordt hiervan een overzicht gegeven. Om invulling te geven aan deze veelheid en complexiteit aan mogelijkheden, is in deze studie gekozen voor een drietal besparingsniveaus. Dit wordt weergegeven in de volgende tabel. Voor BAU wordt een besparing van 10% aangenomen, dit komt qua ordegrrootte overeen met de ambities uit het Energieakkoord voor duurzame groei. Eindbeelden A, C, D en E hebben additioneel daarop een hogere besparing.

Tabel 53 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Laagwaardige warmte

Niveau	Besparing	Indicatie van type maatregelen	Eindbeeld
Laag	10%	Zuinig gedrag	B, BAU
Midden	25%	+ beperkte isolatie	A, C
Hoog	50%	+ vergaande isolatie	D, E

### C.5.3 Finale vraag

Vanuit de centrale kolen- en gascentrales en de decentrale WKK's wordt LT-warmte geleverd aan de verschillende sectoren. Deze warmte wordt in mindering gebracht op de finale vraag, net als bij HT-warmte. De resterende finale vraag moet worden ingevuld door de warmtetechnieken die zijn meegenomen in de studie.

Tabel 54 Opbouw finale LT-warmtevraag (in PJ)

	A	B	C	D	E	BAU
Finale vraag	409	506	394	255	166	501
Basisvraag	499	599	499	333	333	599
-/- LT centraal	35	79	50	64	17	43
-/- LT decentraal	55	14	55	14	150	55

### C.5.4 Productiemix

De huidige LT-warmtevoorziening berust bijna volledig op aardgas. In de verschillende eindbeelden vindt hier een verschuiving in plaats. Binnen deze studie kan de LT-warmte worden opgewekt door:

- CV-ketel;
- warmtepomp;
- geothermie;
- industriële restwarmte;
- elektrische verwarming;
- zonneboiler.

Hoewel in de praktijk het aantal technieken vele malen groter is, is voor deze studie een keuze gemaakt uit de grotere technieken, waarvan de komende vijftien jaar een significante bijdrage verwacht mag worden in het leveren van de LT-warmte. Ook binnen de opties die nu worden meegenomen zit veel

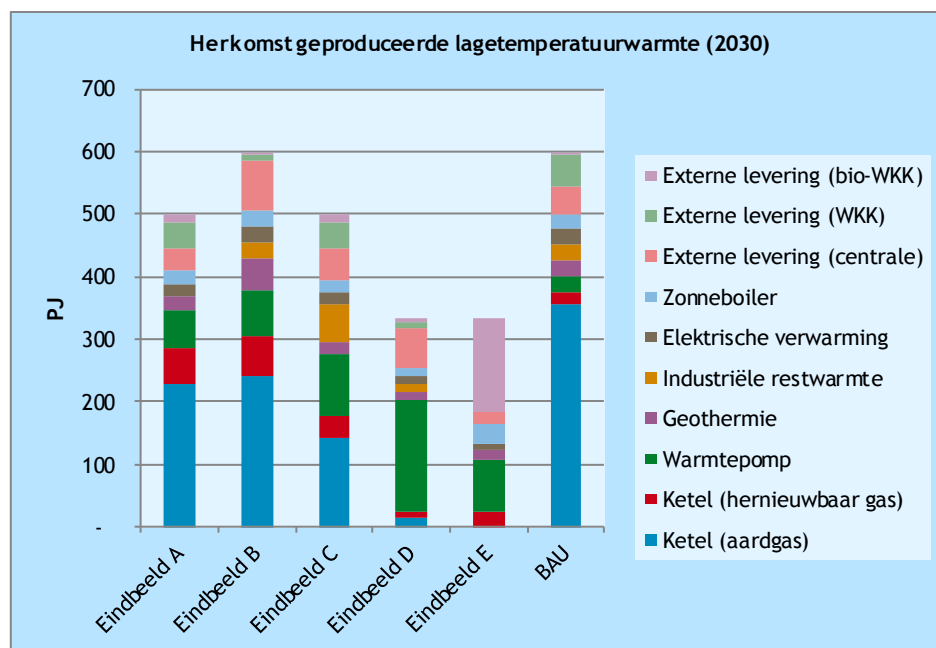




variatie, voor de modelberekening is echter telkens uitgegaan van één representatieve eenheid met haar respectievelijke eigenschappen<sup>24</sup>. Daarnaast wordt warmte geproduceerd uit de eerder genoemde centrale en decentrale elektriciteitsproductie.

Op basis van expert opinions en de criteria per eindbeeld, is een productiemix samengesteld waarmee aan de criteria wordt voldaan. In de volgende grafiek en tabel wordt deze productiemix weergegeven.

Figuur 52 Productiemix LT-warmte



Opmerking: Het primaire energieverbruik van de externe warmtelevering wordt meegenomen bij de elektriciteitsproductie.

Tabel 55 Productiemix LT-warmte

	A	B	C	D	E	BAU
CV-ketel	70%	60%	45%	10%	15%	75%
Warmtepomp	15%	15%	25%	70%	50%	5%
Geothermie	5%	10%	5%	5%	10%	5%
Industriële restwarmte		5%	15%	5%		5%
Elektrische verwarming	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Zonneboiler	5%	5%	5%	5%	20%	5%

### C.5.5 Productieconversie

De omzettingsrendementen van de LT-warmtetechnieken zijn zeer divers, ook tussen opties van dezelfde techniek. Om toch berekeningen te kunnen maken en de complexiteit te beperken, is voor de gebruikte technieken aannames gedaan over hun conversierendement. In Tabel 56 worden die weergegeven.

<sup>24</sup> Als gevolg hiervan worden technieken als hybride warmtepompen, brandstofcellen (ook voor elektriciteitsproductie), WKO of bodemwarmtewisselaars niet expliciet meegenomen, maar vallen binnen de bandbreedte van de gehanteerde onzekerheid op de conversierendementen. De inzet van vaste biomassa voor LT-warmte is niet meegenomen.



Tabel 56 Conversierendementen LT-warmte

Optie	Rendement conversie
CV-ketel (onderwaarde)	90%
Warmtepomp	350%
Geothermie	90%
Industriële restwarmte	90%
Elektrische verwarming	100%
Zonneboiler	100%

In toelichting op de bovengenoemde rendementen:

- CV-ketel: rendement van 90% op onderwaarde is het gemiddeld opwekrendement voor ruimteverwarming én warm tapwater.
- Warmtepomp: een gemiddelde COP van 3,5 voor de mix van alle warmtepompen die als bron buitenlucht, water of bodem hebben. Hieronder kunnen ook de hybride warmtepompen vallen in combinatie met een HR-ketel.
- Geothermie: omrekenen van geothermie naar primair energieverbruik gaat volgens het Protocol Monitoring Hernieuwbare Energie (RVO, 2010) op basis van een referentierendement (90%) en het elektriciteitsgebruik van de pompinstallatie (COP 30). Het elektriciteitsgebruik wordt meegenomen in de elektriciteitsvraag.
- Industriële restwarmte: omrekenen naar primaire energie met een referentierendement van 90% (vergelijkbaar met het rendement van een ketel in de industrie).
- Elektrische verwarming: 100% van de geproduceerde warmte uit de omzetting van elektriciteit wordt nuttig toegepast.
- Zonneboiler: aangenomen dat de geproduceerde warmte 1-op-1 warmte uit een andere bron bespaart. Referentierendement van 90% omzetting voor warmte uit aardgas, +10% ‘rendementsverlies’ door gebruikte hulpenergie. Overall conversierendement: 100%.

### C.5.6 Primaire vraag

Aan de hand van de rendementen in de voorgaande paragraaf kan de primaire energievraag voor LT-warmte worden berekend. In Tabel 57 staat daarvan de uitkomst.

Tabel 57 Primaire energievraag voor LT-warmte

	A	B	C	D	E	BAU
CV-ketel	318	337	197	28	28	417
Warmtepomp	18	22	28	51	24	7
Geothermie	23	56	22	14	18	28
Industriële restwarmte	0	28	66	14	0	28
Elektrische verwarming	20	25	20	13	8	25
Zonneboiler	20	25	20	13	33	25

## C.6 Brandstofmix

In het Conversiemodel is het voor enkele technieken mogelijk om te rekenen met verschillende samenstellingen van de brandstof. Dit is van toepassing voor centrale elektriciteitsproductie op vaste brandstof, decentrale eenheden op gasvormige brandstof.



## Vaste brandstof

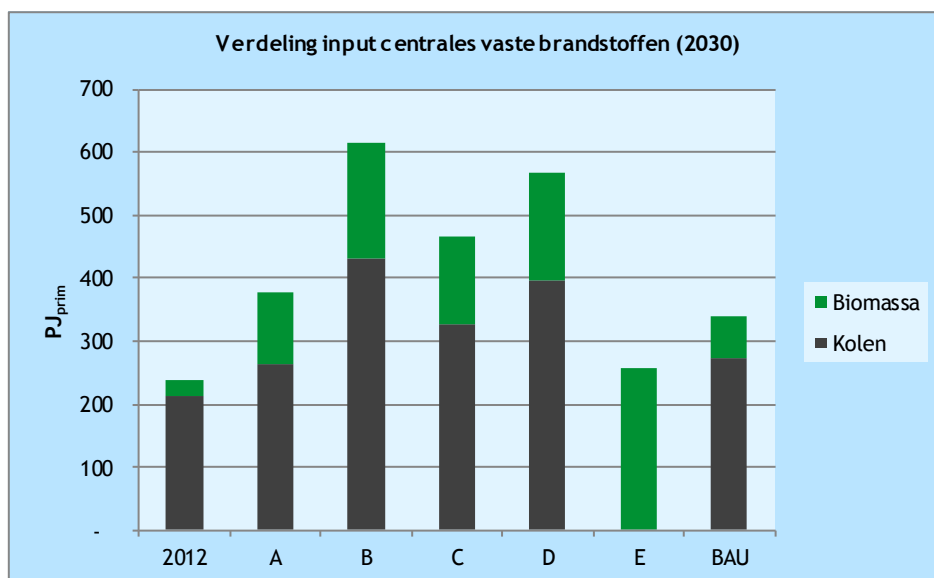
De centrale eenheden op vaste brandstof zijn de kolencentrales. In de kolencentrales kan biomassa worden meegestookt. In het model is rekening de mogelijkheid opgenomen dat dit meestookpercentage kan variëren tussen de 0 en 100% (volledig kolen en stand alone biomassacentrale). Op deze wijze kan voor het centrale productiepark, op een generieke wijze, een gemiddelde meestookpercentage worden doorgerekend. Dit heeft effect op het aandeel hernieuwbaar en de uiteindelijke CO<sub>2</sub>-reductie.

In Tabel 58 staan de waarden voor het gemiddelde meestookpercentage dat van toepassing is op de centrales op vaste brandstof. Hierbij is ter referentie de waarde van 2012 weergegeven. De waarden zijn gebaseerd op expert schattingen en verwachtingen op basis van de technische mogelijkheden. In het eindbeeld van BAU wordt aangenomen dat in 2030 meer dan 80 PJ vaste biomassa wordt gebruikt bij de productie van elektriciteit. Dit is deels het verbranden van afval in AVI's, maar grotendeels de meestook in kolencentrales. Deze meestook komt daarmee boven de 25 PJ uit die is afgesproken voor 2023 in het Energieakkoord voor duurzame groei. In deze studie is aangenomen dat in het BAU, de meestook van biomassa na 2023 groeit, om invulling te geven aan aanvullende doelstellingen uit Europa, welke verder gaan dan de doelen uit het Energieakkoord voor duurzame groei.

Tabel 58 Verdeling input centrales op vaste brandstoffen

	2012	A	B	C	D	E	BAU
Kolen	89%	70%	70%	70%	70%	0%	80%
Biomassa	11%	30%	30%	30%	30%	100%	20%

Figuur 53 Absolute hoeveelheden inzet vaste brandstoffen



## Gasvormige brandstof

Net als bij de vaste brandstof, is het ook bij gasvormige brandstoffen mogelijk om te mengen. Het gaat hierbij om aardgas, groen gas en waterstof. Om praktische redenen is aangenomen dat *mixgas* dat hierdoor ontstaat alleen in decentrale eenheden wordt toegepast, zowel voor elektriciteit als warmte.

Hiermee wordt dus een benadering gegeven van de inzet van bio-WKK's of groen gas gebruik in HR-ketels:

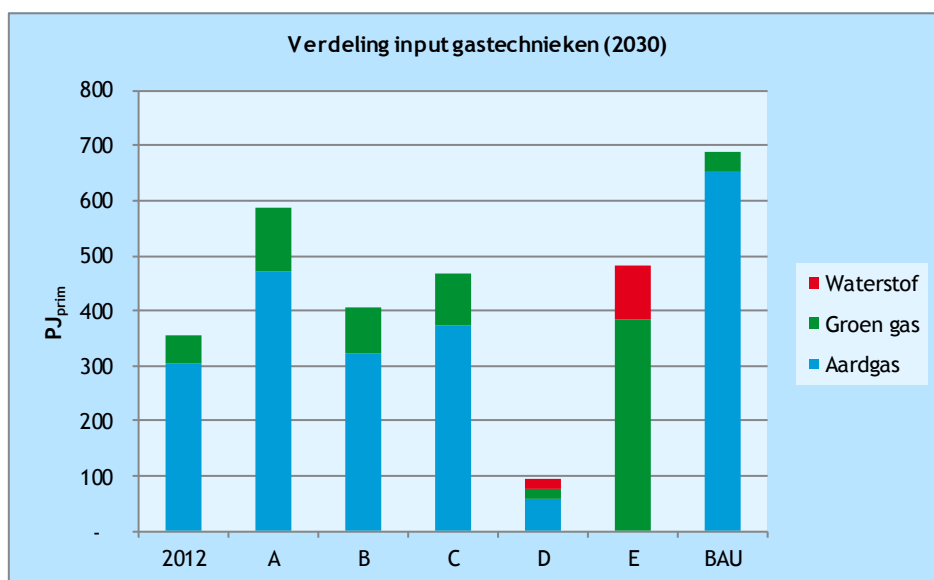
- WKK + HT;
- WKK + LT;
- mWKK + LT;
- CV-ketel<sup>25</sup>.

Tabel 59 geeft de percentages per eindbeeld weer. De hoogte van de percentages komt voort uit expert schattingen en verwachtingen aan de hand van technische mogelijkheden.

Tabel 59 Verdeling input decentrale technieken op gasvormige brandstoffen

	2012	A	B	C	D	E	BAU
Aardgas	86%	80%	80%	80%	60%	0%	95%
Groen gas	14%	20%	20%	20%	20%	80%	5%
Waterstof						20%	

Figuur 54 Absolute hoeveelheden inzet gasvormige brandstoffen



<sup>25</sup> Aangenomen wordt dat er geen mixgas wordt ingezet voor HT-warmte in de industrie. Dit is wel mogelijk via WKK's met HT-warmteproductie.



# Bijlage D Eindbeelden & scenario's

## D.1 Eindbeeld en Scenario A

### D.1.1 Eindbeeld A

Eindbeeld A kenmerkt zich door een CO<sub>2</sub>-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 100% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde efficiency achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 60.

Tabel 60 Uitgangspunten Eindbeeld A

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Midden</i>

## Elektriciteit

### Vraag

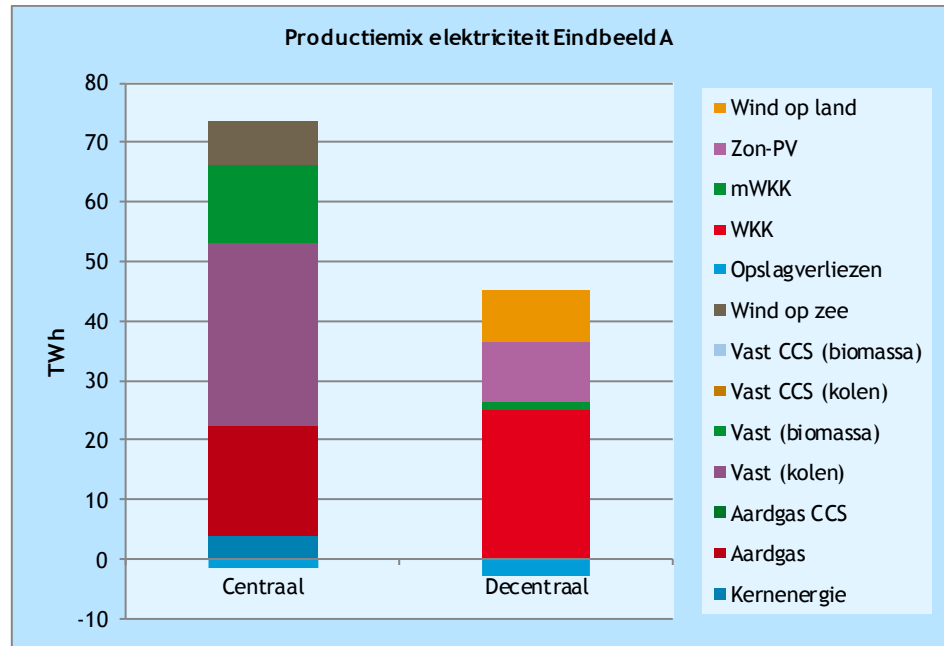
De vraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag uit de verschillende sectoren met een besparing van 25% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit (bijvoorbeeld warmtepompen).

### Aanbod

Het aanwezige decentrale potentieel wordt volledig benut. Als gevolg hiervan vult de decentrale productie van elektriciteit ongeveer een derde van de totale elektriciteitsvraag in. In de volgende grafiek wordt weergegeven op welke wijze de elektriciteitsproductie plaatsvindt.



Figuur 55 Productiemix elektriciteit Eindbeeld A

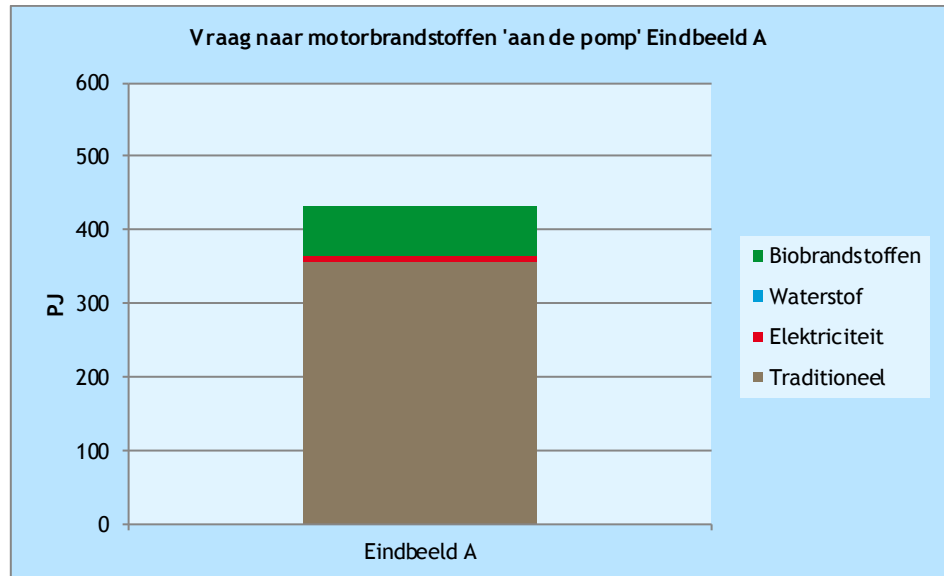


In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die vaste brandstof gebruiken. Deze brandstof heeft een gemiddelde mix van 30% biomassa en 70% kolen. Het gas in de centrale eenheden bestaat volledig uit aardgas, het gas in de decentrale eenheden bestaat voor 20% uit groen gas. Tezamen met de andere hernieuwbare opties, heeft 37% van de gebruikte elektriciteit een hernieuwbare oorsprong. In dit eindbeeld vindt nergens de toepassing van CCS plaats.

### Motorbrandstoffen

Op de vraag naar motorbrandstoffen voor de transportbehoefte wordt in dit eindbeeld 15% bespaard. De resulterende vraag wordt vervolgens grotendeels ingevuld met traditionele brandstoffen (benzine en diesel), biobrandstoffen en elektrisch vervoer. In totaal heeft 16% van de motorbrandstoffen een hernieuwbare bron. Figuur 56 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 56 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld A



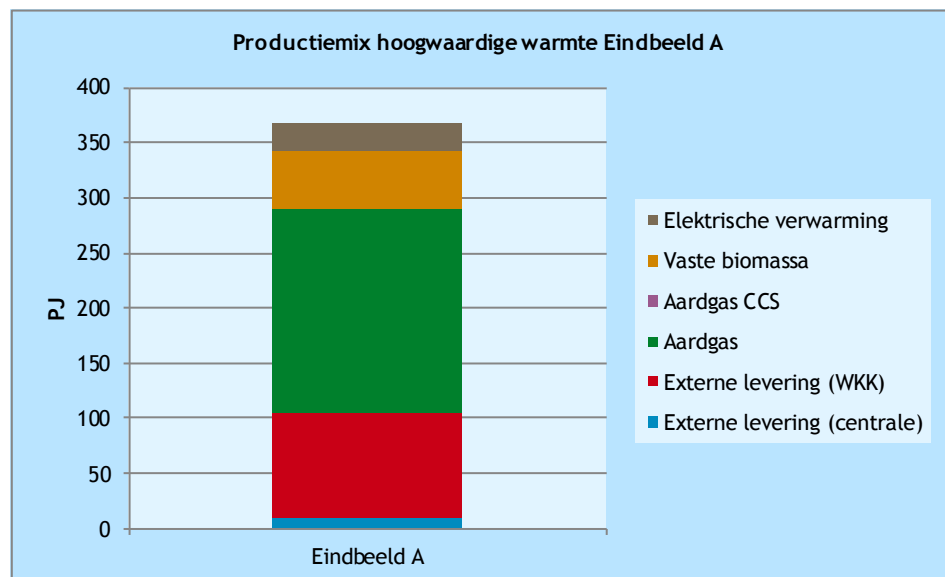
### Hoogwaardige warmte

De vraag naar hoogwaardige warmte komt volledig uit de industriële sector. In dit eindbeeld wordt 10% op deze warmtevraag bespaard. De invulling van deze vraag verloopt via twee routes:

- vanuit de elektriciteitsproductie vindt warmtelevering plaats in de vorm van stoom uit elektriciteitscentrales en WKK's;
- de resterende warmtevraag wordt in de sector zelf geproduceerd door ketels (gas of biomassa) of elektriciteit.

In Figuur 57 wordt de productiemix van de hoogwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 23% een hernieuwbare oorsprong.

Figuur 57 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld A



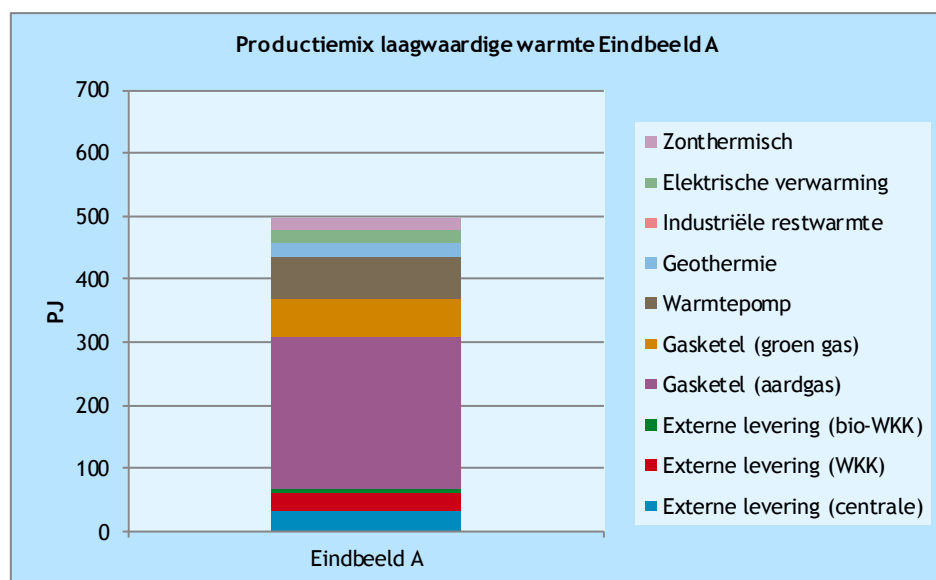
## Laagwaardige warmte

De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de gebouwde omgeving veruit de grootste. Op de vraag naar laagwaardige warmte kan in dit eindbeeld 25% worden bespaard.

Net als bij hoogwaardige warmte, vindt ook hier een koppeling plaats met warmtelevering vanuit de elektriciteitsproductie. De resterende warmtevraag wordt ingevuld met ketels, warmtepompen, geothermie, elektrische verwarming, zonthermische systemen en industriële restwarmte.

In Figuur 58 wordt de productiemix van voor laagwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 31% een hernieuwbare oorsprong. Een deel hiervan komt door groen gas dat wordt ingevoerd op het gasnetwerk (20%) en wordt gebruikt in de ketels en WKK's.

Figuur 58 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld A



## Totaal energiegebruik

De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 59 wordt de opbouw van het bruto eindverbruik voor Eindbeeld A weergegeven.

In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld<sup>26</sup>. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 59 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld A weergegeven.

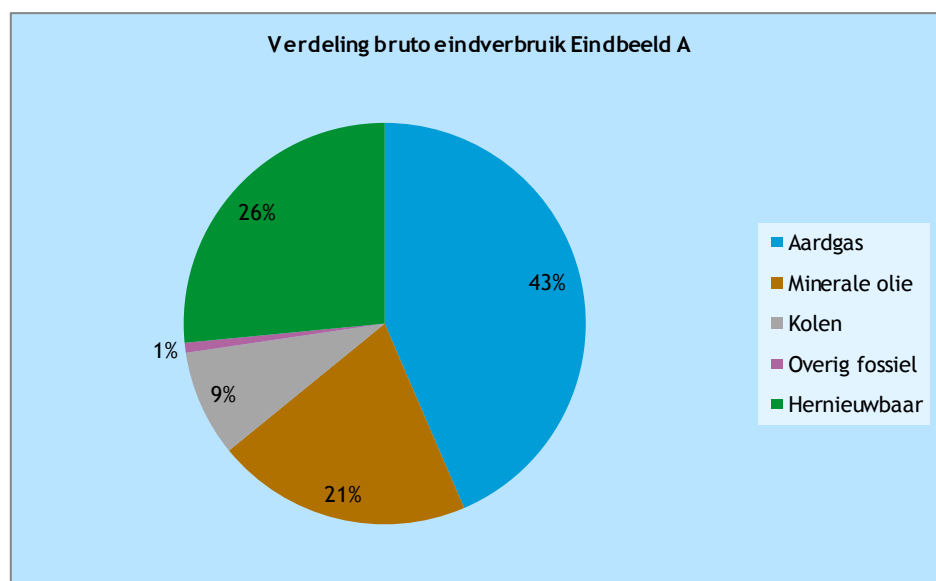
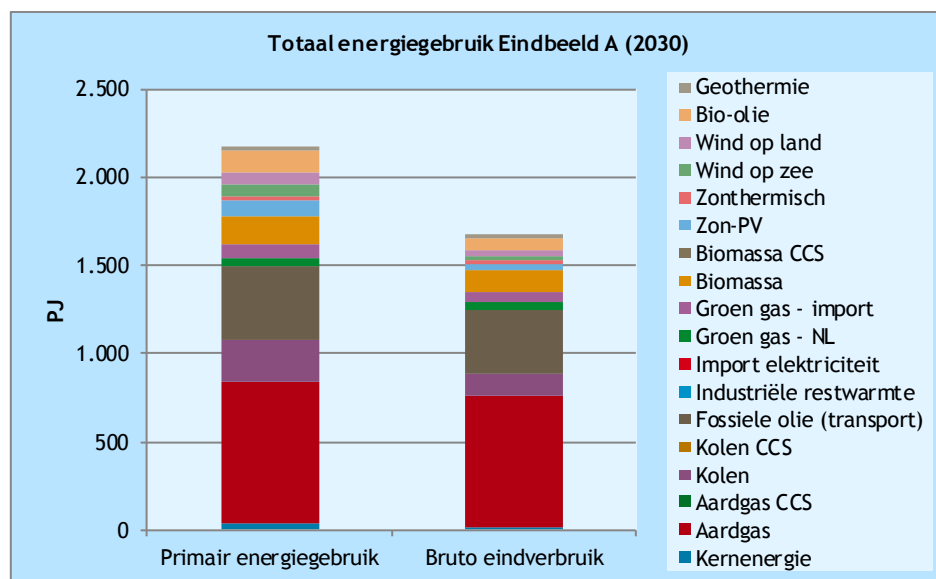
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 37% van het primaire gebruik en 44% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door minerale oliën (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer

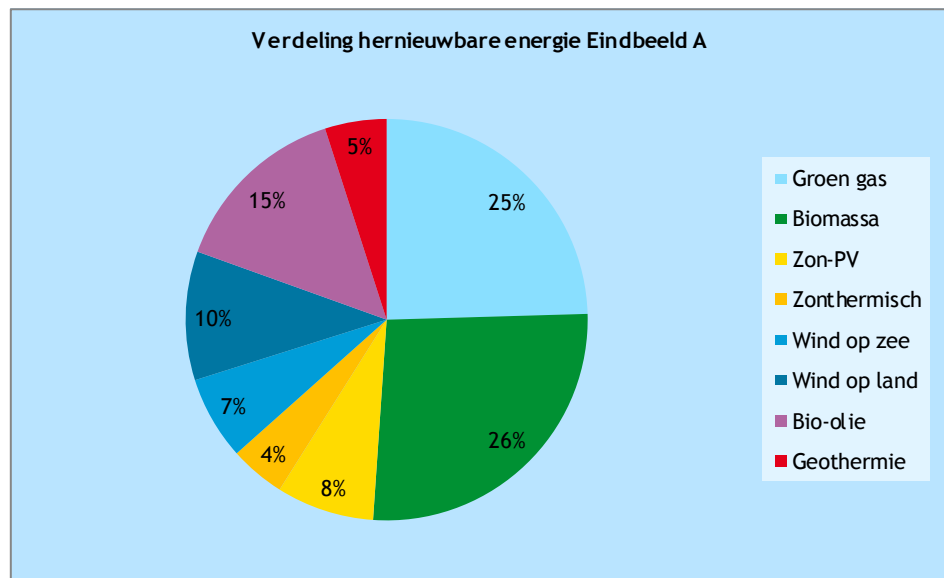
<sup>26</sup> Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.



10%). In dit eindbeeld heeft 26% van het bruto eindverbruik een hernieuwbare oorsprong. Een kwart komt hierbij van bijstook van biomassa in kolencentrales en een kwart van groen gas. Biobrandstoffen nemen 15% voor hun rekening.

Figuur 59 Totaal energiegebruik Eindbeeld A



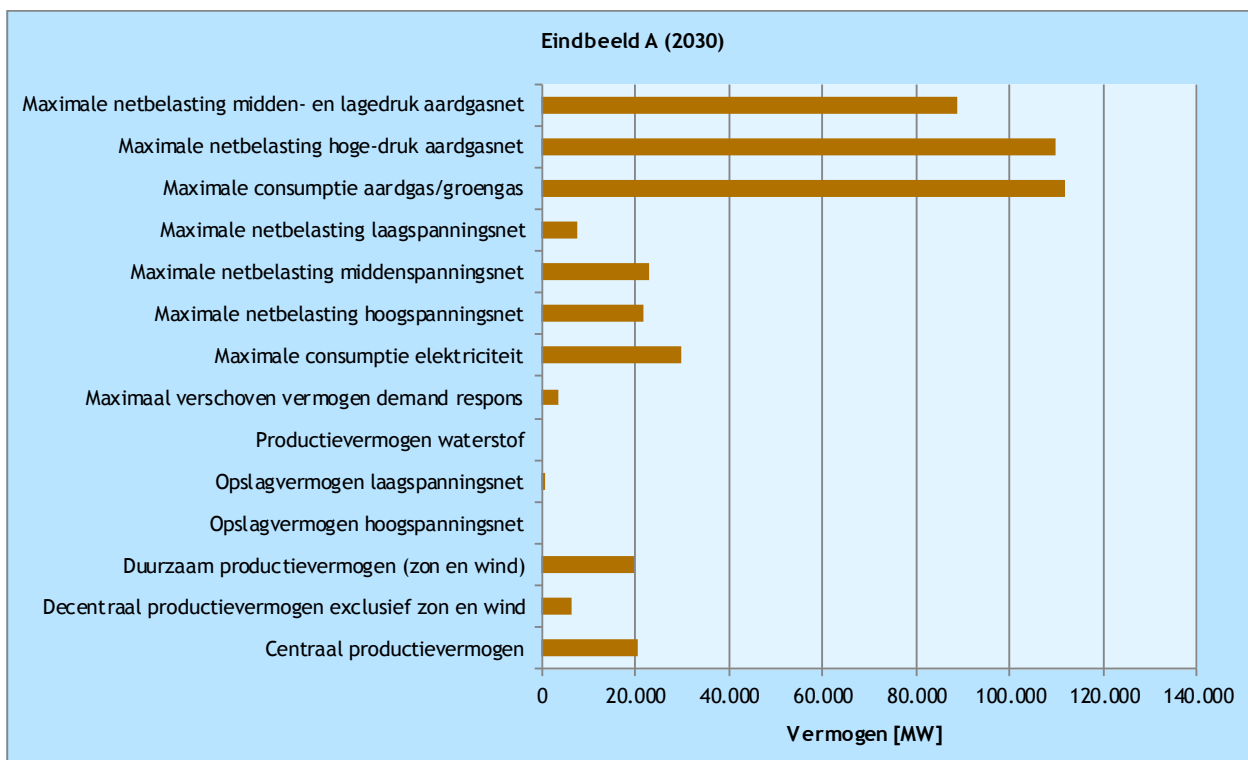


### Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 60 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. Voor het gasnet en het elektriciteitsnet zijn de maximale belasting en de maximale totale gas<sup>27</sup>- en elektriciteitsconsumptie weergegeven. Het maximaal verschoven vermogen ten gevolge van demand respons is gebaseerd op een verschuifbaar percentage vermogen van 5% voor woningen en bedrijven op laagspanning en 15% voor bedrijven en industrie op midden en hoogspanning. Er wordt beperkt opslag toegepast op laagspanningsniveau vanwege zon-PV en het handhaven van power quality. Centraal opslagvermogen is niet nodig om een import/exportsaldo te vermijden. Het meeste vermogen wordt nog via het aardgasnet getransporteerd. Het decentraal (duurzaam) productievermogen is groter dan het centraal productievermogen.

<sup>27</sup> Gebaseerd op de onderste verbrandingswaarde (onderwaarde) van aardgas (31,67 MJ/m<sup>3</sup>).

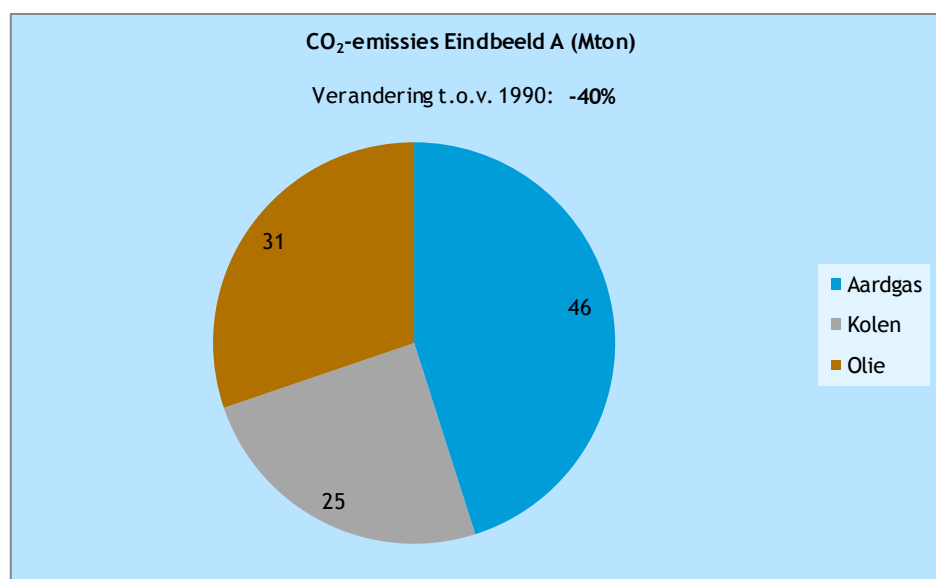
Figuur 60 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld A



### Emissies

De CO<sub>2</sub>-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Aangezien er geen CCS plaatsvindt in het eindbeeld, komt de CO<sub>2</sub>-emissie volledig van rekening van het totaalgebruik van deze fossiele energiebronnen. Figuur 61 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 40% CO<sub>2</sub>-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

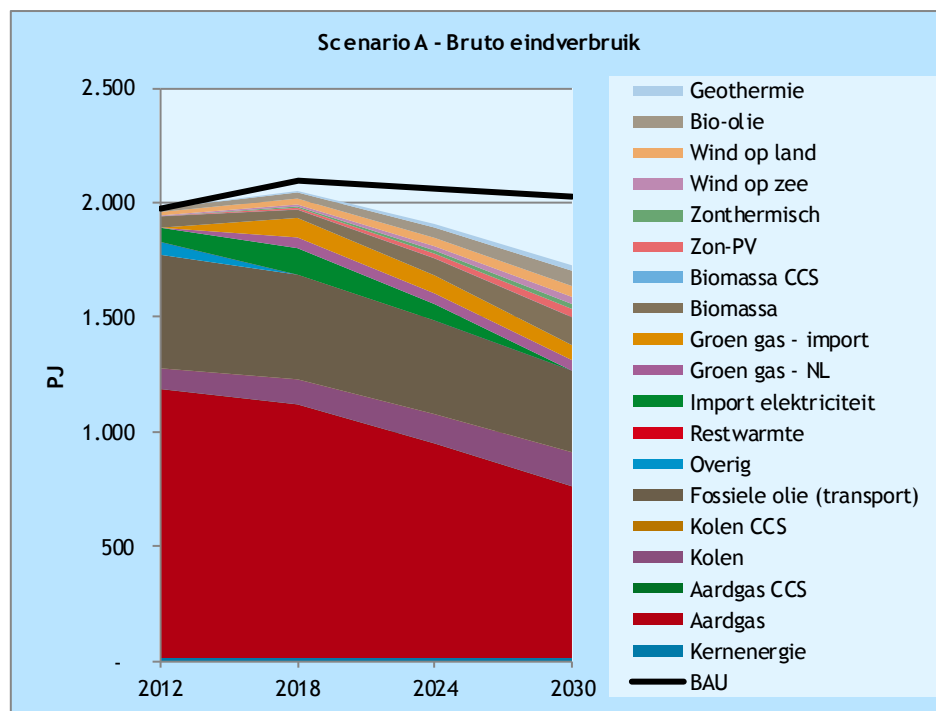
Figuur 61 CO<sub>2</sub>-emissies Eindbeeld A



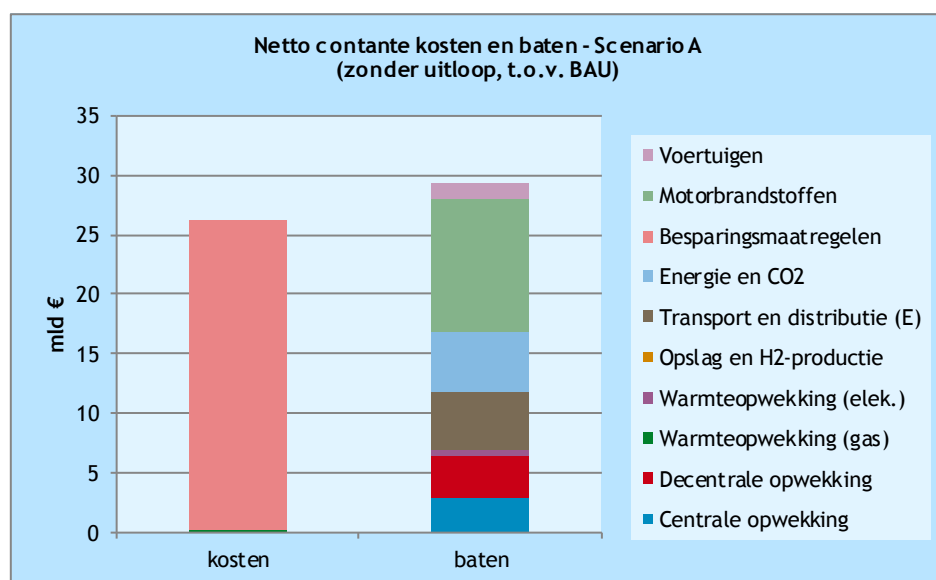
### D.1.2 Scenario A

Figuur 62 geeft het verloop van het energieverbruik weer volgens de bruto eindverbruikmethode. Duidelijk zichtbaar is de besparing ten opzichte van het BAU. Daarnaast neemt aardgas sterk af, maar blijft het de dominante energiebron. Vaste biomassa en groen gas zijn de grootste 'groeiers' in dit scenario. De omvang en het aandeel van decentrale productie van elektriciteit blijft ongeveer gelijk gedurende de gehele periode.

Figuur 62 Scenario A



Figuur 63 Totale netto contante kosten Scenario A



Scenario A is ten opzichte van het BAU meer baten dan kosten. Ten opzichte van BAU zijn de kosten voor energiebesparing aanzienlijk hoger, maar wordt tegelijk ook meer bespaard op brandstofkosten en motorbrandstoffen. Daarnaast zijn de kosten voor de energie-infrastructuur lager dan in het BAU.

## D.2 Eindbeeld en Scenario B

### D.2.1 Eindbeeld B

Eindbeeld B kenmerkt zich door een CO<sub>2</sub>-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 25% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een lage besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 61.

Tabel 61 Uitgangspunten Eindbeeld B

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Laag</i>

## Elektriciteit

### Vraag

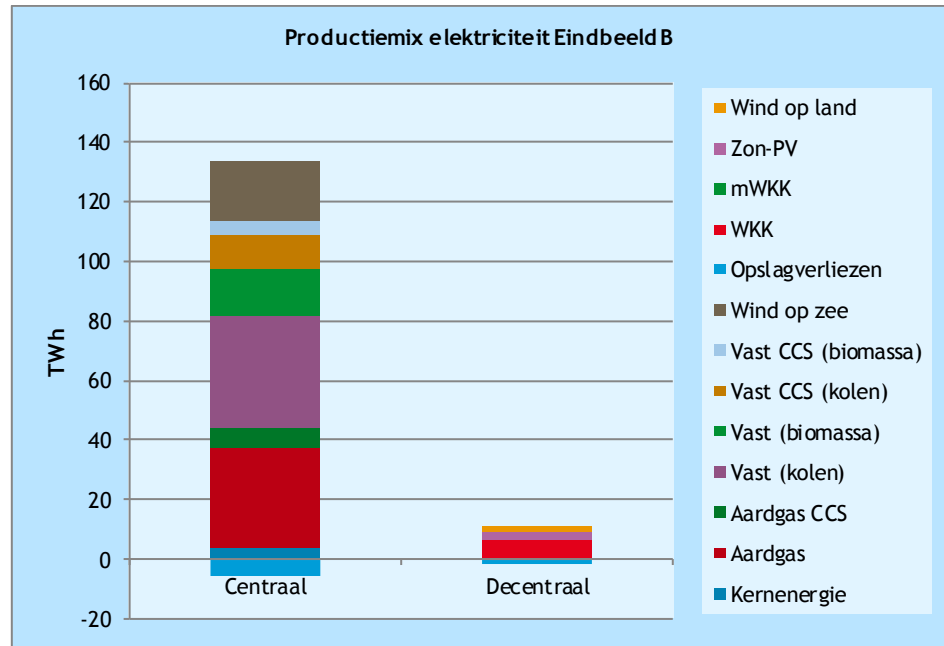
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 10% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit (bijvoorbeeld warmtepompen).

### Aanbod

Het aanwezige decentrale potentieel wordt beperkt benut (<25%). Als gevolg hiervan voorzien de decentrale opties in 7% van de totale elektriciteitsvraag. In Figuur 64 wordt weergegeven op welke wijze de elektriciteitsproductie plaatsvindt.



Figuur 64 Productiemix elektriciteit Eindbeeld B



In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die vaste brandstof gebruiken. Deze brandstof heeft een gemiddelde mix van 30% biomassa en 70% kolen. Het gas in de centrale eenheden bestaat volledig uit aardgas, het gas in de decentrale eenheden bestaat voor 20% uit groen gas. Tezamen met de andere hernieuwbare opties, heeft 32% van de gebruikte elektriciteit een hernieuwbare oorsprong.

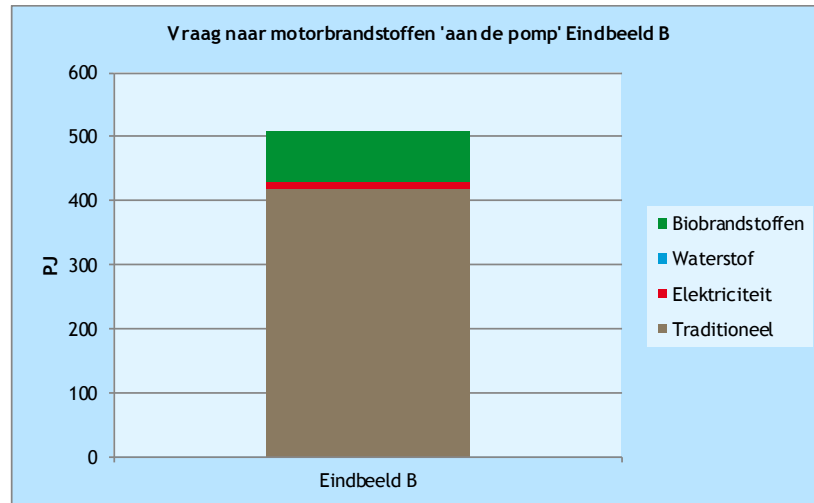
In dit eindbeeld vindt zowel bij vaste als gascentrales beperkt CCS plaats.

### Motorbrandstoffen

Op de vraag naar motorbrandstoffen voor de transportbehoefte wordt in dit eindbeeld aangenomen dat er geen besparing plaatsvindt. De resulterende vraag wordt vervolgens grotendeels ingevuld met traditionele brandstoffen (benzine en diesel), biobrandstoffen en elektrisch vervoer. In totaal heeft 16% van de motorbrandstoffen een hernieuwbare bron.

Figuur 65 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 65 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld B



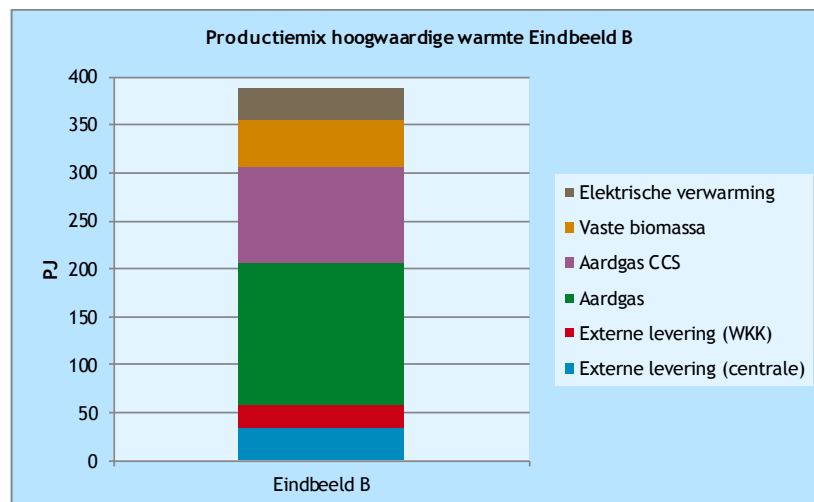
### Hoogwaardige warmte

De vraag naar hoogwaardige warmte komt volledig uit de industriële sector. In dit eindbeeld wordt 5% op deze warmtevraag bespaard. De invulling van deze vraag verloopt via twee routes:

- vanuit de elektriciteitsproductie vindt warmtelevering plaats in de vorm van stoom uit elektriciteitscentrales en WKK's;
- de resterende warmtevraag wordt in de sector zelf geproduceerd door ketels (gas (met en zonder CCS) of biomassa) of elektriciteit.

In Figuur 66 wordt de productiemix van de hoogwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 20% een hernieuwbare oorsprong.

Figuur 66 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld B



### Laagwaardige warmte

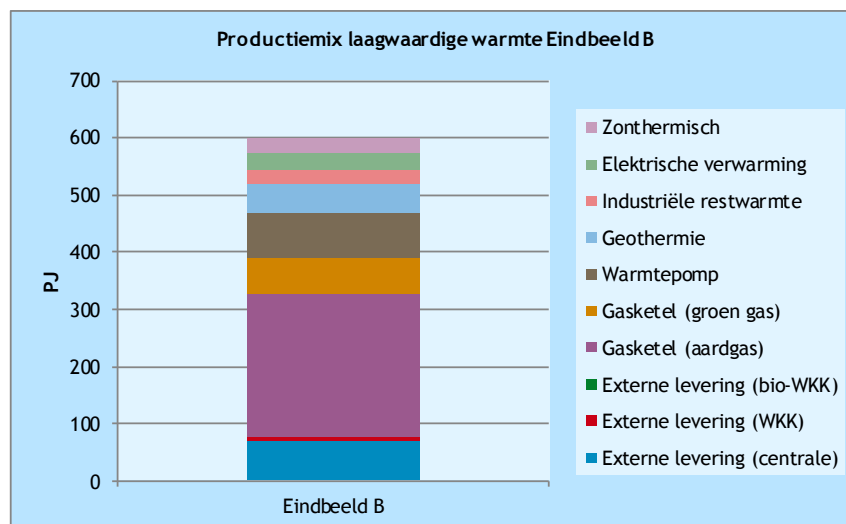
De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de

gebouwde omgeving veruit de grootste. Op de vraag naar laagwaardige warmte kan in dit eindbeeld 10% worden bespaard.

Net als bij hoogwaardige warmte, vindt ook hier een koppeling plaats met warmtelevering vanuit de elektriciteitsproductie. De resterende warmtevraag wordt ingevuld met ketels, warmtepompen, geothermie, elektrische verwarming, zonthermische systemen en industriële restwarmte.

In Figuur 67 wordt de productiemix van voor laagwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 34% een hernieuwbare oorsprong. Een deel hiervan komt groen gas dat wordt ingevoerd op het gasnetwerk (20%) en wordt gebruikt in de ketels en WKK's.

Figuur 67 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld B



### Totaal energiegebruik

De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 68 wordt de opbouw van het bruto eindverbruik voor Eindbeeld B weergegeven.

In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld<sup>28</sup>. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 68 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld B weergegeven.

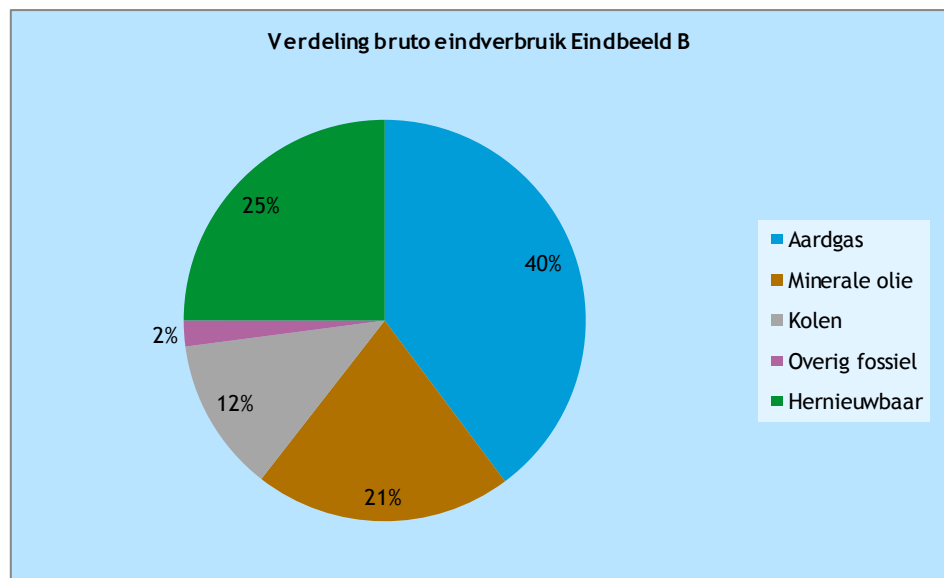
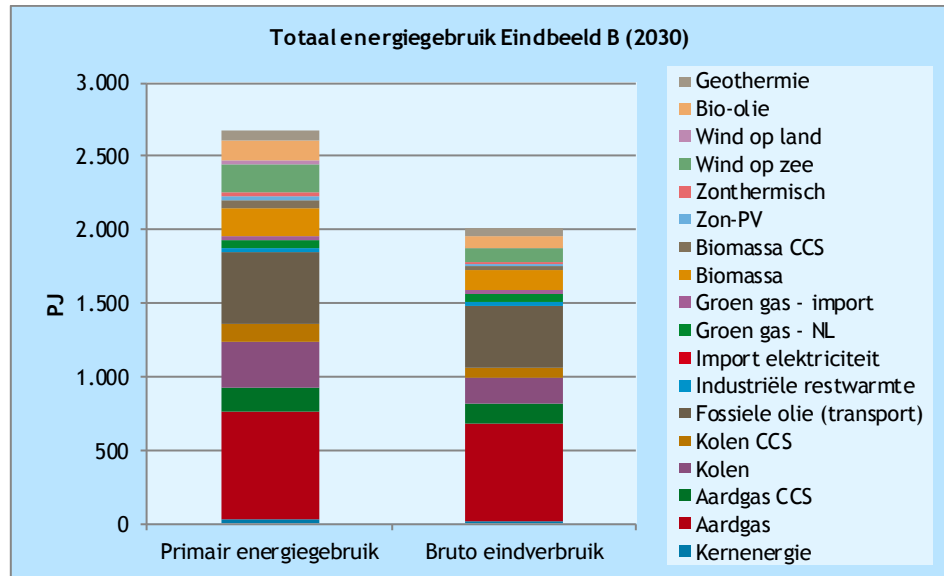
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 34% van het primaire gebruik en 40% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door minerale oliën (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer 10%).

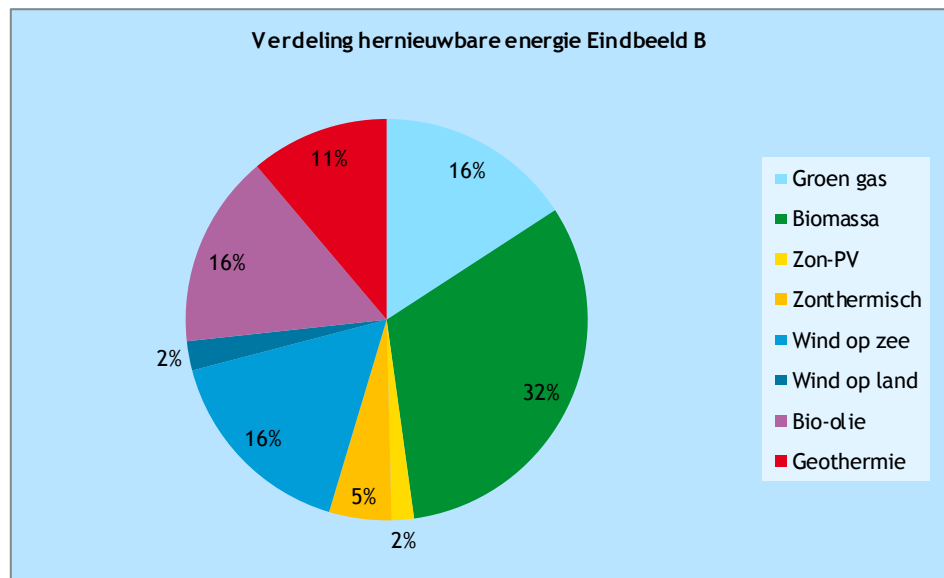
In dit eindbeeld heeft 25% van het bruto eindverbruik een hernieuwbare oorsprong. Bijna een derde komt hierbij van bijstook van biomassa in kolencentrales en 17% van groen gas. Wind op zee en biobrandstoffen nemen 15% voor hun rekening.

<sup>28</sup> Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.



Figuur 68 Totaal energiegebruik Eindbeeld B

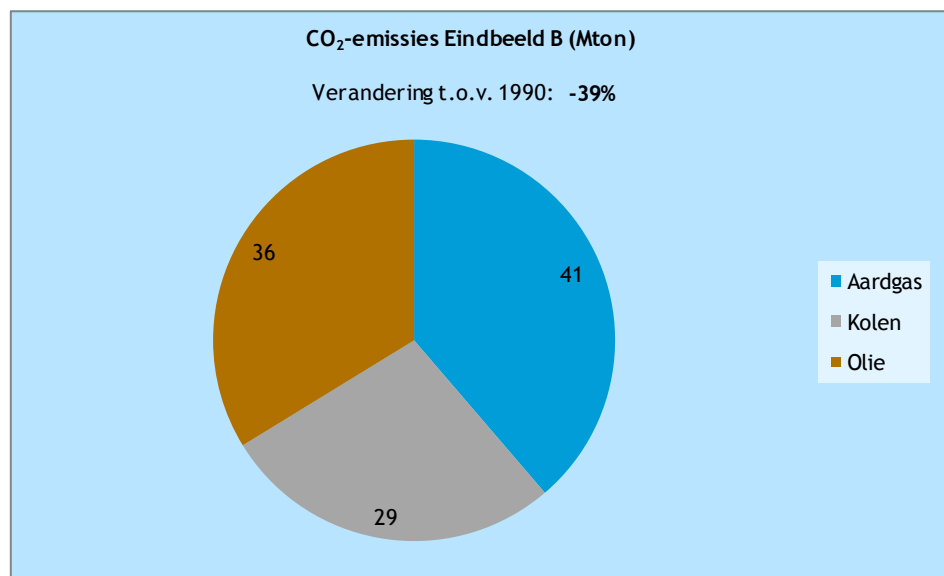




### Emissies

De CO<sub>2</sub>-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Ondanks het hogere verbruik van primaire brandstoffen, ten opzichte van Eindbeeld A, vindt er meer CO<sub>2</sub>-reductie plaats. Dit komt door de toepassing van CCS. Figuur 69 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 39% CO<sub>2</sub>-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

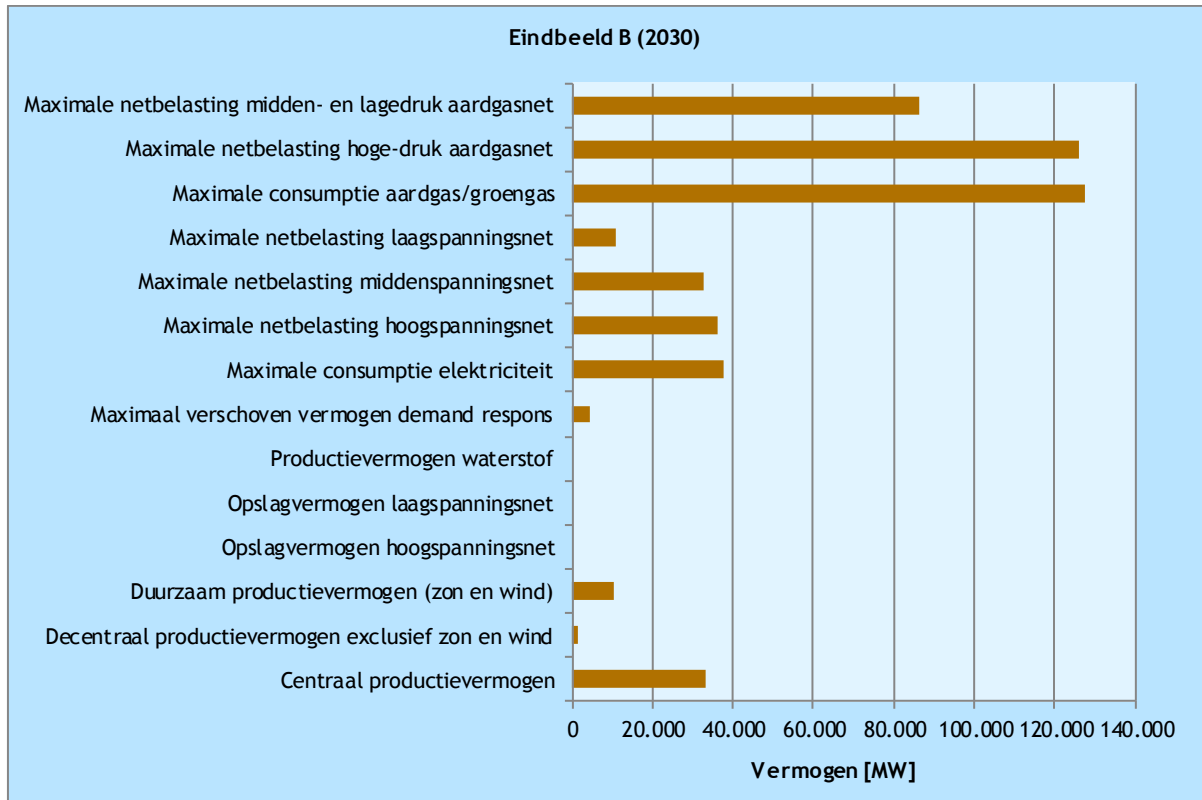
Figuur 69 CO<sub>2</sub>-emissies Eindbeeld B



### Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 70 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. In dit eindbeeld wordt geen opslag toegepast, niet centraal en niet decentraal. Het meeste vermogen wordt nog via het aardgasnet getransporteerd. Het decentraal (duurzaam) productie-vermogen is beperkt vergeleken met het centraal productievermogen.

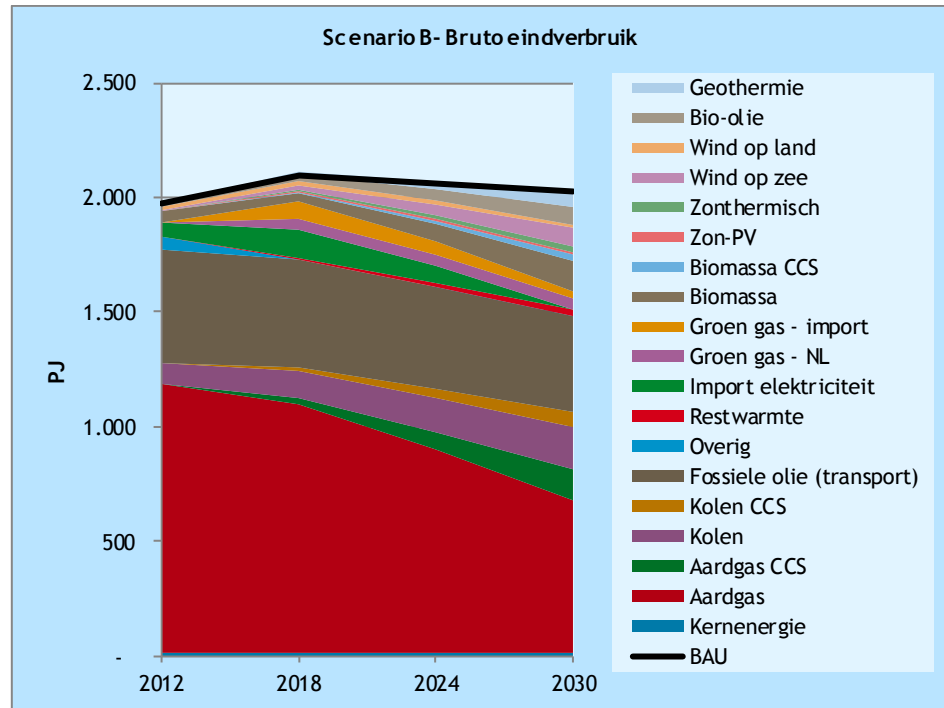
Figuur 70 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld B



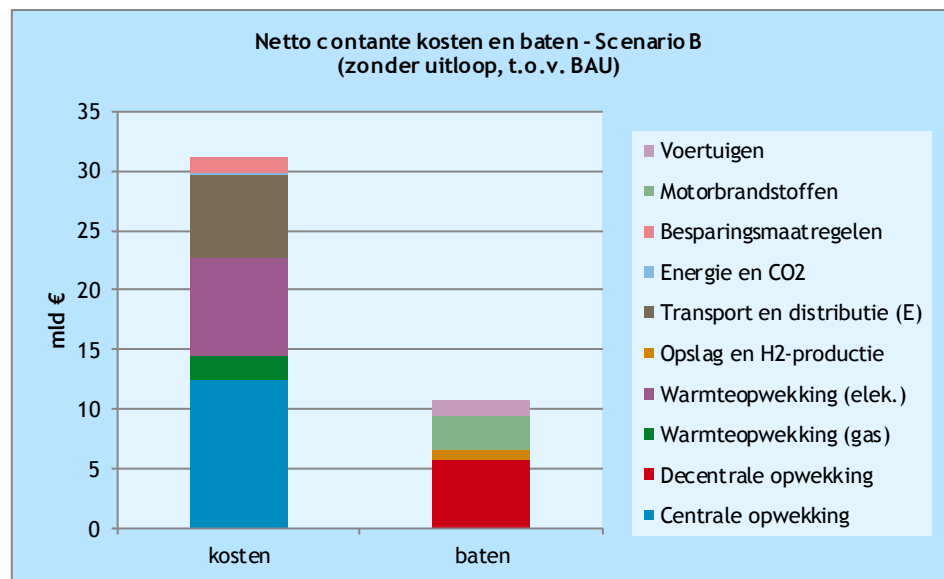
### D.2.2 Scenario B

De volgende grafiek geeft het verloop voor Scenario B weer. Ten opzichte van BAU wordt er in dit scenario minimaal energie bespaard. Aardgas blijft de dominante energiebron en CCS-technieken groeien. Omdat de besparing in dit scenario het laagste is van alle scenario's, moet in dit scenario uiteindelijk het meeste hernieuwbare energie worden toegepast om op een aandeel van 25% te komen (met uitzondering van Scenario E). Tevens neemt de elektriciteitsproductie in dit scenario aanzienlijk toe. Dit is met name centrale productie, omdat het aandeel decentraal sterk afneemt in volume en belang.

Figuur 71 Scenario B



Figuur 72 Totale netto contante kosten Scenario B



Ten opzichte van het BAU is Scenario B een ‘duurder’ alternatief. In dit scenario is de elektriciteitsproductie uit het centrale productie groter dan in BAU en de decentrale productie juist kleiner. Dit terug te zien in het overzicht. De relatief grote kostenpost voor ‘elektrische’ warmteopwekking komt doordat dit scenario een groter aandeel warmte heeft dat gebruik maakt van elektriciteit. Dit zijn niet alleen warmtepompen en elektrische verwarmen, maar ook opties als geothermie en restwarmte.

## D.3 Eindbeeld en Scenario C

### D.3.1 Eindbeeld C

Eindbeeld C kenmerkt zich door een CO<sub>2</sub>-reductie van 55%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en volledige benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 62.

Tabel 62 Uitgangspunten Eindbeeld C

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	55%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Midden</i>

## Elektriciteit

### Vraag

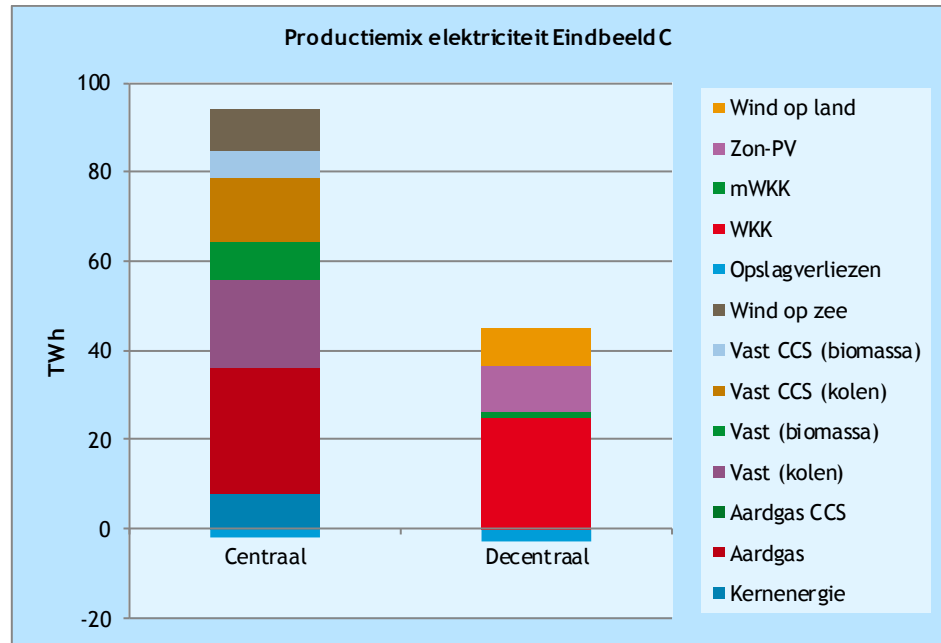
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 25% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit (bijvoorbeeld warmtepompen).

### Aanbod

Het aanwezige decentrale potentieel wordt volledig benut (100%). De decentrale productie levert ongeveer een derde van de totale elektriciteitsvraag. In de volgende grafiek wordt weergegeven op welke wijze de elektriciteitsproductie plaatsvindt.



Figuur 73 Productiemix elektriciteit Eindbeeld C

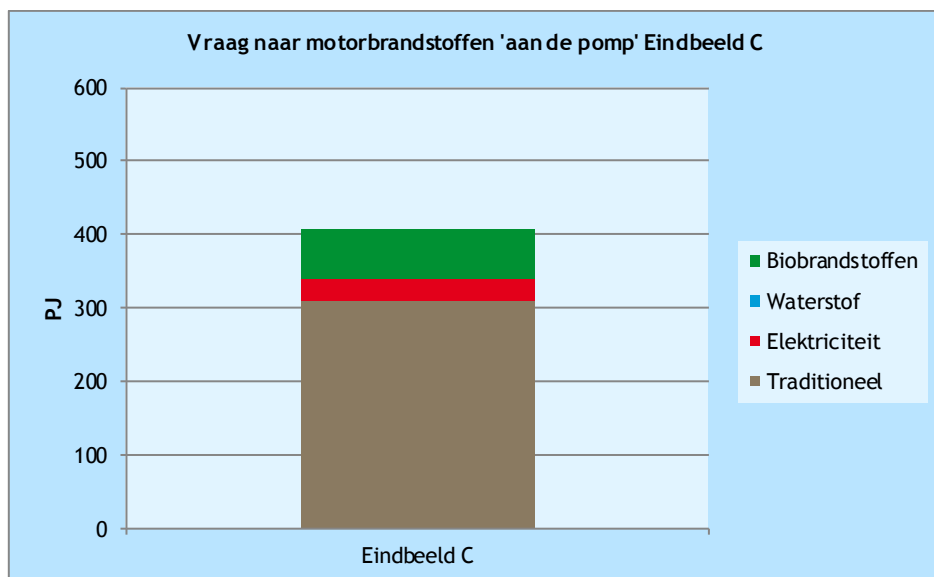


In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die aardgas of groen gas als brandstof gebruiken. Voor de centrale productie is dit 100% aardgas, voor de decentrale eenheden is dit 80% aardgas en 20% groen gas. De vaste centrales gebruiken een mix van 70% kolen en 30% biomassa. Deze produceren bijna evenveel als de gasproductie-eenheden. De hernieuwbare opties hebben tezamen een aandeel van 34% in de elektriciteitsproductie. In dit eindbeeld vindt alleen bij centrales op vaste brandstof beperkt CCS plaats.

### Motorbrandstoffen

Op de vraag naar motorbrandstoffen voor de transportbehoefte wordt in dit eindbeeld aangenomen dat er een besparing van 15% plaatsvindt. De resulterende vraag wordt vervolgens grotendeels ingevuld met traditionele brandstoffen (benzine en diesel), biobrandstoffen en elektrisch vervoer. In totaal heeft 19% van de motorbrandstoffen een hernieuwbare bron. Figuur 74 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 74 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld C



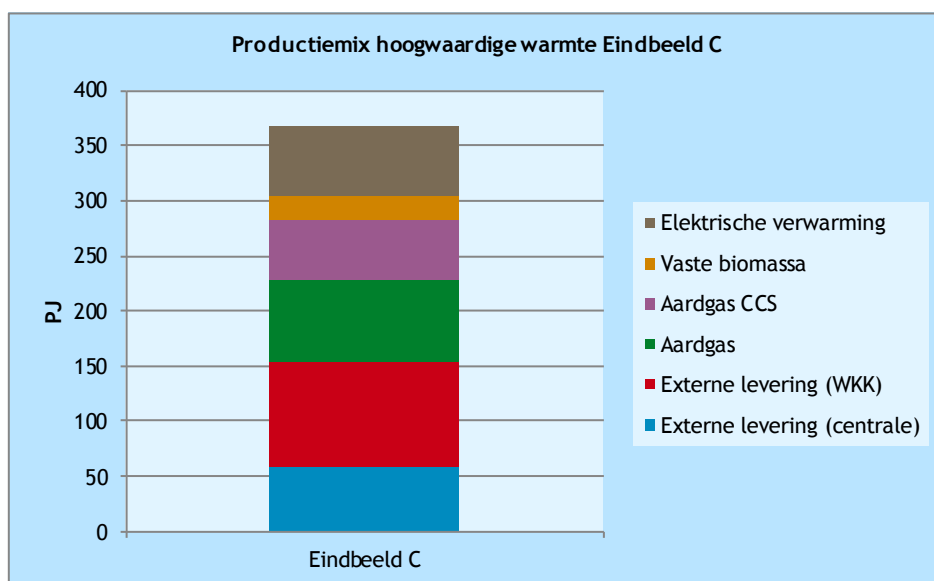
### Hoogwaardige warmte

De vraag naar hoogwaardige warmte komt volledig uit de industriële sector. In dit eindbeeld wordt 10% op deze warmtevraag bespaard. De invulling van deze vraag verloopt via twee routes:

- Vanuit de elektriciteitsproductie vindt warmtelevering plaats in de vorm van stoom uit elektriciteitscentrales en WKK's.
- De resterende warmtevraag wordt in de sector zelf geproduceerd door ketels (gas (met en zonder CCS) of biomassa) of elektriciteit. In dit scenario ligt de nadruk van de HT-warmteproductie bij de productie uit elektriciteit.

In de volgende grafiek wordt de productiemix van de hoogwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 22% een hernieuwbare oorsprong.

Figuur 75 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld C



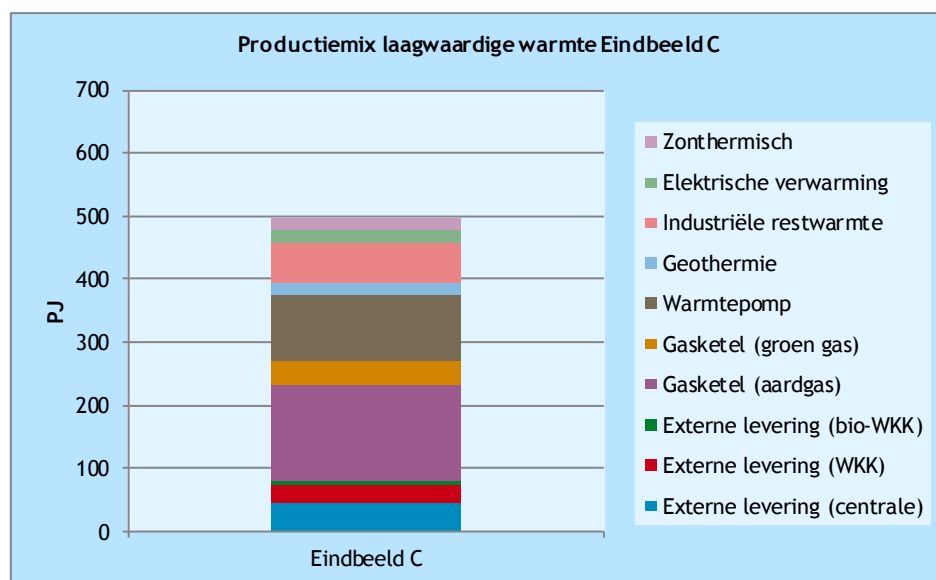
## Laagwaardige warmte

De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de gebouwde omgeving veruit de grootste. Op de vraag naar laagwaardige warmte kan in dit eindbeeld 25% worden bespaard.

Net als bij hoogwaardige warmte, vindt ook hier een koppeling plaats met warmtelevering vanuit de elektriciteitsproductie. De resterende warmtevraag wordt ingevuld met ketels, warmtepompen, geothermie, elektrische verwarming, zonthermische systemen en industriële restwarmte.

In Figuur 76 wordt de productiemix van voor laagwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 32% een hernieuwbare oorsprong. Een deel hiervan komt groen gas dat wordt ingevoerd op het gasnetwerk (20%) en wordt gebruikt in de ketels en WKK's.

Figuur 76 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld C



## Totaal energiegebruik

De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 77 wordt de opbouw van het bruto eindverbruik voor Eindbeeld C weergegeven.

In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld<sup>29</sup>. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 77 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld C weergegeven.

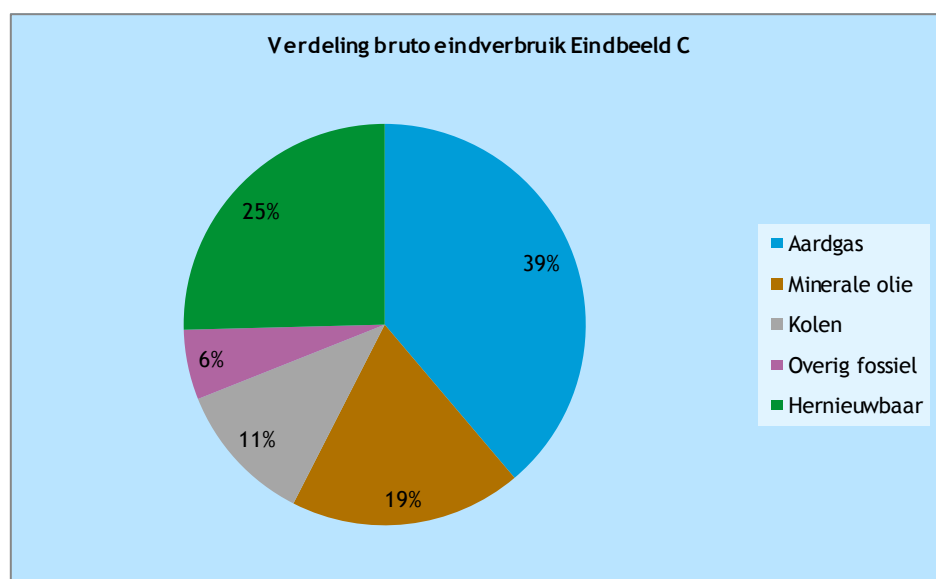
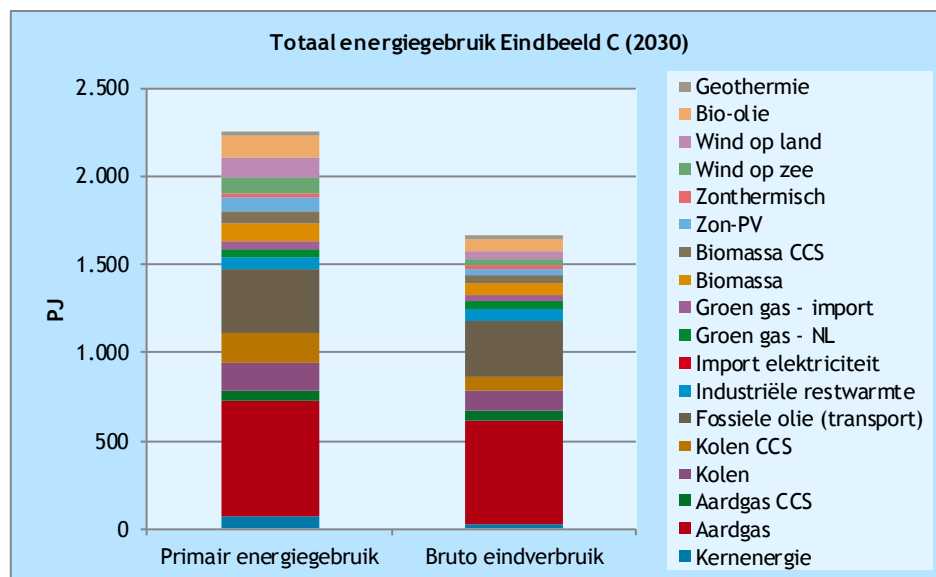
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 33% van het primaire gebruik en 39% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door minerale oliën (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer

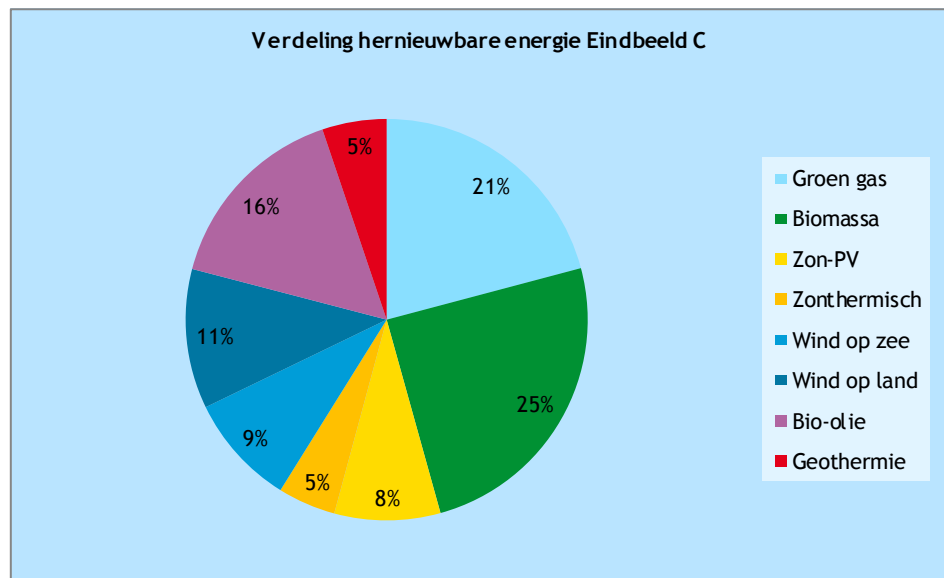
<sup>29</sup> Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.



10%). In dit eindbeeld heeft 25% van het bruto eindverbruik een hernieuwbare oorsprong. Bijna een kwart komt hierbij van bijstook van biomassa in kolencentrales en 22% van groen gas. Biobrandstoffen nemen 17% voor hun rekening.

Figuur 77 Totaal energiegebruik Eindbeeld C

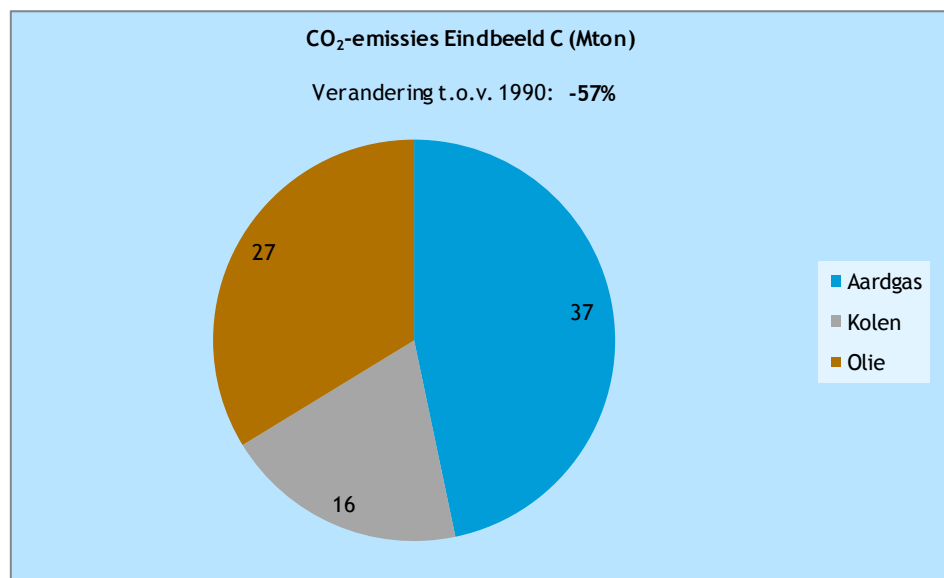




### Emissies

De CO<sub>2</sub>-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Door inzet van onder andere CCS en kernenergie komt in dit eindbeeld de CO<sub>2</sub>-reductie hoger uit dan bij Eindbeelden A en B, ondanks het gelijke aandeel hernieuwbare energie. Figuur 78 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 57% CO<sub>2</sub>-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

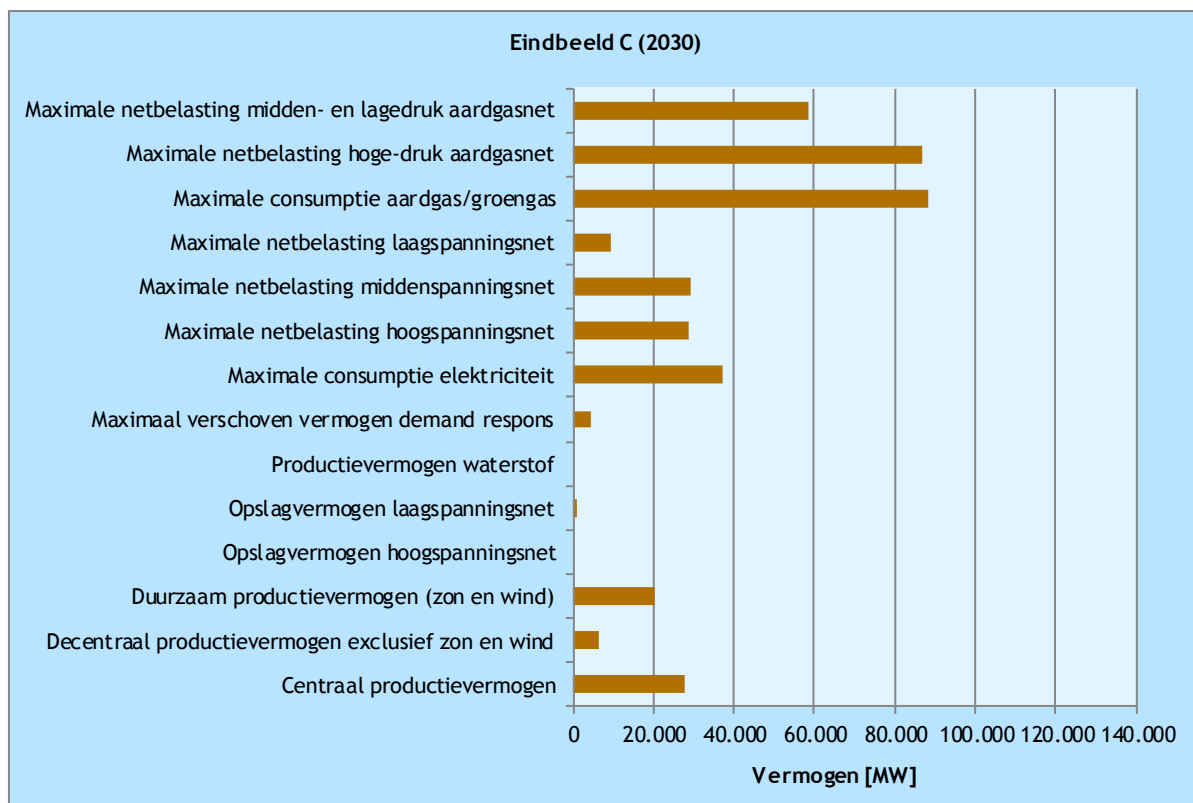
**Figuur 78** CO<sub>2</sub>-emissies Eindbeeld C



### Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 79 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. In dit eindbeeld wordt beperkt decentrale opslag toegepast (in verband met zon-PV). Centraal en decentraal productievermogen zijn in balans. Het vermogen van het elektriciteitsnet komt al dichter bij dat van het gasnet dat, vergeleken met de situatie in 2012, bijna de helft minder capaciteit nodig heeft.

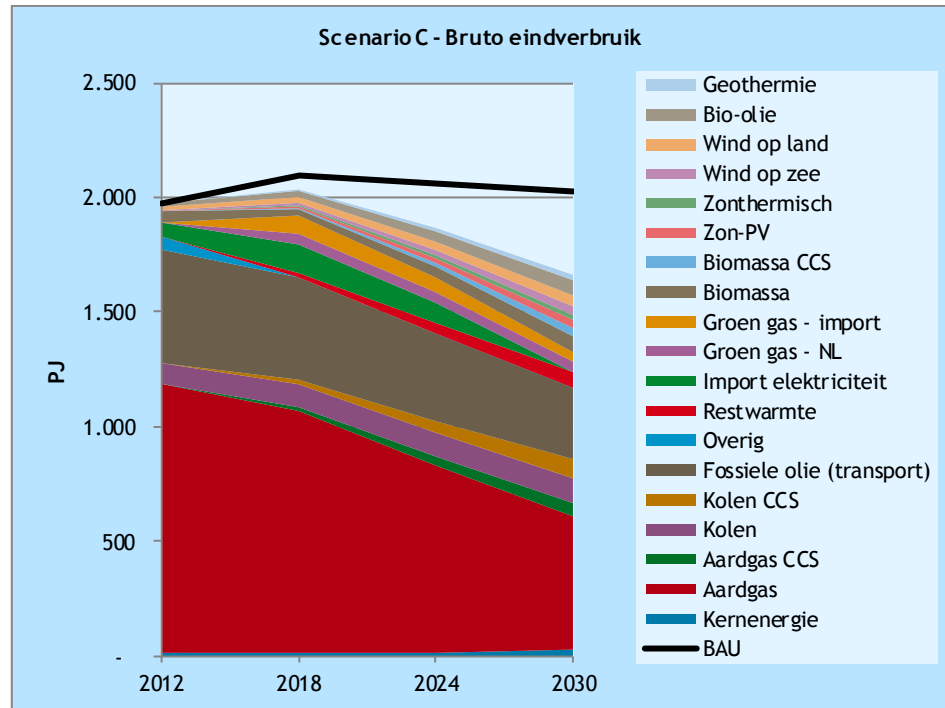
Figuur 79 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld C



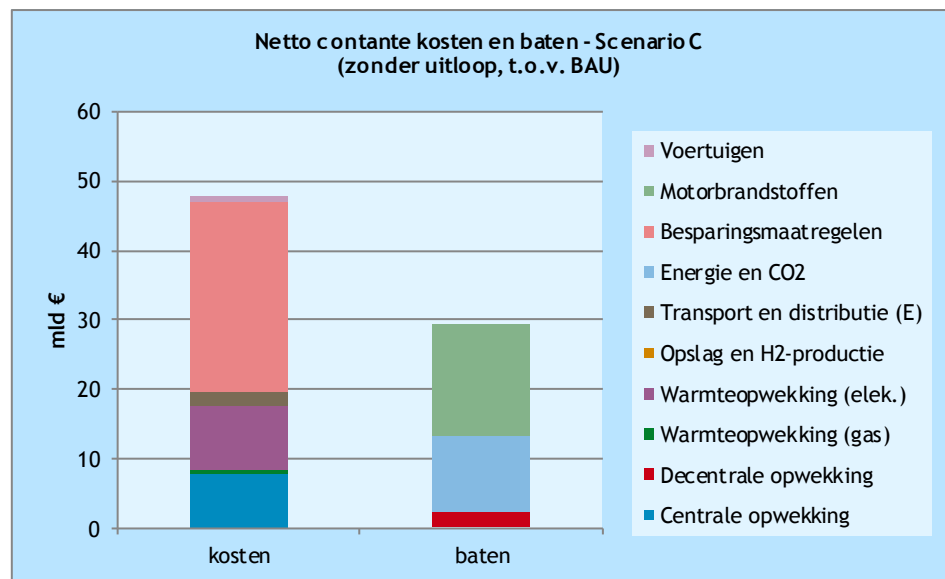
#### D.3.2 Scenario C

Scenario C kent dezelfde energiebesparing als A, maar een grotere CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling. Dit is zichtbaar door de groei van de productie van CO<sub>2</sub>-vrije/arme conversietechnieken zoals CCS en kernenergie. Ondanks die groei, komt het grootste deel van de energie uit nog steeds uit aardgas en fossiele olie zonder CCS. Doordat CCS ook wordt toegepast op het meestoken van biomassa in kolencentrales ontstaat daar een CO<sub>2</sub>-sink.

Figuur 80 Scenario C



Figuur 81 Totale netto contante kosten Scenario C



In Scenario C wordt meer bespaard dan in BAU, waardoor de kosten voor de besparingsmaatregelen hoger zijn, maar de baten van de brandstoffen ook. Tevens ligt de CO<sub>2</sub>-reductie hoger, waardoor deze post een hogere baat geeft. Ten opzichte van BAU verschillen de kosten voor de energie-infrastructuur en opslag beperkt.

## D.4 Eindbeeld en Scenario D

### D.4.1 Eindbeeld D

Eindbeeld D kenmerkt zich door een CO<sub>2</sub>-reductie van 100%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en beperkte benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een hoge besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 63.

Tabel 63 Uitgangspunten Eindbeeld D

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Hoog</i>

## Elektriciteit

### Vraag

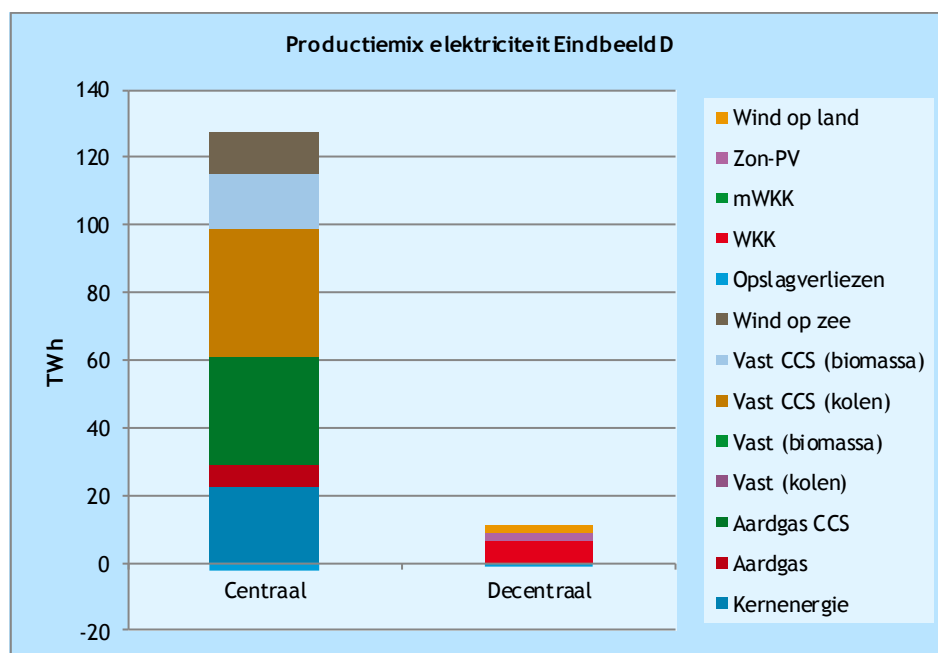
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 50% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit (bijvoorbeeld warmtepompen). Doordat in dit eindbeeld ook waterstof wordt gebruikt voor vervoer en bijmenging in het aardgas, ontstaat hierdoor een additionele elektriciteitsvraag voor de productie daarvan.

### Aanbod

Het aanwezige decentrale potentieel wordt beperkt benut (<25%). De decentrale productie levert ongeveer 7% van de totale elektriciteitsvraag. In de volgende grafiek wordt weergegeven op welke wijze de elektriciteitsproductie plaatsvindt.



Figuur 82 Productiemix elektriciteit Eindbeeld D



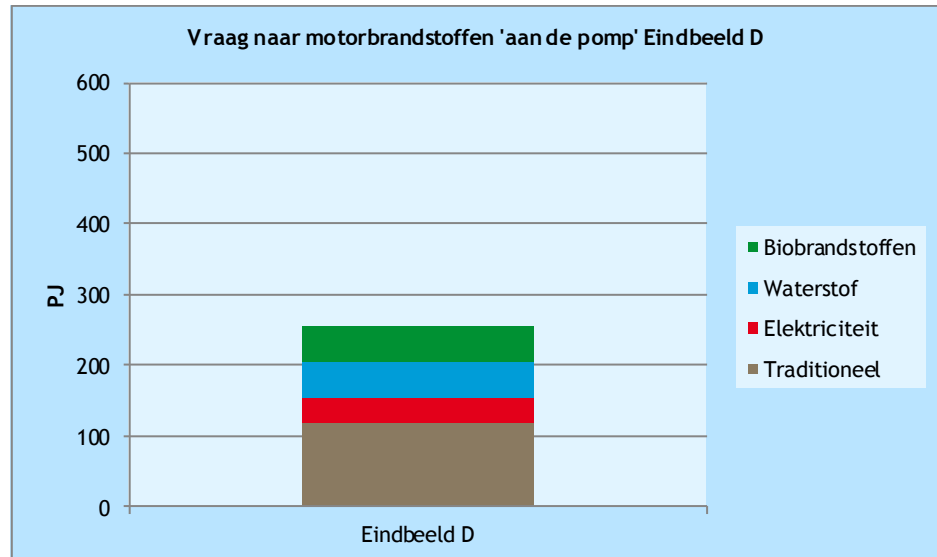
In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die een vaste mix van kolen en biomassa gebruiken. Daarnaast vormt aardgas een belangrijke brandstof en heeft kernenergie een groot aandeel in de productie. De hernieuwbare opties hebben tezamen een aandeel van 26% in de elektriciteitsproductie.

Om 100% CO<sub>2</sub>-reductie te bewerkstelligen, wordt in dit eindbeeld op grote schaal ingezet op CCS bij zowel vaste als gascentrales.

### Motorbrandstoffen

Op de vraag naar motorbrandstoffen voor de transportbehoefte wordt in dit eindbeeld aangenomen dat er een besparing van 35% plaatsvindt. Hoewel het grootste deel van de resulterende vraag wordt ingevuld met traditionele brandstoffen (benzine en diesel), is het aandeel van elektriciteit, waterstof en biobrandstoffen groter. In totaal heeft 29% van de motorbrandstoffen een hernieuwbare bron. Figuur 83 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 83 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld D



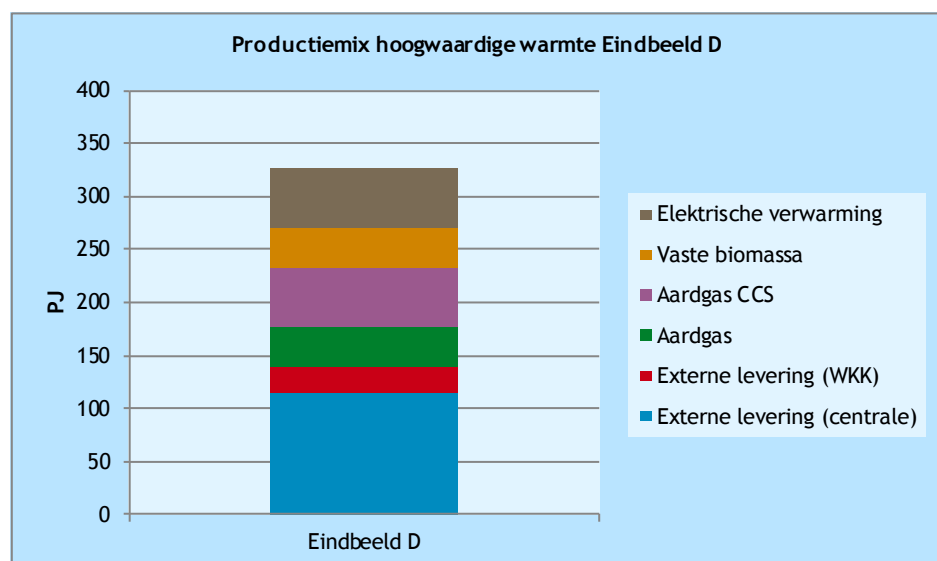
### Hoogwaardige warmte

De vraag naar hoogwaardige warmte komt volledig uit de industriële sector. In dit eindbeeld wordt 20% op deze warmtevraag bespaard. De invulling van deze vraag verloopt via twee routes:

- Vanuit de elektriciteitsproductie vindt warmtelevering plaats in de vorm van stoom uit elektriciteitscentrales en WKK's. Door het grote aandeel van de centrale productie van elektriciteit met CCS, is de beschikbaarheid van aftap/restwarmte groot, dit is zichtbaar in de volgende grafiek;
- de resterende warmtevraag wordt in de sector zelf geproduceerd door ketels (gas (met en zonder CCS) of biomassa) of elektriciteit.

In Figuur 84 wordt de productiemix van de hoogwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 28% een hernieuwbare oorsprong.

Figuur 84 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld D



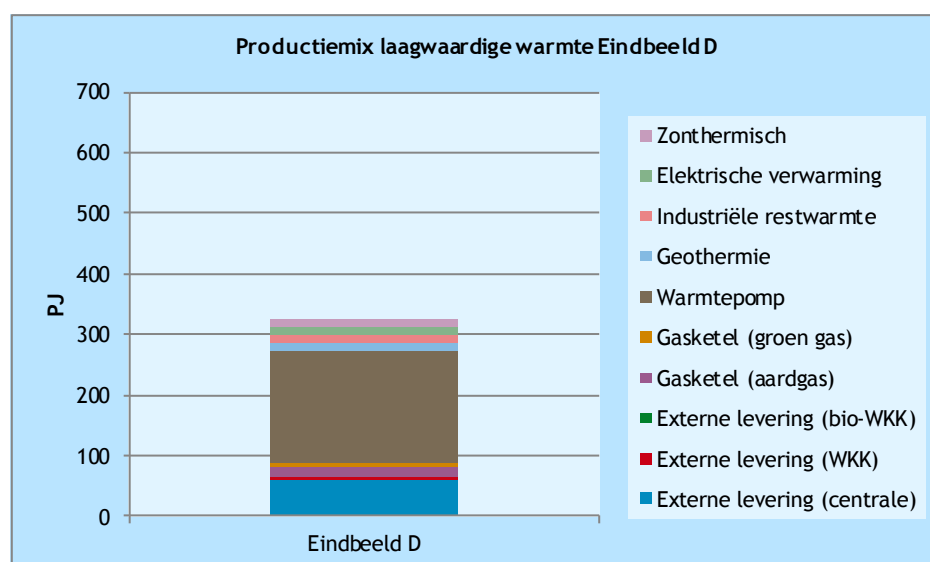
## Laagwaardige warmte

De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de gebouwde omgeving veruit de grootste. Op de vraag naar laagwaardige warmte kan in dit eindbeeld 50% worden bespaard.

Net als bij hoogwaardige warmte, vindt ook hier een koppeling plaats met warmtelevering vanuit de elektriciteitsproductie. De resterende warmtevraag wordt ingevuld met ketels, warmtepompen, geothermie, elektrische verwarming, zonthermische systemen en industriële restwarmte.

In de volgende grafiek wordt de productiemix van voor laagwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 32% een hernieuwbare oorsprong. Een deel hiervan komt groen gas dat wordt ingevoerd op het gasnetwerk (20%) en wordt gebruikt in de ketels en WKK's. Daarnaast wordt in het aardgas 20% waterstof ingevoerd, dit vertaald zicht tot een additionele elektriciteitsvraag voor de productie hiervan.

Figuur 85 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld D



## Totaal energiegebruik

De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 85 wordt de opbouw van het bruto eindverbruik voor Eindbeeld D weergegeven.

In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld<sup>30</sup>. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 85 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld D weergegeven.

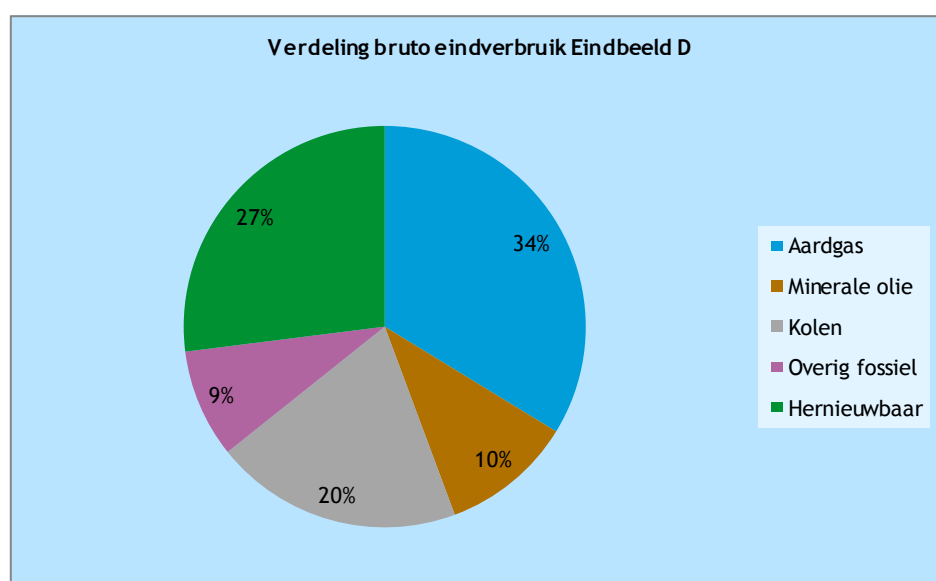
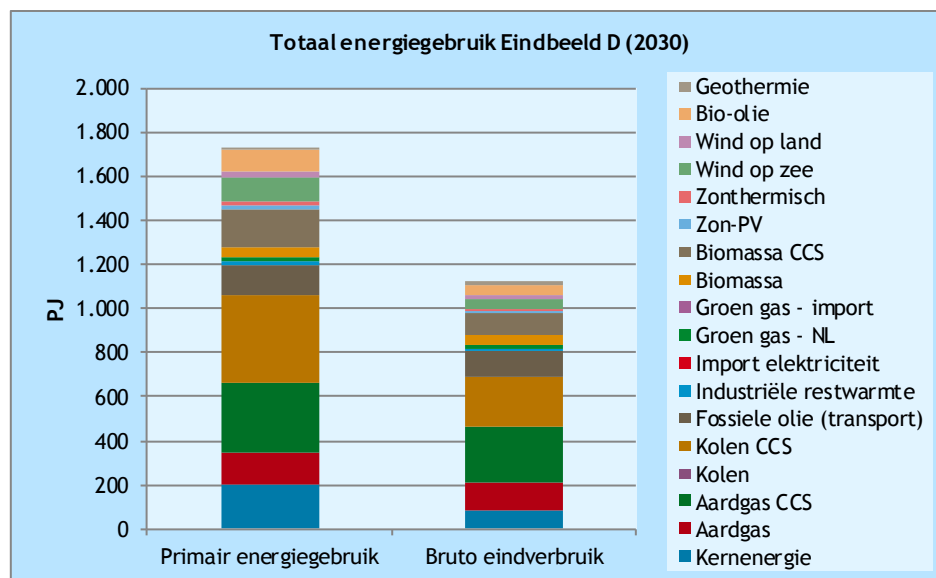
<sup>30</sup> Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

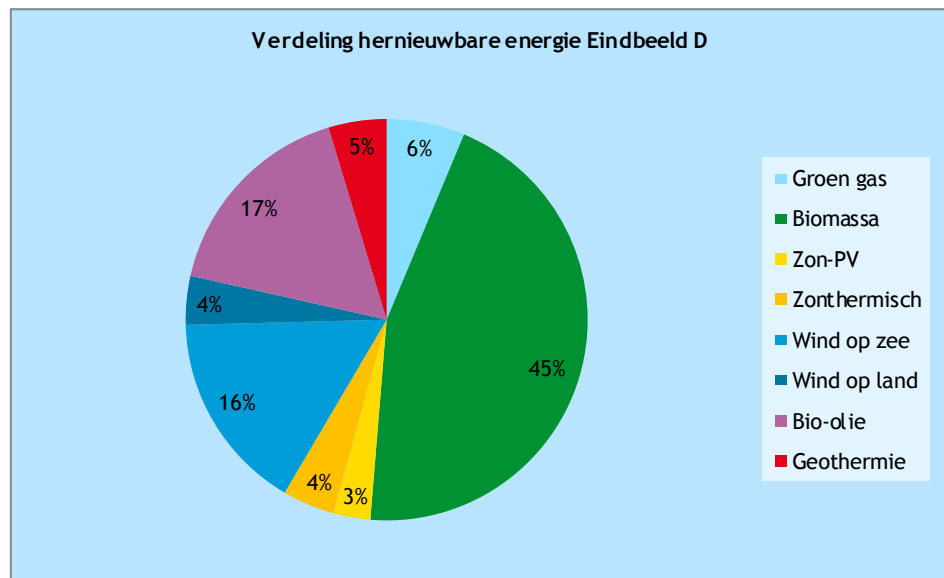


Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 27% van het primaire gebruik en 34% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door en kolen (ongeveer 20%) en vaste biomassa (ongeveer 10%).

In dit eindbeeld heeft 27% van het bruto eindverbruik een hernieuwbare oorsprong. Bijna de helft komt hierbij van bijstook van biomassa in kolencentrales. 17% komt van biobrandstoffen en 16% van wind op zee.

Figuur 86 Totaal energiegebruik Eindbeeld D

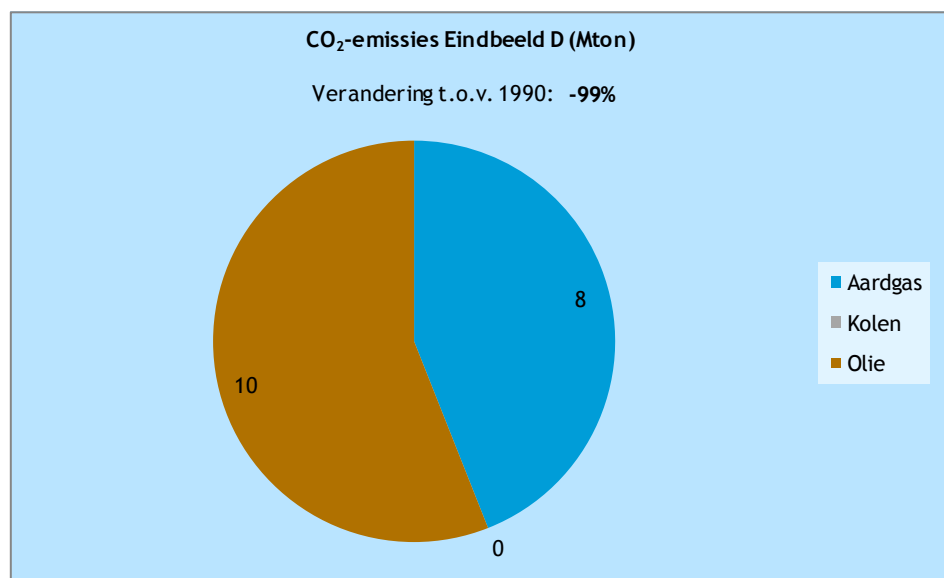




### Emissies

De CO<sub>2</sub>-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Dit eindbeeld heeft als doel een reductie van 100% te halen. Door grootschalige inzet van onder andere CCS en kernenergie komt in dit eindbeeld de CO<sub>2</sub>-reductie aanzienlijk hoger uit dan bij Eindbeelden A, B en C, ondanks het gelijke aandeel hernieuwbare energie. Figuur 87 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 99% CO<sub>2</sub>-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

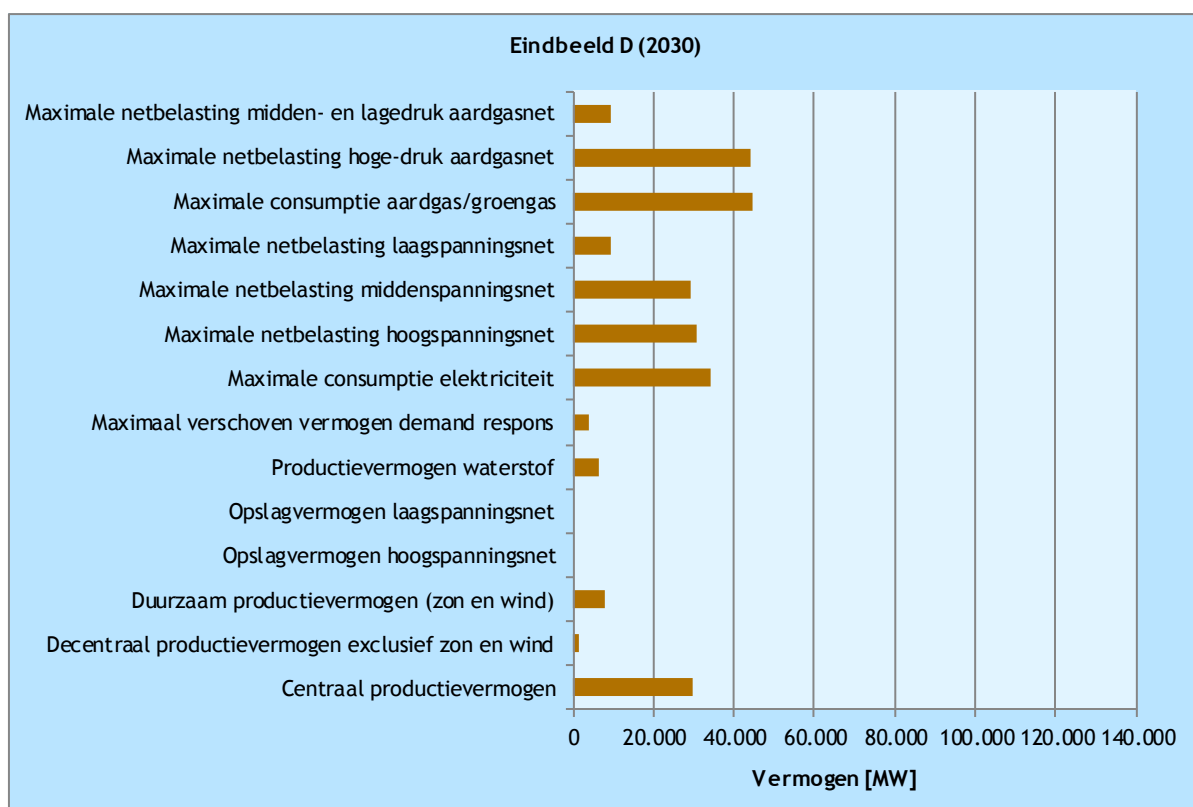
Figuur 87 CO<sub>2</sub>-emissies Eindbeeld D



### Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 88 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. In dit eindbeeld wordt geen decentrale opslag toegepast (weinig zon-PV) en ook geen centrale opslag. Er is al meer dan 6 GW waterstofproductie voorzien voor mobiliteit en toepassing als groen gas. Deze waterstofproductie werkt in daluren en levert een stabiele belasting op. Er is toch relatief veel centraal productievermogen nodig om de piekvraag op te vangen. Als verder geoptimaliseerd zou worden, zouden deze pieken mogelijk opgevangen kunnen worden het tijdelijk afschakelen van de waterstofproductie, maar dit hangt af van precieze belastingpatroon. Qua vermogen zijn het elektriciteitsnet en het gasnet vrijwel even groot.

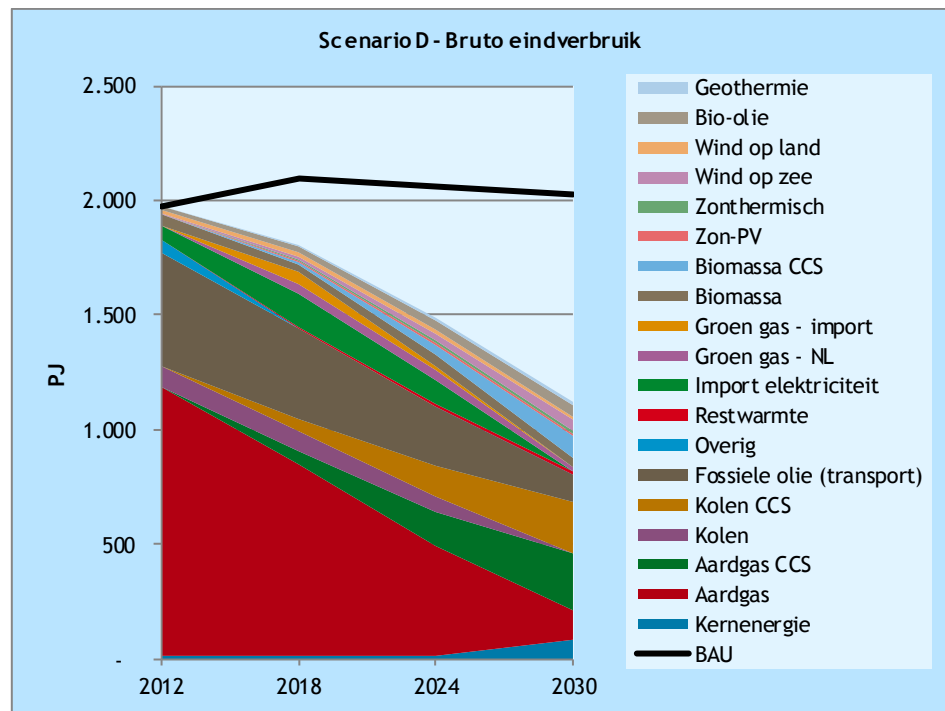
Figuur 88 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld D



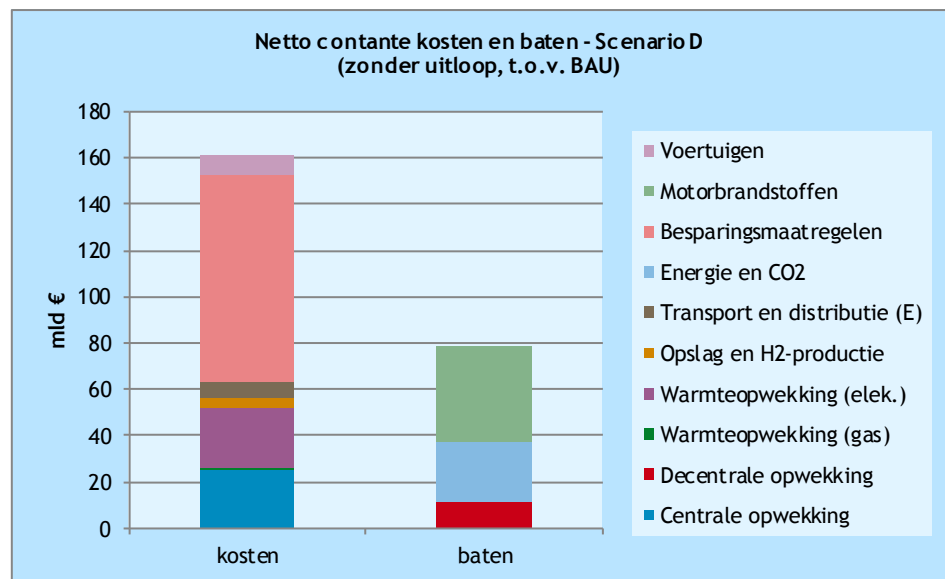
#### D.4.2 Scenario D

Door de ambitieuze doelstelling van 100% CO<sub>2</sub>-reductie, wordt in dit scenario groot ingezet technieken als CCS en kernenergie. Doordat er veel energiebesparing plaatsvindt in dit scenario daalt daarnaast de vraag naar aardgas zeer sterk. In combinatie met CCS is het nog wel de meest gebruikte energiebron, maar is het niet meer zo dominant als in de andere scenario's. In dit scenario neemt ook het toepassen van CCS bij de productie van HT-warmte in de industrie sterk toe naar 2030. Doordat in dit scenario ook biomassa met CCS wordt toegepast, hoeft de transportsector niet voor de volle 100% van fossiele motorbrandstoffen af en kan er nog een klein deel hier gebruik van maken. Dit geldt ook voor aardgas voor de productie van HT-warmte.

Figuur 89 Scenario D



Figuur 90 Totale netto contante kosten Scenario D



Het Scenario D kenmerkt zich onder andere door de aanzienlijke besparingen op het energiegebruik die plaatsvinden in het scenario. Dit komt tot uitdrukking in de kosten van de besparingsmaatregelen. Voor de 100% CO<sub>2</sub>-reductie wordt daarnaast sterk ingezet op elektrische verwarmingsopties en zijn er forse investeringen in het centrale productiepark (CCS-eenheden). Door grote besparingen op vervoer en een verschuiving naar efficiënter vervoer (elektrisch, waterstof) wordt daarnaast veel bespaard op motorbrandstoffen.



## D.5 Eindbeeld en Scenario E

### D.5.1 Eindbeeld E

Eindbeeld E kenmerkt zich door een CO<sub>2</sub>-reductie van 100%, een aandeel van 100% hernieuwbare energie en volledige benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een hoge besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie hoog is. Dit wordt weergegeven in Tabel 64.

Tabel 64 Uitgangspunten Eindbeeld E

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	100%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Hoog</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Hoog</i>

## Elektriciteit

### Vraag

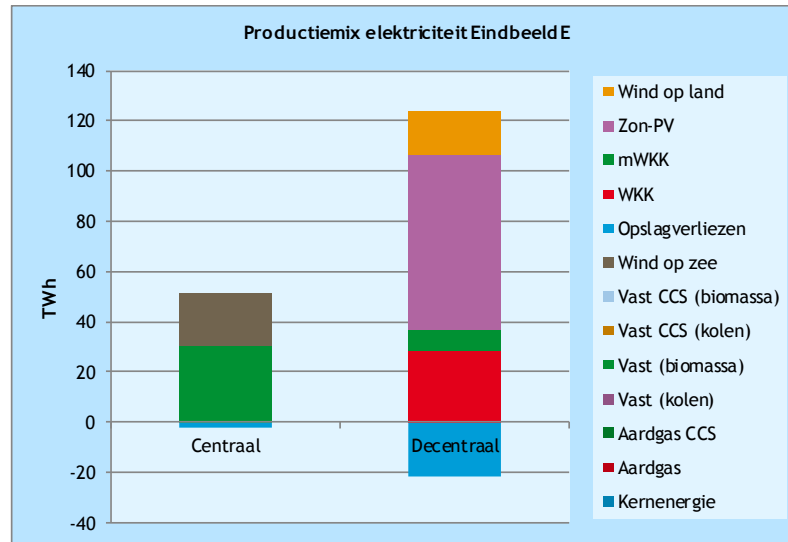
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 50% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit (bijvoorbeeld warmtepompen). Doordat in dit eindbeeld ook waterstof wordt gebruikt voor vervoer en bijmenging in het aardgas, ontstaat hierdoor een additionele elektriciteitsvraag voor de productie daarvan.

### Aanbod

Het aanwezige decentrale potentieel wordt volledig benut (100%). De decentrale productie levert meer dan de helft van de totale elektriciteitsvraag. In de volgende grafiek wordt weergegeven op welke wijze de elektriciteitsproductie plaatsvindt. Als gevolg van de grote aandelen hernieuwbare, decentrale opties, zijn er grote verliezen als gevolg van de benodigde opslag.



Figuur 91 Productiemix elektriciteit Eindbeeld E

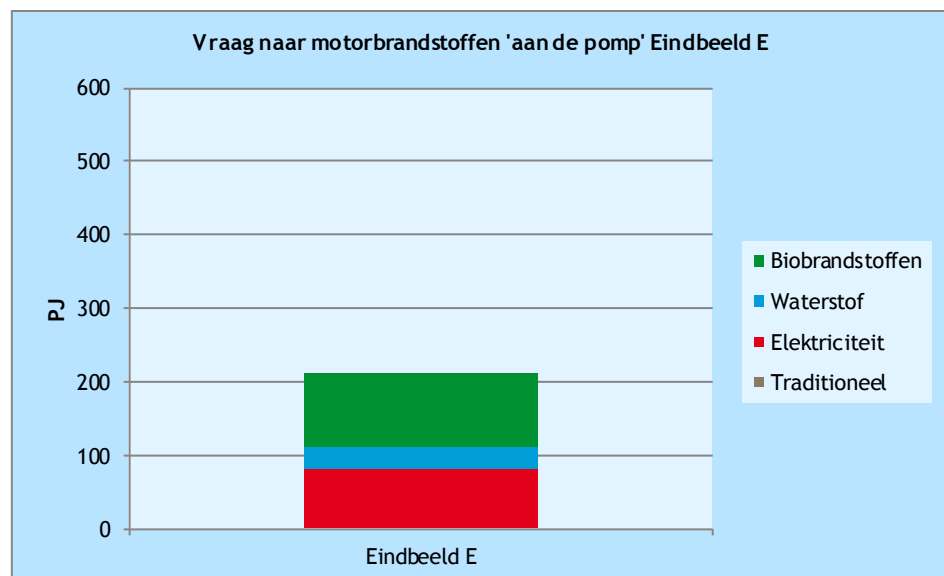


In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit zon-PV, maar deze leidt tegelijkertijd tot grote verliezen door de benodigde grote opslagcapaciteit. Biomassacentrales vormen daarnaast de tweede grote productie-optie, gevolgd door wind op zee en WKK op een mix van groen gas en waterstof. De hernieuwbare opties hebben tezamen een aandeel van 100% in de elektriciteitsproductie.

### Motorbrandstoffen

Op de vraag naar motorbrandstoffen voor de transportbehoefte wordt in dit eindbeeld aangenomen dat er een besparing van 35% plaatsvindt. Er vindt in dit eindbeeld geen gebruik van traditionele brandstoffen plaats en enkel elektriciteit, waterstof en biobrandstoffen. In totaal heeft 100% van de motorbrandstoffen een hernieuwbare bron. Figuur 92 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 92 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld E



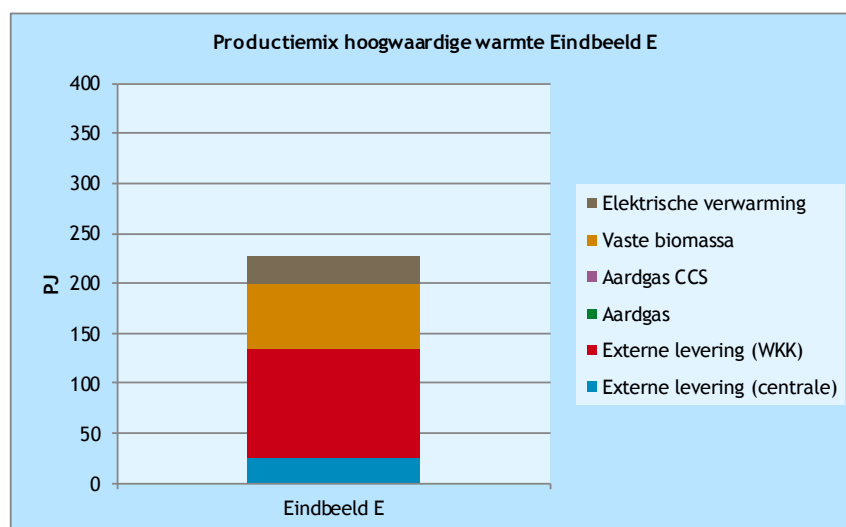
## Hoogwaardige warmte

De vraag naar hoogwaardige warmte komt volledig uit de industriële sector. In dit eindbeeld wordt 20% op deze warmtevraag bespaard. De invulling van deze vraag verloopt via twee routes:

- vanuit de elektriciteitsproductie vindt warmtelevering plaats in de vorm van stoom uit elektriciteitscentrales en WKK's;
- de resterende warmtevraag wordt in de sector zelf geproduceerd door vaste biomassa of elektriciteit.

In Figuur 93 wordt de productiemix van de hoogwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 100% een hernieuwbare oorsprong.

Figuur 93 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld E



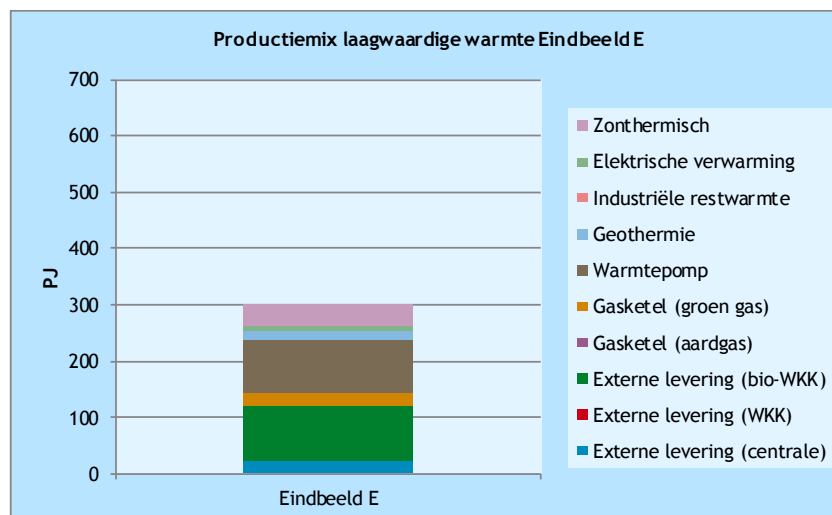
## Laagwaardige warmte

De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de gebouwde omgeving veruit de grootste. Op de vraag naar laagwaardige warmte kan in dit eindbeeld 50% worden bespaard.

Net als bij hoogwaardige warmte, vindt ook hier een koppeling plaats met warmtelevering vanuit de elektriciteitsproductie. De resterende warmtevraag wordt ingevuld met ketels, warmtepompen, geothermie, elektrische verwarming, zonthermische systemen en industriële restwarmte.

In de volgende grafiek wordt de productiemix van voor laagwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 100% een hernieuwbare oorsprong. Een deel hiervan komt groen gas dat wordt ingevoerd op het bestaande gasnetwerk (80%) en wordt gebruikt in de ketels en WKK's. Daarnaast wordt in het gasnet 20% waterstof ingevoerd.

Figuur 94 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld E



### Totaal energiegebruik

De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 95 wordt de opbouw van het bruto eindverbruik voor Eindbeeld E weergegeven.

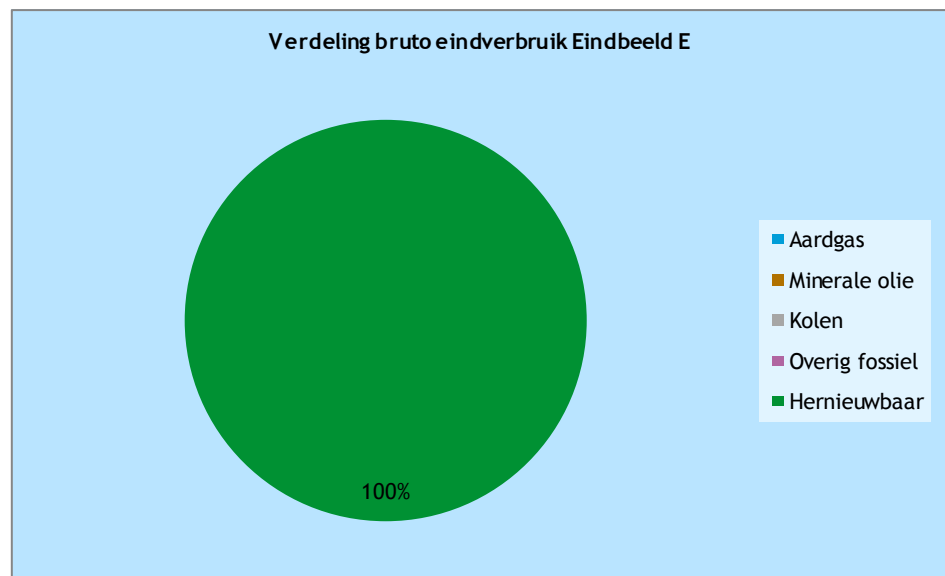
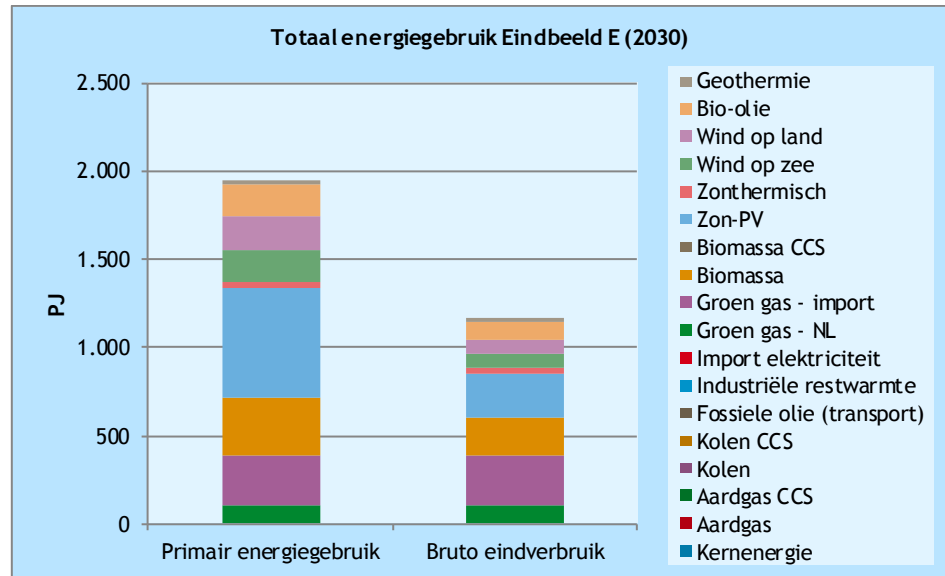
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld<sup>31</sup>. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 95 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld E weergegeven.

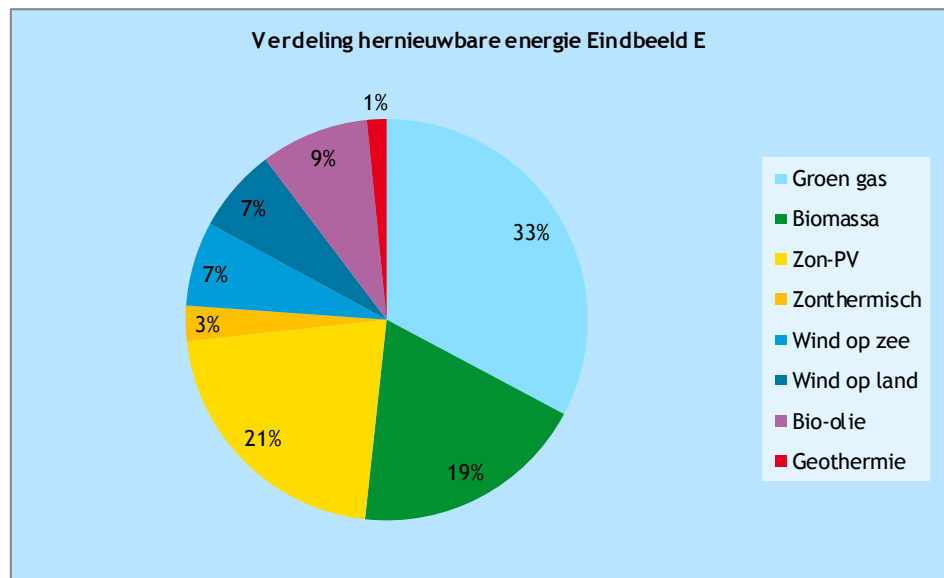
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld zon-PV de grootste energiebron is: 30% van het primaire gebruik en 21% van het bruto eindverbruik. Vaste biomassa en groen gas zijn ieder voor 20% goed. In dit eindbeeld heeft 100% van het bruto eindverbruik een hernieuwbare oorsprong. Bijna 30% komt hierbij van de inzet van groen gas, 23% van vaste biomassa en 21% van zon-PV.

<sup>31</sup> Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.



Figuur 95 Totaal energiegebruik Eindbeeld E





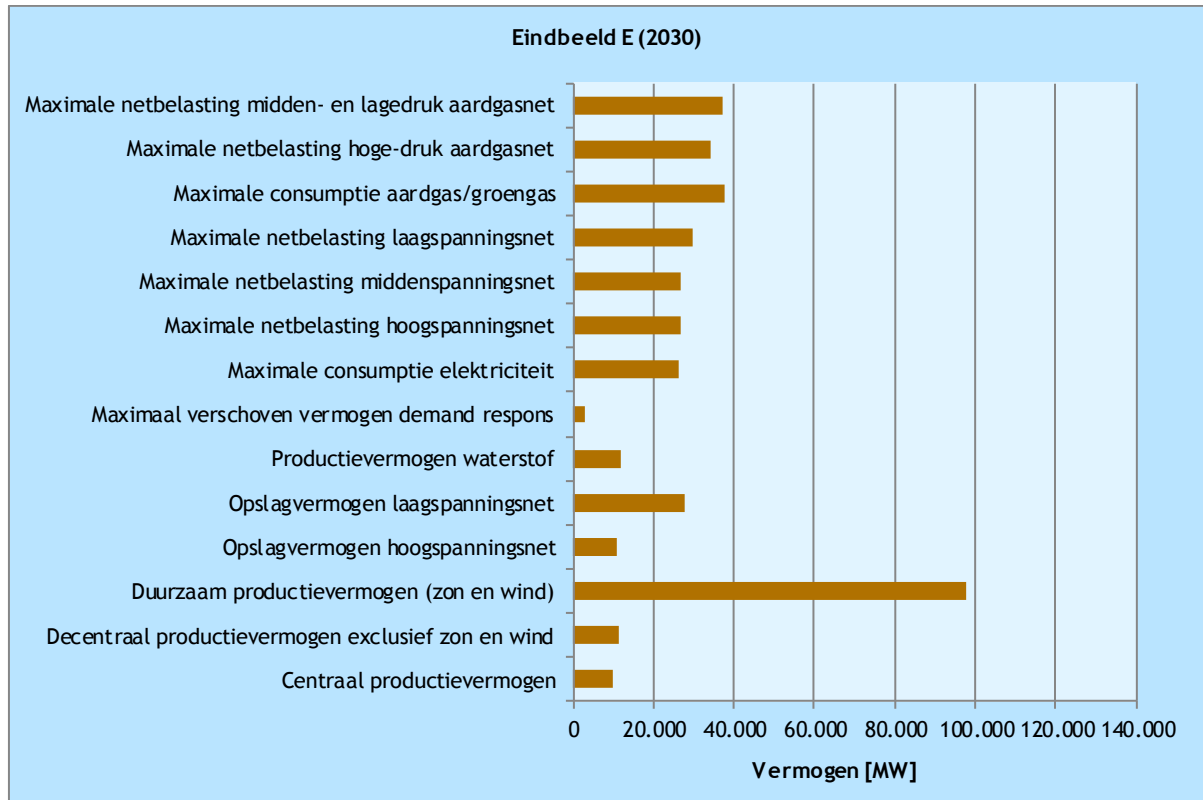
### Emissies

De CO<sub>2</sub>-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld worden geen fossiele energiebronnen toegepast, waarmee de CO<sub>2</sub>-reductie ten opzichte van 1990 op 100% uitkomt.

### Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 96 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. Decentrale (duurzame) opwekking is dominant. In dit scenario is bewust geen aftopping van de opgewekte zonne-energie toegepast om het effect van dit scenario zichtbaar te maken. Er is meer dan 28 GW decentraal opslagvermogen en meer dan 11 GW centraal opslagvermogen toegepast. Daarnaast is er meer dan 12 GW centraal productievermogen voor waterstof opgesteld om aan de vraag te voldoen. Er is meer decentraal dan centraal productievermogen opgesteld. Het gas- en het elektriciteitsnet zijn vergelijkbaar qua vermogen. Het gasnet wordt uitsluitend gebruikt voor groen gas transport en distributie.

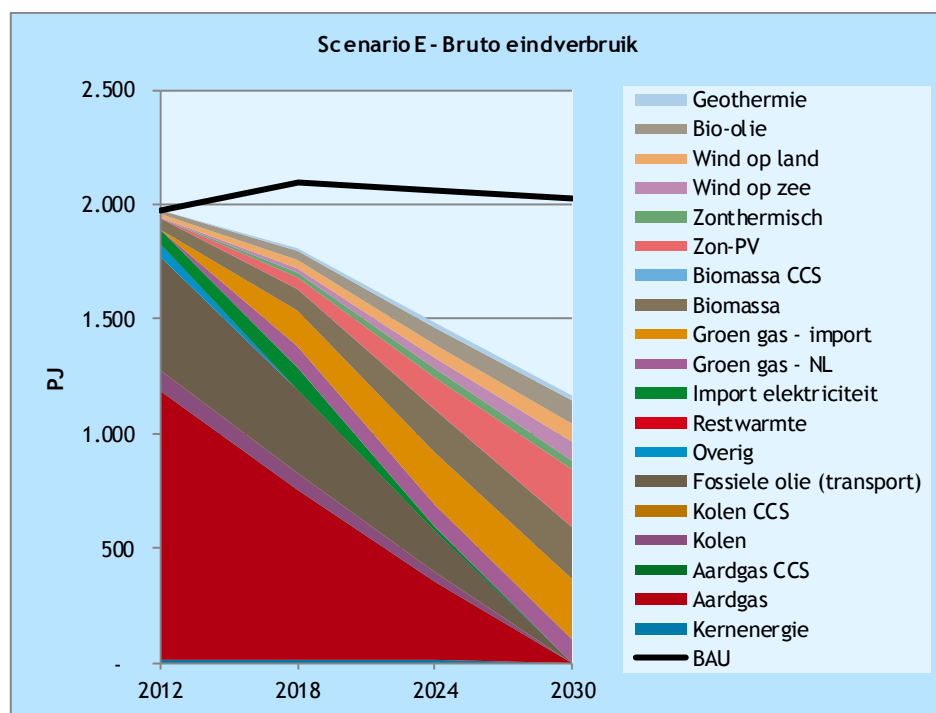
Figuur 96 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld E



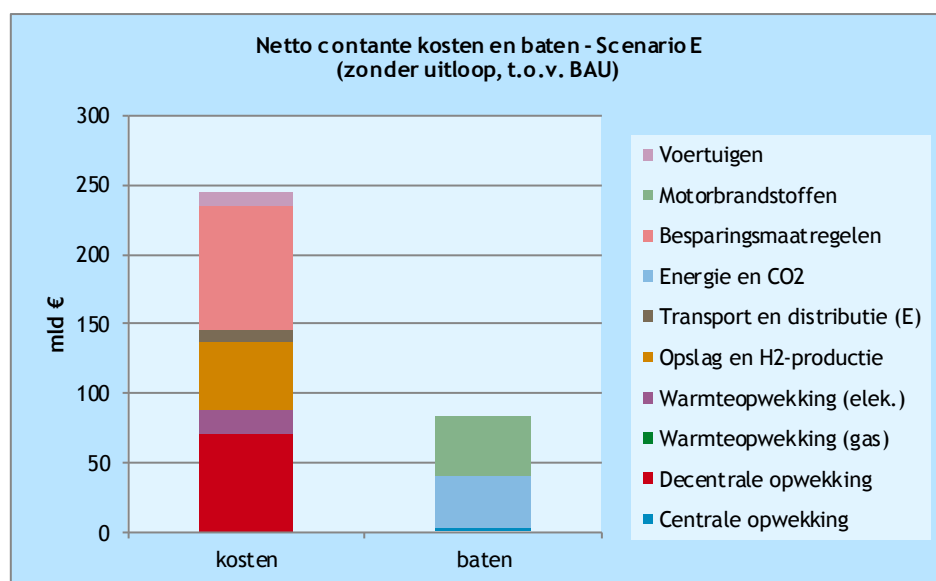
### D.5.2 Scenario E

Scenario E is het meest extreme scenario, waarbij alle fossiele energiebronnen worden vervangen en 100% CO<sub>2</sub>-reductie wordt behaald. Aardgas, kolen en olie verdwijnen hiermee volledig buiten beeld en in 18 jaar worden deze vervangen door met name biomassa, in de vorm van groen gas, vaste biomassa en vloeibare biomassa. Daarnaast groeit vanaf 2018 de productie van zon-PV explosief (ten opzichte van 2012 is zon-PV in 2030 een factor 250 groter). Het toepassen CCS-technieken is in dit scenario niet nodig en ook kernenergie wordt in de aanloop naar 2030 uitgefaseerd.

Figuur 97 Scenario E



Figuur 98 Totale netto contante kosten Scenario E



Scenario E heeft ten opzichte van het BAU in absolute zin de grootste baten, maar ook de grootste kosten van alle scenario's. Grote baten worden behaald uit besparingen op vervoer en de algemene energievraag. De lasten worden gedomineerd door de energiebesparingsmaatregelen, decentrale productie-eenheden (met name zon-PV) en opslag en waterstofproductie. Door een volledige transitie van de vervoerssector zijn de voertuigkosten ook aanzienlijk.

## D.6 Eindbeeld BAU

BAU kenmerkt zich door een CO<sub>2</sub>-reductie van 22% (voortzetting huidig vastgesteld beleid), een aandeel van 16% hernieuwbare energie en beperkte benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een lage besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 65.

Tabel 65 Uitgangspunten BAU

Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	22%
Hernieuwbare energie	16%
Benutting decentraal potentieel	25%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Laag</i>

### Elektriciteit

#### *Vraag*

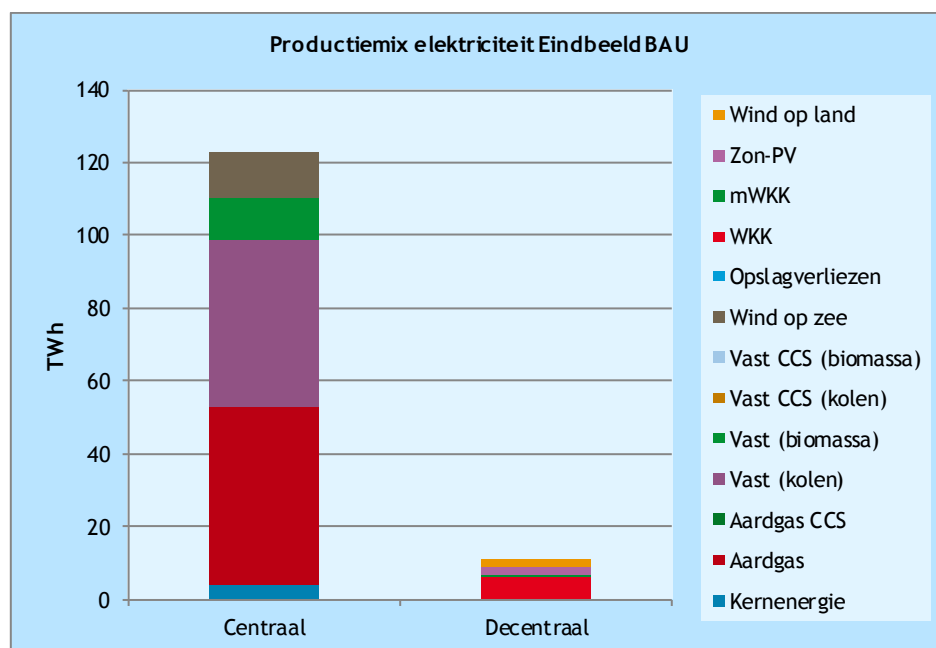
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 10% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit (bijvoorbeeld warmtepompen).

#### *Aanbod*

Het aanwezige decentrale potentieel wordt beperkt benut (<25%). De decentrale productie levert ongeveer 7% van de totale elektriciteitsvraag. In Figuur 99 wordt weergegeven op welke wijze de elektriciteitsproductie plaatsvindt.



Figuur 99 Productiemix elektriciteit BAU



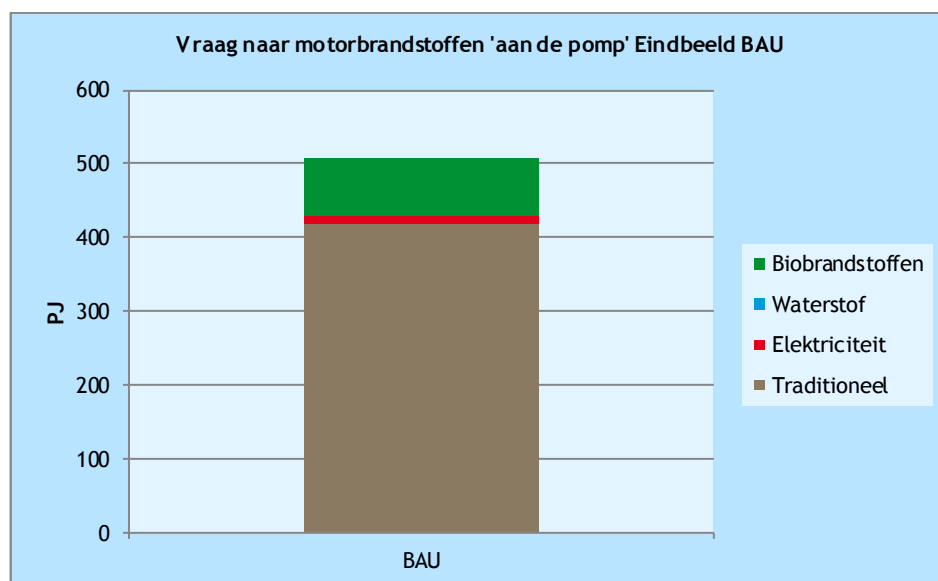
In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die een vaste mix van kolen en biomassa gebruiken. Daarnaast vormt aardgas een belangrijke brandstof. De hernieuwbare opties hebben tezamen een aandeel van 21% in de elektriciteitsproductie. In het BAU wordt aangenomen dat er geen CCS plaatsvindt.

In het eindbeeld van BAU wordt aangenomen dat in 2030 meer dan 80 PJ vaste biomassa wordt gebruikt bij de productie van elektriciteit. Dit is deels het verbranden van afval in AVI's, maar grotendeels de meestook in kolen-centrales. Deze meestook komt daarmee boven de 25 PJ uit die is afgesproken voor 2023 in het Energieakkoord voor duurzame groei. In deze studie is aangenomen dat in het BAU, de meestook van biomassa na 2023 groeit, om invulling te geven aan aanvullende doelstellingen uit Europa, welke verder gaan dan de doelen uit het Energieakkoord voor duurzame groei.

### Motorbrandstoffen

Op de vraag naar motorbrandstoffen voor de transportbehoefte wordt in dit eindbeeld aangenomen dat er geen besparing plaatsvindt. Het grootste deel van de vraag wordt ingevuld met traditionele brandstoffen (benzine en diesel) en maar beperkt door elektriciteit en biobrandstoffen. In totaal heeft 16% van de motorbrandstoffen een hernieuwbare bron. Figuur 100 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 100 Vraag naar motorbrandstoffen BAU



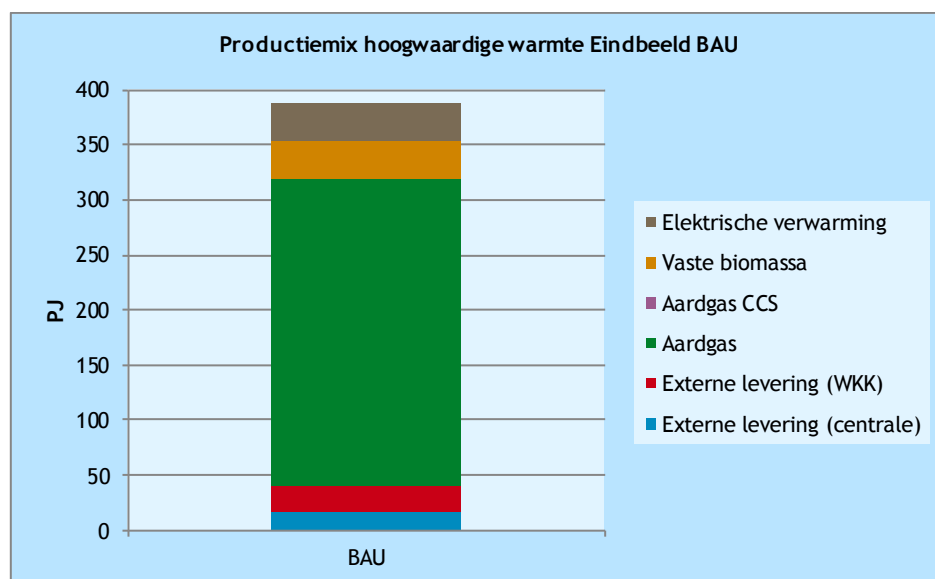
### Hoogwaardige warmte

De vraag naar hoogwaardige warmte komt volledig uit de industriële sector. In dit eindbeeld wordt 5% op deze warmtevraag bespaard. De invulling van deze vraag verloopt via twee routes:

- vanuit de elektriciteitsproductie vindt warmtelevering plaats in de vorm van stoom uit elektriciteitscentrales en WKK's;
- de resterende warmtevraag wordt in de sector zelf geproduceerd door ketels (gas of biomassa) of elektriciteit.

In Figuur 101 wordt de productiemix van de hoogwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 12% een hernieuwbare oorsprong.

Figuur 101 Productiemix hoogwaardige warmte BAU



### Laagwaardige warmte

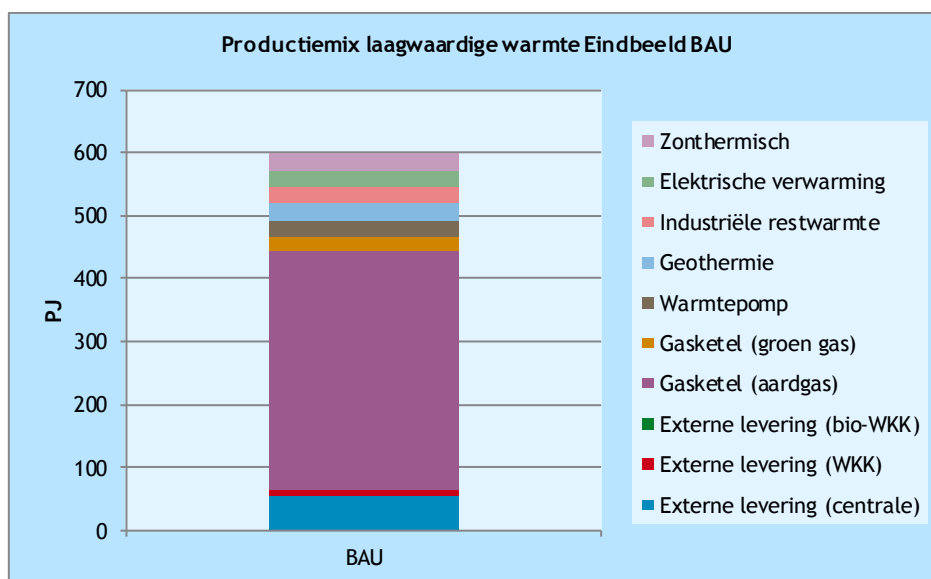
De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de gebouwde omgeving veruit de grootste. Op de vraag naar laagwaardige warmte kan in dit eindbeeld 10% worden bespaard.

Net als bij hoogwaardige warmte, vindt ook hier een koppeling plaats met warmtelevering vanuit de elektriciteitsproductie. De resterende warmtevraag wordt ingevuld met ketels, warmtepompen, geothermie, elektrische verwarming, zonthermische systemen en industriële restwarmte.

In de volgende grafiek wordt de productiemix van voor laagwaardige warmte weergegeven. Van de totaal geleverde warmte heeft 17% een hernieuwbare oorsprong. Een deel hiervan komt groen gas dat wordt ingevoerd op het gasnetwerk (5%) en wordt gebruikt in de ketels en WKK's.



Figuur 102 Productiemix laagwaardige warmte BAU



### Totaal energiegebruik

De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 103 wordt de opbouw van het bruto eindverbruik voor BAU weergegeven.

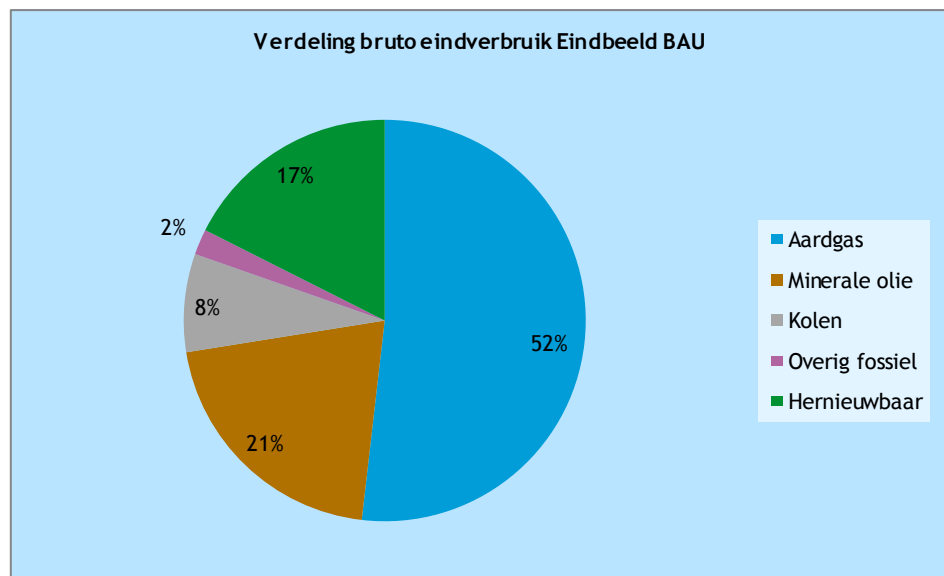
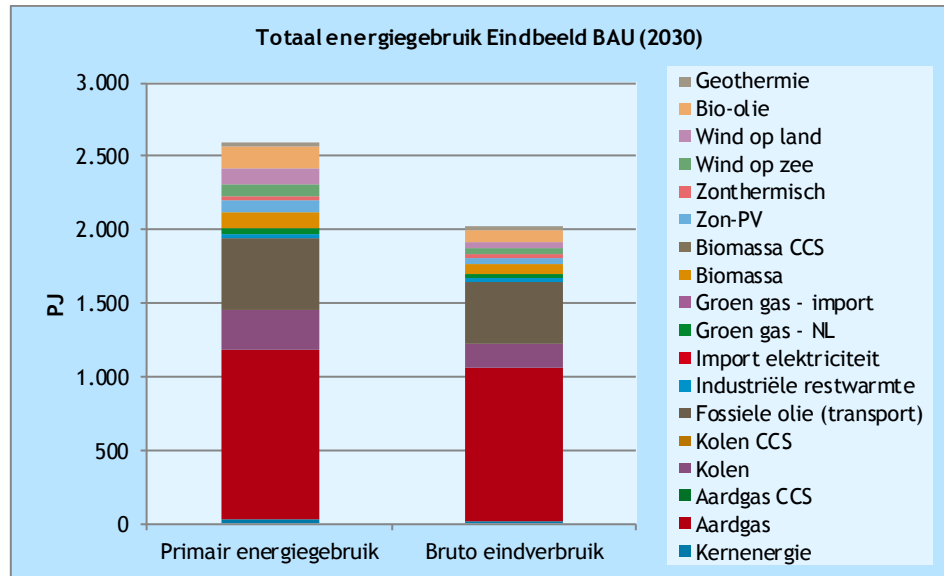
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld<sup>32</sup>. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 103 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor BAU weergegeven.

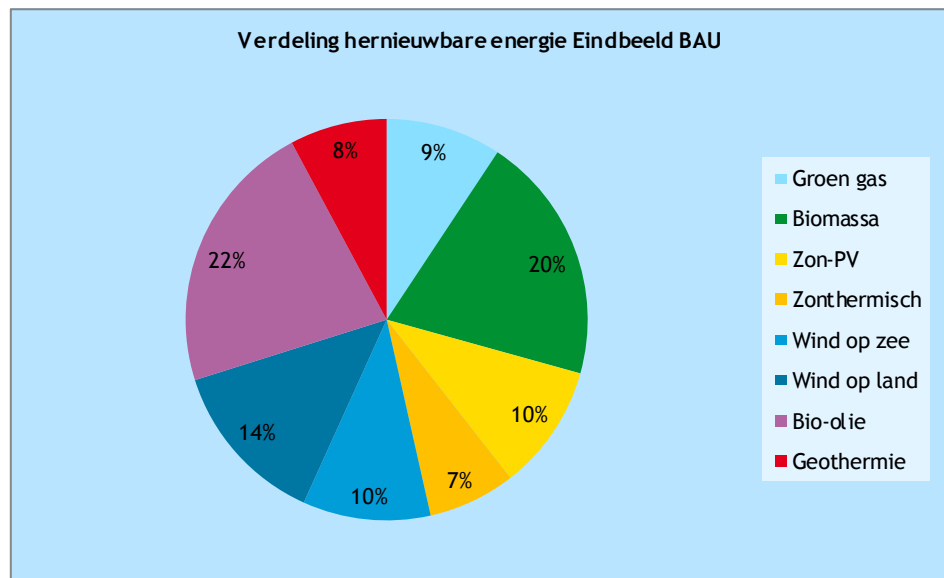
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 44% van het primaire gebruik en 50% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door fossiele olie (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer 10%).

In dit eindbeeld heeft 16% van het bruto eindverbruik een hernieuwbare oorsprong. Bijna 30% komt hierbij van bijstook van biomassa in kolencentrales. Een kwart van biobrandstoffen en 15% van wind op zee.

<sup>32</sup> Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

Figuur 103 Totaal energiegebruik BAU

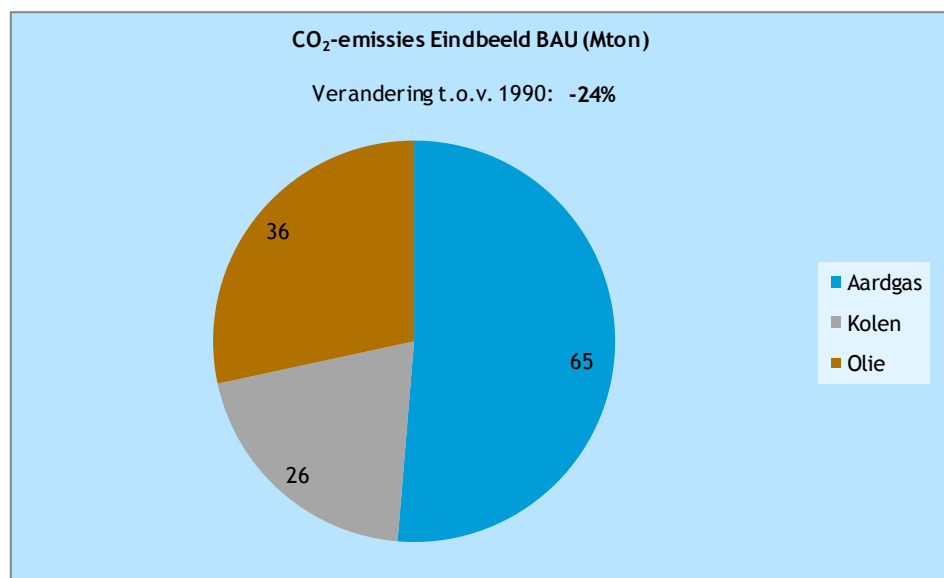




### Emissies

De CO<sub>2</sub>-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Figuur 104 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 24% CO<sub>2</sub>-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

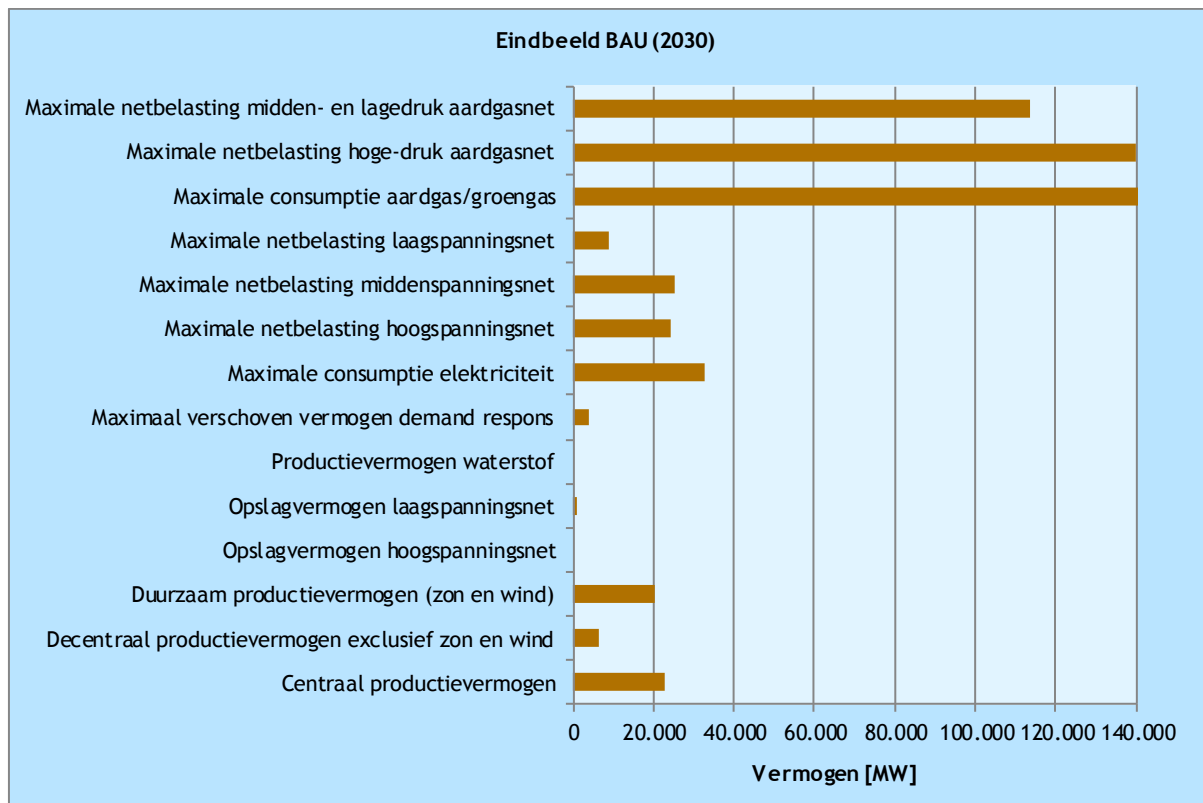
Figuur 104 CO<sub>2</sub>-emissies BAU



### Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 105 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. Dit scenario heeft meer decentrale zon-PV opwekking dan Scenario B en Scenario D. Er wordt 870 MW decentraal opslagvermogen toegepast, voornamelijk vanwege power quality aspecten. Het decentrale (duurzame) opwekvermogen ligt nog boven het centraal opwekvermogen. Qua vermogenstransport is het gasnet dominant maar het maximaal vermogen ligt nog onder dat van het jaar 2012.

Figuur 105 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld BAU



## D.7 Huidige energievoorziening

De huidige energievoorziening (2012) is het *eindpunt* van de backcasting. Alle eindbeelden moeten uiteindelijk aansluiten op de huidige energievoorziening.

De huidige energievoorziening is gebaseerd op de gegevens van het CBS. Deze zijn voor de elektriciteitsproductie redelijk eenduidig, inclusief de onderverdeling van centrale en decentrale productie. Voor de warmteproductie en het gebruik van motorbrandstoffen moet echter een aantal aannames worden gemaakt voor het completeren van het totaalbeeld.

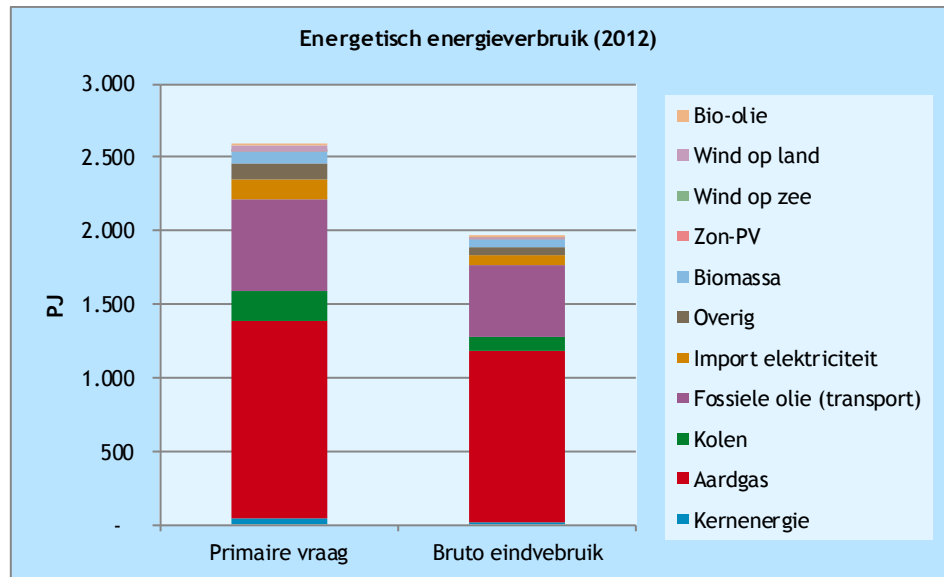
Op hoofdlijnen zijn dit:

- aannames over de verdeling van de productie elektriciteit en warmte over hoge en lage temperatureenheden (voor centrale en decentrale aardgaseenheden);
- aannames over de verdeling van de productie van hoge temperatuurwarmte in de industrie over aardgas en elektriciteit;
- aannames over het samenvoegen van verschillende conversietechnieken om het aantal beperkt te houden (zoals één optie voor een gascentrale waar gasturbines, STEGs en gasmotoren onder vallen);
- diverse aannames over de productierendementen van conversietechnieken voor het bepalen van het primair energiegebruik.

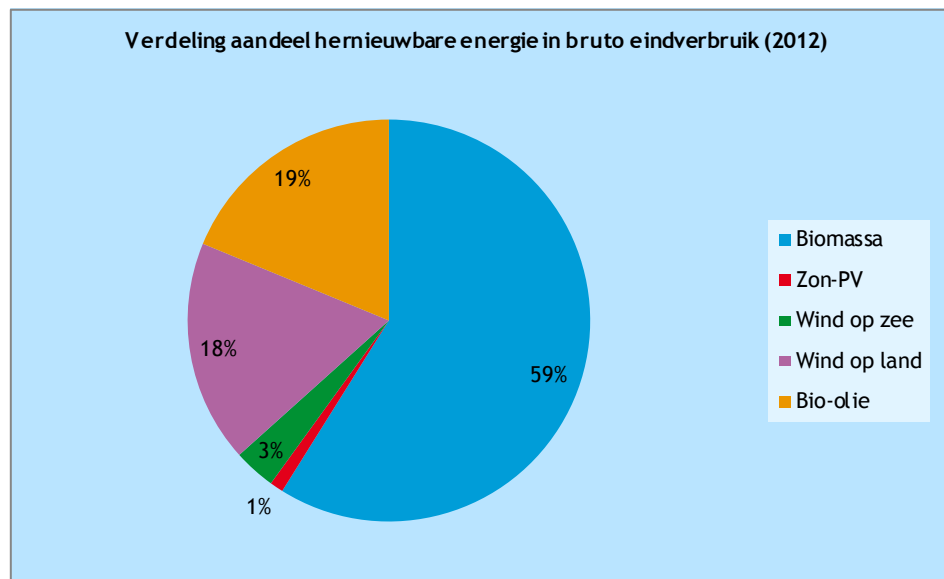
Als gevolg van deze aannames sluit het beeld van het primaire energiegebruik niet volledig aan op het door het CBS berekende gebruik. Het verschil is echter beperkt en heeft geen grote invloed op de uitkomsten van de berekeningen in deze studie.

In de volgende grafieken worden de waarden van de huidige energievoorziening weergegeven.

Figuur 106 Energetisch energieverbruik in 2012



Figuur 107 Hernieuwbare energie in 2012



### D.7.1 Recente ontwikkelingen

Onderdeel van de huidige situatie is dat recente ontwikkelingen worden meegenomen in het *business-as-usual*. Hoewel dit niet volledig getalsmatig kan worden uitgevoerd in de gebruikte modellen. Is zo veel mogelijk recht gedaan aan de volgende onderwerpen.

#### Energieakkoord

Op 6 september 2013 ondertekende een grote groep van Nederlandse partijen het Energieakkoord voor duurzame groei. Met de ondertekening van het Energieakkoord wordt een aantal doelen nagestreefd:

- een besparing van het finale energieverbruik met gemiddeld 1,5% per jaar;
- 100 PJ aan energiebesparing in het finale energieverbruik van Nederland per 2020;
- een toename van het aandeel van hernieuwbare energieopwekking (nu ruim 4%) naar 14% in 2020;
- een verdere stijging van dit aandeel naar 16% in 2023;
- ten minste 15.000 voltijdsbanen, voor een belangrijk deel in de eerstkomende jaren te creëren.

Hoewel het akkoord over de gehele energievoorziening van Nederland gaat, krijgt met name warmtebesparing een belangrijke rol bij het bereiken van het doel. Besparingen in de gebouwde omgeving worden gestimuleerd met een energiebesparingsfonds, subsidies en voorlichting. In de industrie krijgt het benutten van restwarmte hoge prioriteit en worden de mogelijkheden voor regionale warmte-infrastructuren onderzocht.

Hernieuwbare warmte krijgt met name een rol bij de decentrale duurzame opwekking. Het akkoord beoogt in 2020 een productie van 40 PJ uit decentrale bronnen als zonnewarmte, warmtepompen en WKO-installaties, maar ook decentrale elektriciteitsproductie zoals zonnestroom. De grootste bijdrage aan de doelstelling voor 2020 wordt echter verwacht van centraal geproduceerde hernieuwbare elektriciteit (wind, biomassa-bijstook).

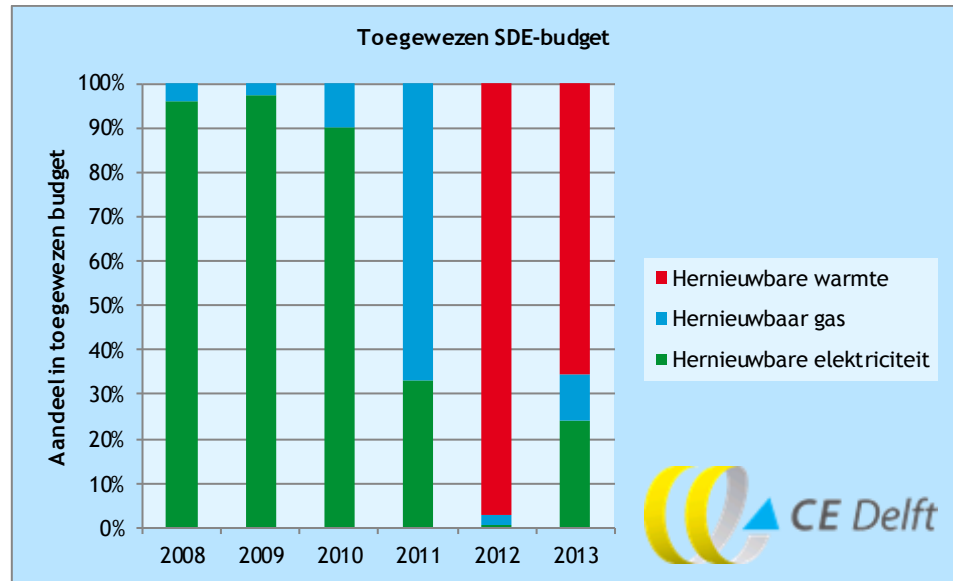
#### SDE+

De SDE+ en haar voorgangers bestaan inmiddels vele jaren. Het is het centrale stimuleringsinstrument van de Nederlandse overheid voor hernieuwbare energie. Waar in de voorgaande jaren het grootste deel van het budget werd uitgegeven aan hernieuwbare elektriciteit en gas, is de regeling vanaf 2012 uitgebreid met categorieën voor hernieuwbare warmte.

Figuur 108 geeft weer wat de effecten hiervan zijn geweest op het toegewezen budget in de afgelopen jaren. Duidelijk is te zien dat hernieuwbare warmte sinds 2012 aanspraak maakt op een aanzienlijk deel van het beschikbare budget. Door de gestaffelde opzet van de SDE+, waarbij de goedkope hernieuwbare technieken als eerst in aanmerking komen voor subsidie, wordt het duidelijk dat een groot deel van de hernieuwbare warmtetechnieken op dit moment goedkoper is dan een deel van de andere hernieuwbare opties.



Figuur 108 Verdeling SDE-budget



Bron: (RVO, 2012), (RVO, 2012), (RVO, 2014).

### Europese Richtlijnen

Sinds 2010 heeft ook binnen Europa een aantal ontwikkelingen plaatsgevonden en zijn relevante richtlijnen uitgevaardigd. Belangrijke richtlijnen voor de energievoorziening zijn de Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED), de Richtlijn Energie-efficiëntie (EED) en de herziening Richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen (EPBD).

#### *Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED, 2009/28/EG)*

De RED schrijft voor dat in 2020 in de Europese Unie als geheel minimaal 20% van het energiegebruik uit hernieuwbare bronnen moet komen. Hoewel de RED al in 2009 is ingegaan, is deze per 31 december 2010 geïmplementeerd en zijn de effecten/consequenties hiervan in recente jaren zichtbaar geworden. Een belangrijk onderdeel van de RED is het opstellen van een nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen (NREAP). Hierin is weergegeven hoe het nationale streefcijfer voor Nederland behaald gaat worden in 2020. De Nederlandse NREAP is in 2011 uitgebracht door het toenmalige Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie en bevat naast een overzicht van de verwachte bijdrage van hernieuwbare bronnen, ook een overzicht van alle instrumenten die de overheid gebruikt om het doel te bereiken.

In de NREAP wordt ervan uit gegaan dat het Nederlandse streefcijfer van 14% hernieuwbaar in 2020 hoofdzakelijk wordt bereikt door hernieuwbare elektriciteit. Zo moet in 2020 37% van de in Nederland gebruikte elektriciteit een hernieuwbare bron hebben. Voor warmte en koude wordt dit op 9% gesteld.

De instrumenten en maatregelen om het doel in 2020 te bereiken zijn divers. Een grote bijdrage wordt wel verwacht van besparing op warmte, zowel bij huishoudens (normering zoals EPC, EPG, EMG en energielabels; besparingsprogramma's en convenanten) als industrie (restwarmtebenutting, aanleg warmte-infrastructuur). Er is maar een beperkt aantal instrumenten en maatregelen dat (deels) gericht is op hernieuwbare warmte (SDE+, EIA).

### *Richtlijn Energie-efficiëntie (EED, 2012/27/EU)*

Waar de RED zich richt op hernieuwbare energie, richt de EED zich op energiebesparing. Het doel van de richtlijn is het behalen van het Europese streefcijfer van 20% energiebesparing in 2020 op het energieverbruik. De richtlijn schrijft maatregelen voor om het energiegebruik van overheid, burgers en bedrijven terug te dringen. De maatregelen hebben onder andere betrekking op warmtekrachtkoppeling, energie-audits, energiediensten, renovatie van gebouwen en voorbeeldfunctie van gebouwen van overheidsinstanties, overheidsinkopen, kwalificatie, accreditatie en certificering, financiering, tarieven en voorwaarden voor het transport van energie en het meten en factureren van energie (Overheid, 2014). De EED is sterk gericht op warmtebesparing en het toepassen van efficiënte technieken zoals WKK en het gebruik van restwarmte. Op dit moment is de overheid bezig met de implementatie van de EED in de Nederlandse wet- en regelgeving. Dit moet voor 5 juni 2014 afgerond zijn.

### *Herziening Richtlijn Energieprestatie gebouwen (EPBD, 2010/31/EU)*

In 2010 is een herziene Richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen (EPBD) goedgekeurd door de EU. In de loop van 2013 is deze richtlijn geïmplementeerd in de Nederlandse wet- en regelgeving.

De belangrijkste wijzigingen ten opzichte van de eerdere versies van de Richtlijn zijn (op het vlak van warmte):

- De lidstaten berekenen de kostenoptimale niveaus van de minimumeisen van energieprestaties met betrekking tot de totale levenscyclus voor gebouwen.
- Voor elk nieuw gebouw wordt de haalbaarheid van alternatieve systemen van energieopwekking onderzocht.
- Voor bestaande bouw moeten nu eisen vastgelegd worden voor elke ingrijpende renovatie. Daarnaast moeten ook energieprestatie-eisen bepaald worden voor kleinere renovaties waarbij een deel van de gebouwschil wordt vervangen dat een significante impact heeft op de energieprestatie.
- De lidstaten moeten systeemeisen vastleggen op het vlak van de globale energieprestatie van technische installaties die vervangen worden in bestaande gebouwen.
- Vanaf 2021 moeten alle nieuwe gebouwen ‘bijna energieneutrale gebouwen’ zijn. Vanaf 2019 geldt dit voor alle nieuwe gebouwen van overheden.

Op het energieprestatiecertificaat moet de technische haalbaarheid en de kosteneffectiviteit van de opgenomen aanbevolen maatregelen vermeld worden.





# Bijlage E Profielmodel

## E.1 Doel en reikwijdte van de profielmodellering

Het energieconversiemodel geeft al een goed beeld van energiestromen binnen de verschillende scenario's. Om capaciteiten te kunnen bepalen, wordt een vertaalslag gemaakt naar (net)belastingpatronen aan de hand van genormeerde belastingpatronen voor relevante apparaten, installaties en verbruiksgroepen binnen Nederland en opwekpatronen voor duurzame energie.

Dit levert een veelheid van data op, met als basis de belastingprofielen voor alle apparaten, installaties en verbruiksgroepen in het profielmodel. Deze vormen weer het uitgangspunt voor het bepalen van netbelastingen, het bepalen van de inzet van centrale opwekking, het inschatten van energieprijzen en voor de evaluatie van de elektrische systeemstabiliteit.

De grafieken en tabellen op basis van deze data suggereren soms een hogere nauwkeurigheid dan mag worden verwacht van een model op hoofdlijnen zoals dit capaciteitsmodel. Het doel van dit model is voornamelijk om inzicht te krijgen in de gevolgen van systeemkeuzes en scenariokeuzes. Het gaat meer om trends dan om absolute kwantificering per scenario.

Verder is dit een landelijk model, gebaseerd op landelijke belastingpatronen waarbij rekening is gehouden met de gelijktijdigheid van belastingen over heel Nederland. Het profielmodel zegt dus niets over de situatie in een specifieke woonwijk of een specifiek industriegebied.<sup>33</sup>

Deze bijlage gaat in meer detail in op de werking van het conversiemodel. Het beschrijft werkwijzen, achtergronden en methodieken.

## E.2 Profielmodel in samenwerking met conversiemodel

Een van de grote uitdagingen van deze studie is om een eindbeeld van een scenario te vertalen naar daadwerkelijke kosten van assets (opwekking, netten en dergelijke). Daarvoor wordt een profielmodel gebruikt waarin gelijktijdige belastingprofielen van gebruikersgroepen in Nederland zijn opgenomen. Dit profielmodel richt zich alleen op elektriciteit en gas en deels op warmtelevering. Mobiliteit (uitgezonderd elektrische auto's) valt buiten dit model.

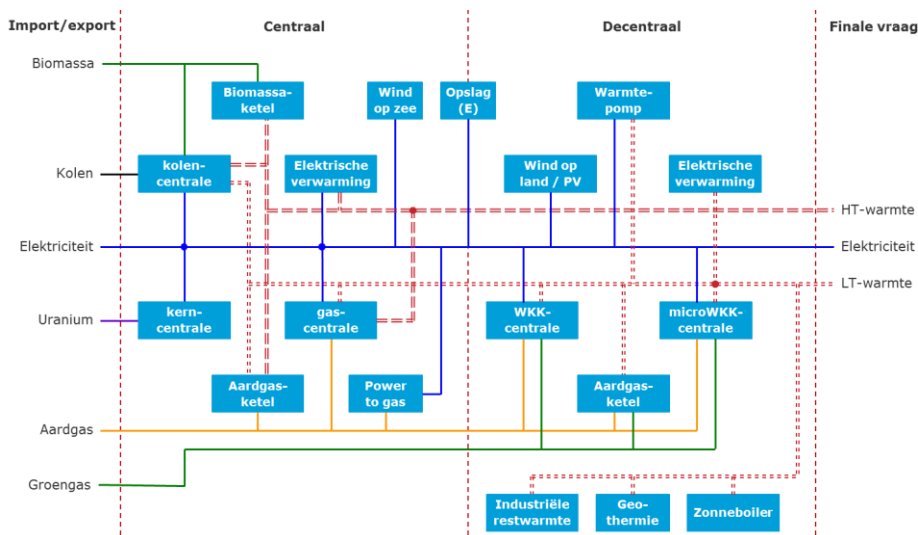
Het conversiemodel levert per zichtjaar een consistent energiebeeld op. Dit energiebeeld is opgebouwd uit energieverbruik, energieaanbod en energieconversies die binnen dit scenario voorkomen. Figuur 109 geeft het overzicht van de energieconversies die in het profielmodel zijn opgenomen. Door middel van import van energie (inclusief eigen aardgaswinning), eigen (duurzame) opwekking en de benodigde energieconversies wordt aan de finale vraag voor hoge temperatuurwarmte (processen), lage temperatuurwarmte (tapwater- en ruimteverwarming) en elektriciteit voldaan.

---

<sup>33</sup> Het profielmodel biedt wel de mogelijkheid om een specifieke wijk met specifieke belastingpatronen bijvoorbeeld als gevolg van een hoge penetratie van zon-PV of warmtepompen door te rekenen maar deze mogelijkheid is in deze studie niet gebruikt.



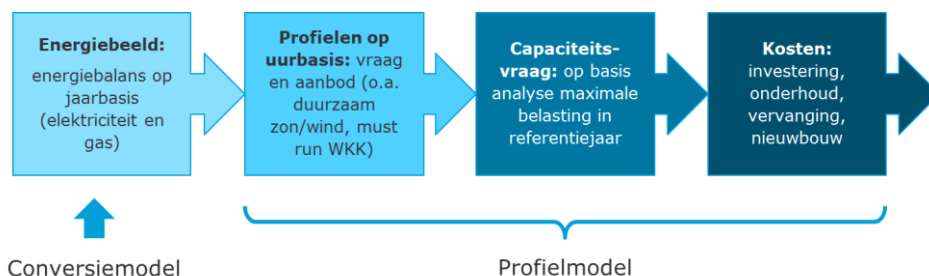
Figuur 109 Overzicht van energieconversies in het conversiemodel en profielmodel



Het energiemodel beschrijft de omvang van de energieconversies (bijvoorbeeld opwekking door zon, wind en conventionele centrales) en van de finale vraag (voor elektrisch vervoer, warmtepompen, netverliezen, opslagverliezen en dergelijke). Deze omvang en finale vraag worden uitgedrukt in PJ.

In het profielmodel wordt deze ‘energiebalans’ omgezet in belastingprofielen voor een referentiejaar. De hoogste belasting in dat jaar is een maat voor de benodigde investering in capaciteit voor opwekking of transport en distributie. Figuur 110 geeft dit weer.

Figuur 110 Het profielmodel gebruikt energiebeelden uit het conversiemodel voor de dimensionering



### E.3 Belasting- en opwekprofielen in het profielmodel

De basis van het model zijn profielen op uurbasis. Het betreft hier gemiddelde profielen waarin het gelijktijdigheidseffect al is meegenomen. Gebruikte profielen zijn:

- Vaste dagprofielen, bijvoorbeeld voor de belasting van elektrisch vervoer of warmtepompen of de opwekking door micro-WKK of voor de bijdrage van een interconnectie met het buitenland. Er is een profiel voor een doordeweekse dag en voor een weekenddag. Er worden genormeerde profielen gebruikt en de piekbelasting en penetratie van dit profiel wordt separaat ingevoerd.
- Profielen voor duurzame opwekking (zon-PV en windturbines) gebaseerd op weergegevens en geïnstalleerd vermogen.

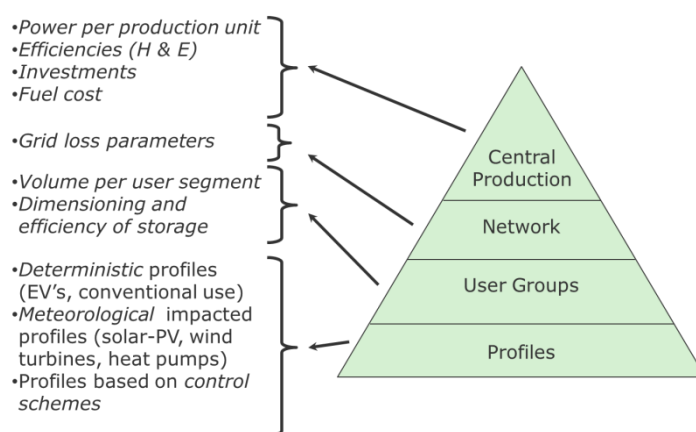


- Profielen op basis van een regelstrategie of anders. Bijvoorbeeld elektriciteitsopslag, productie van waterstof voor elektrisch vervoer of netverliezen.

Op basis van één of meerdere profielen wordt de belasting (of opwekking) van een gebruikersgroep bepaald. Daarbij wordt nog rekening gehouden met netto en bruto profielen. Dit speelt bij eigen opwekking, bijvoorbeeld bij tuinders. Hierop wordt verderop in deze bijlage ingegaan. Het uiteindelijke netto netbelastingprofiel voor het net is het resultaat van de bruto profielen voor eigen verbruik en eigen opwekking.

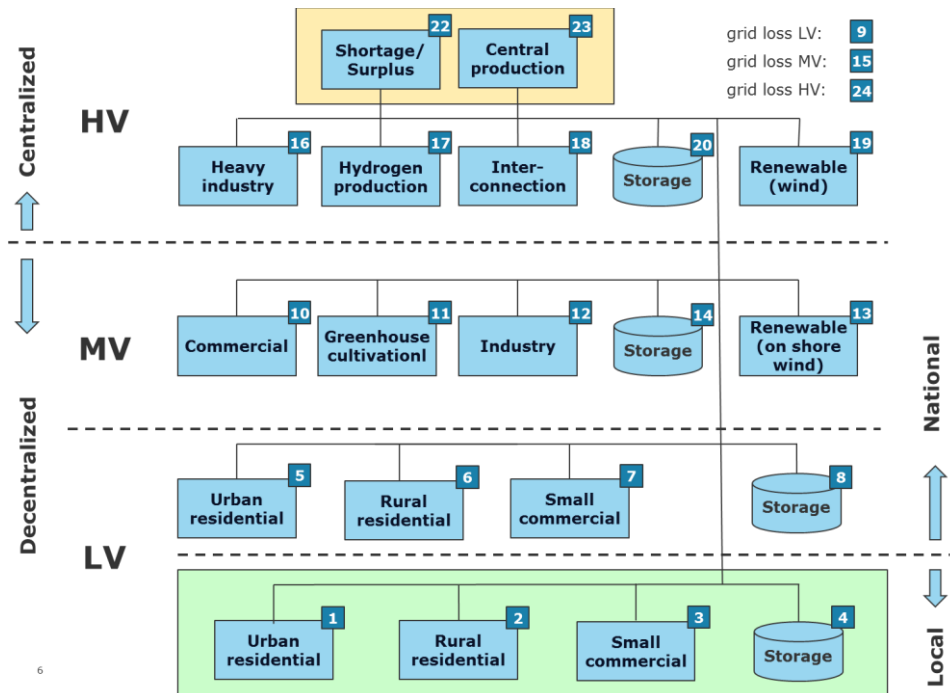
Profielen worden gebundeld tot één profiel voor een bepaalde gebruikersgroep (woningen, utiliteitsbouw, industrie, opwekking windturbines, energieopslag en dergelijke). Verschillende gebruikersgroepen worden weer gebundeld tot de belasting voor een netvlak (laagspanning, middenspanning, hoogspanning) en de resulterende belasting wordt verzorgd door centrale opwekking in combinatie met import/export. Figuur 111 geeft dit weer.

Figuur 111 Opbouw van het profielmodel uit individuele profielen



In Figuur 112 is een overzicht gegeven van de toegepaste gebruikersgroepen. De methodiek laat de mogelijkheid open om lokale effecten voor een lokale wijk (met bijvoorbeeld veel elektrische warmtepompen of zon-PV) door te rekenen in een landelijk beeld dat daarvan afwijkt. De interconnecties (vast profiel) samen met het tekort/overschot aan centrale productie (dynamisch profiel) bepalen de benodigde import/export.

Figuur 112 Overzicht van gebruikersgroepen



Het profielmodel is in de basis een ‘boekhoudkundig’ model dat profielen op uurbasis optelt en dat deze optellingen controleert met checksommen en dergelijke. De waarde van het model zit onder andere in het goed en betrouwbaar bepalen van de individuele verbruiksprofielen, de methodiek voor netverliesberekeningen en de regelstrategie voor opslagsystemen en systemen voor waterstofproductie.

De match tussen het conversiemodel en het profielmodel is nooit perfect. Zo gaat het conversiemodel uit van een vast percentage netverliezen. In het profielmodel worden deze berekend op basis van de fysische eigenschappen van het net en geprofileerde netbelasting.

#### E.4 Referentiejaar klimaatgegevens

Een aantal profielen is afhankelijk van de weercondities. Dit zijn met name profielen voor ruimteverwarming (deze worden geschaald op basis van de temperatuur) en profielen voor duurzame opwekking (wind afhankelijk van de windsnelheid en zon afhankelijk van de zoninstraling). Voor het referentiejaar wordt het ‘verkort referentiejaar voor buitencondities’ (VRJ) gebruikt. Dit referentiejaar is gebaseerd op een NEN-norm<sup>34</sup> en verder toegelicht in een ISSO-publicatie<sup>35</sup>. Het referentiejaar geeft voor 4 seizoenen van 14 dagen van 24 uur een gemiddeld Nederlands jaar weer. Het VRJ is aangepast door de koudste weekdag en weekenddag van circa -7°C en -10°C te wijzigen in -17°C.

<sup>34</sup> NEN 5060 Verkort Referentiejaar voor buitencondities, 1987. Deze norm is in 2009 ingetrokken.

<sup>35</sup> Verkort referentiejaar voor buitencondities, ISSO publicatie 12, 1986.



Het VRJ wordt gebruikt als een representatief jaar waarin alle realistische omstandigheden voorkomen. Voor het bepalen van maximale belastingen is dit voldoende. Verbruiken worden opgeschaald naar een jaarverbruik met een factor 365/56. Dit geldt ook voor benodigde capaciteit van opslag. Voor opslag op dagbasis of weekbasis is de berekende capaciteit (MWh) de goede capaciteit. Voor opslag op jaarbasis dient de berekende capaciteit met dezelfde factor opgeschaald te worden. Het model levert daarmee inzicht voor een jaar met extremen maar niet voor een extreem jaar (bijvoorbeeld een jaar met heel weinig wind of heel weinig zon). Dat is inherent aan deze methode en kan opgelost worden door voor een aantal verschillende (extreme) klimaatjaren het model door te rekenen. Dit valt buiten de scope van deze studie.

## E.5 Duurzame opwekking

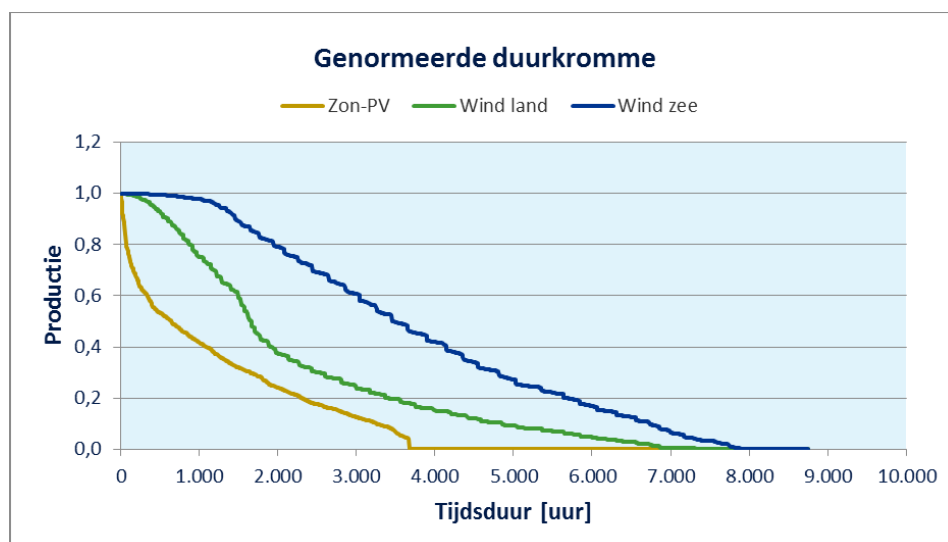
Duurzame opwekking (zon, wind) zijn gebaseerd op de zoninstraling en de windsnelheden uit het verkort referentiejaar. Er is echter wel schaling toegepast zodat het aantal equivalente vollasturen per jaar overeenkomt met praktijkwaarden. Voor wind betekent dit dat de windsnelheid is opgeschaald naar hogere waarden. Dit is logisch omdat het VRJ geen windsnelheid in het vrije veld geeft. Aan de hand van de ashoogte van de turbines en de profielactoren voor het windprofiel is zodanig geschaald dat windturbines op land uitkomen op circa 2.200 vollasturen en windturbines op zee op circa 3.500 vollasturen per jaar. De volumemaat is het aantal windturbines van een bepaald vermogen (2,5 MW voor conventionele turbines op land, 6 MW voor turbines op zee). Het momentane vermogen volgt uit de windsnelheid en het opwekprofiel van de turbines.

Voor zon geeft het VRJ instraling op het platte vlak (direct en diffuus). Deze is aan de hand van jaargemiddelde data voor verschillende oriëntaties van zonnepanelen geschaald naar de positie van het paneel (horizontale en verticale hoek) en naar een gemiddeld aantal equivalente vollasturen van 850 uur per jaar. De volumemaat is het aantal installaties van een gegeven aantal m<sup>2</sup> oppervlak (50 m<sup>2</sup> per woning, 125-500 m<sup>2</sup> per installatie overig). Met een rendement van 20% komt dit neer op 7 kWp per woning en 18-70 kWp voor (kleine) utiliteitsgebouwen.

De durkrommen voor duurzame opwekking op basis van het VRJ staan weergegeven in Figuur 113. Duidelijk is dat de piekopwekking door zon veel groter is dan de piekopwekking door wind. Het ligt daarom voor de hand om zon bij piekbelastingen voor het net of te lage (negatieve) energieprijzen af te schakelen (curtailment). De afweging is die bijvoorbeeld gemaakt moet worden is de balans tussen de meerkosten van een opslagsysteem en de meeropbrengst van elektriciteit die verkocht wordt op een moment dat de prijs hoog is. Dit is een economische afweging die in het profielmodel niet wordt gemaakt, juist om de implicaties van een hoge penetratie aan zon weer te geven.



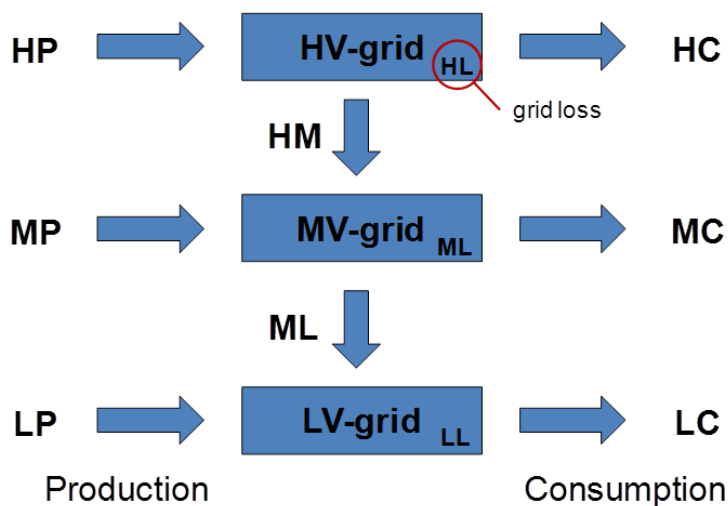
Figuur 113 Overzicht van genormeerde jaarduurkrommen voor de opwekking van zon en wind



## E.6 Netbelasting

Het profielmodel focust zich op de kosten voor elektriciteitsnetten. Het elektriciteitsnet wordt gemodelleerd door middel van drie netvlakken (hoog-, midden- en laagspanning) en twee transformatorvlakken (hoog- naar middenspanning en midden- naar laagspanning). Figuur 114 geeft dit schematisch weer. De belasting per netvlak (HV-grid, MV-grid en LV-grid) wordt bepaald door de productie (P) en de consumptie (C) per netvlak en de elektriciteitsstromen door de transformatorvlakken HM en ML.

Figuur 114 Schematische weergave van het elektriciteitsnet zoals dat in de modellering wordt gebruikt



De belasting van een netvlak wordt bepaald door de grootste energiestroom (op uurbasis) door dat netvlak. De belasting van een transformatorvlak wordt op dezelfde wijze bepaald. De maximale belasting is bepalend voor de benodigde capaciteit per netvlak.

De kosten per netvlak of transformatorvlak worden bepaald op basis van de maximale belasting en een kostenkental, uitgedrukt in euro's per kW benodigde capaciteit. Deze kostenkentalen zijn bepaald op basis van een eerdere netstudie voor smart grids (CE Delft, DNV KEMA) en op basis van de resultaten van expertmeetings met netbeheerders die in het kader van dit project gehouden zijn. De gebruikte kostenkentalen zijn samengevat in Tabel 66.

Tabel 66 Kostenkentalen voor netten

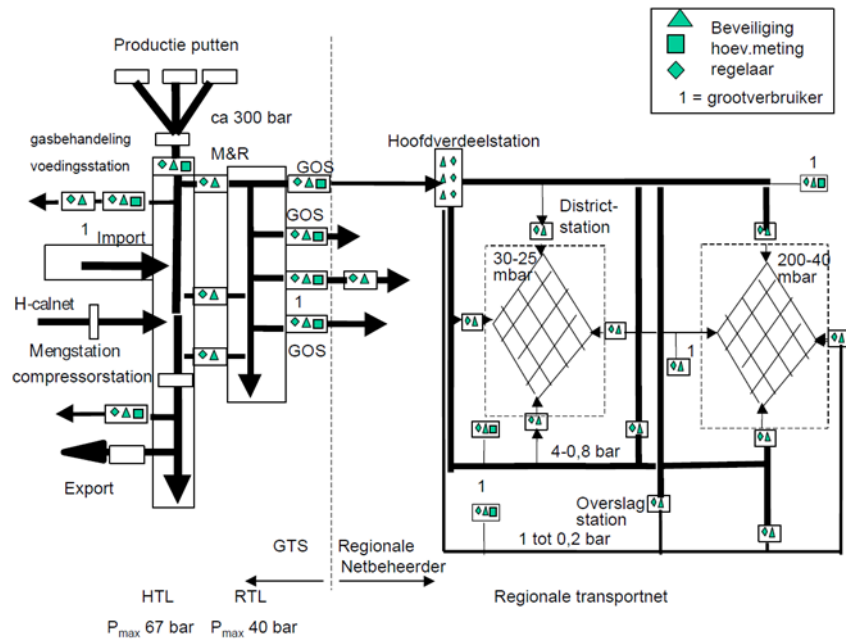
Netvlak/transformatorvlak	Kostenkental [€/kW]	Leercurve
Hoogspanning	408	laag
Hoogspanning --> middenspanning	250	laag
Middenspanning	705	laag
Middenspanning --> laagspanning	200	laag
Laagspanning	862	laag

Voor gasnetten zijn geen capaciteitskostenberekeningen opgenomen omdat in alle scenario's het gasverbruik daalt. Uitgangspunt is dat in alle scenario's de bestaande netten worden gehandhaafd en dat de kosten per scenario gelijk zijn.

Een uitzondering betreft investeringen voor groen gas. Om dit te verduidelijken is in Figuur 115 een schematische weergave gegeven van het gasnet in Nederland. Het hoge druk net wordt bedreven op een druk van 40-67 bar, het lage druk net op 20 mbar tot 8 bar. Invoeding van (regionaal geproduceerd) groen gas zal plaatsvinden op het niveau van het regionale transportnet (8 bar). Het regionale transportnet heeft globaal gesproken voldoende capaciteit om de dag-nachtcyclus op te vangen, maar niet om seizoenfluctuaties op te vangen. Hiervoor dient centrale gasopslagcapaciteit gebruikt te worden. Dit betekent dat groen gas (bij veel invoeding) van het regionale net naar het landelijk net zal moeten worden getransporteerd. Dit brengt additionele kosten met zich mee voor een extra compressiestap om gas van een lage druk naar een hoge druk te brengen.



Figuur 115 Schematische weergave van het aardgasnet (bron: Dienst uitvoering en toezicht Energie)



Invoeding van grote hoeveelheden groen gas brengt daarom extra kosten met zich mee voor de benodigde compressiestap van het regionale gasnet naar het landelijke gasnet. Daarnaast brengt het comptabel meten van de invoeding van groen gas extra kosten met zich mee. Met name het nauwkeurig meten van de gassamenstelling brengt hoge kosten met zich mee.

## E.7 Energieopslag

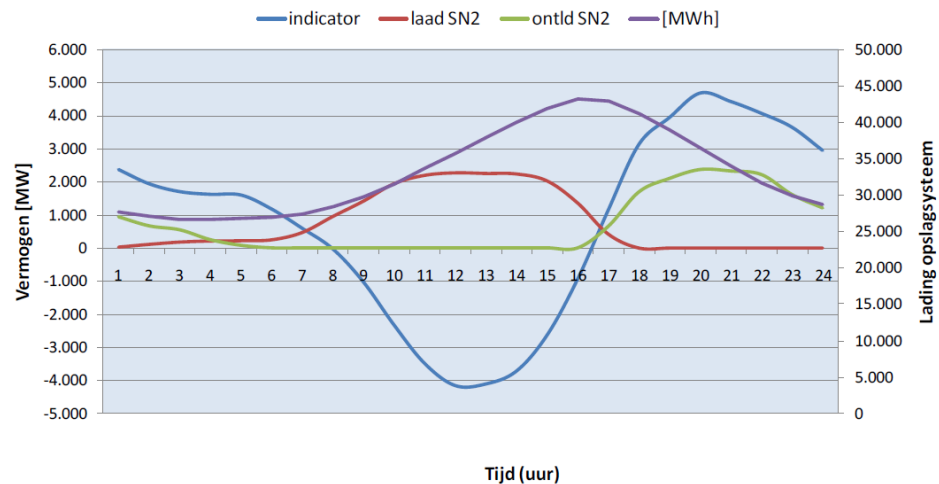
Elektriciteitsopslag kent twee vormen in het conversiemodel. Dag-nachtopslag, en seizoensopslag. Bij dag-nachtopslag begint het opslagsysteem ieder etmaal met hetzelfde energieniveau en middelt het pieken en dalen in de consumptie/productie over één etmaal zo goed mogelijk uit. Seizoensopslag-systemen zijn er op gericht om binnen een jaar seizoensvariaties op te vangen. Dit wordt vooral belangrijk als veel verwarming geëlektrificeerd wordt (bijvoorbeeld elektrische warmtepompen).

Opslagssystemen worden aangestuurd op basis van een indicator die representatief is voor de energievraag in het netvlak waar het opslagsysteem is aangesloten. Bij een hoge energievraag ontlad het opslagsysteem om bij te dragen aan de vraag, bij een lage energievraag (of negatieve vraag, bijvoorbeeld productie door zon-PV) laadt het opslagsysteem. Het opslagsysteem is er dus op gericht om de energievraag in een netvlak uit te middelen en daarmee de netbelasting te vereffenen. Sturing op energieprijzen is nog niet mogelijk.

Figuur 116 geeft een voorbeeld van de werking van het opslagsysteem. Het betreft dag-nachtopslag op laagspanningsniveau. De bepalende energievraag is de combinatie van een conventioneel belastingprofiel voor een huishouden en opwekking van duurzame energie (zon-PV) tijdens de daguren. Duidelijk is te zien dat het opslagsysteem laadt gedurende de daguren en ontlad in de avond aflopend richting de nacht. De belastingpiek als gevolg van de zon-PV opwekking wordt op deze manier afgevlakt.



Figuur 116 Voorbeeld van de werking van opslag voor woningen met veel zon-PV

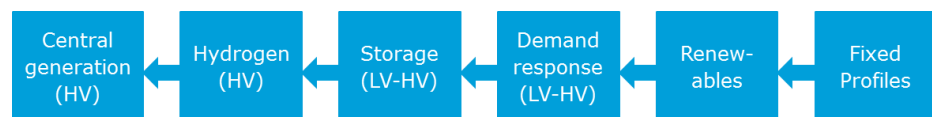


Het aardgasnet heeft zelf al een intrinsieke opslagcapaciteit. Door drukvariaties in het landelijke of regionale transportnet toe te laten, kunnen dag-nachtfluctuaties opgevangen worden. Voor aardgas is daarom alleen seizoensopslag van belang. Seizoensopslagmogelijkheden zijn nu al aanwezig om pieken in het gasverbruik op te vangen. Deze vorm van opslag wordt daarom in alle scenario's aanwezig geacht en geeft geen verschil tussen de scenario's onderling.

## E.8 Aanpassen van het profielmodel op het conversiemodel

Het doorrekenen van het profielmodel op basis van het conversiemodel vraagt een aantal stappen. Deze zijn in Figuur 117 weergegeven.

Figuur 117 Volgorde van doorrekenen van het profielmodel



Deze stappen behelzen:

- Het aanpassen van het gelijktijdig piekvermogen of het aantal eenheden van apparaten/installaties met een vast profiel, zodanig dat de productie of consumptie uit het profielmodel overeenkomt met de productie of consumptie uit het conversiemodel.
- Het aanpassen van het aantal installaties voor opwekking van wind- en zonne-energie zodanig dat de productie uit het profielmodel overeenkomt met de productie uit het conversiemodel.
- Het doorrekenen van demand respons op basis van het percentage flexibiliteit voor aangeslotenen per netvlak. Dit is voor alle scenario's identiek.
- Het doorrekenen van opslag. Opslag op laagspanning wordt zodanig gedimensioneerd dat de zonnepiek wordt opgevangen in het laagspanningsnet zelf. Opslag op middenspanning wordt niet gebruikt omdat dit voornamelijk nog niet meer inzicht levert. Opslag op hoogspanning wordt zodanig gedimensioneerd dat de import/export in het jaar 2030 over

het jaar gemiddeld met elkaar in balans zijn. Opslagverliezen worden bepaald aan de hand de rendementen van de verschillende opslagsystemen.

- Het doorrekenen van waterstofproductie (of power-to-gas). Waterstofproductie werkt alleen tijdens uren met een hoge productie en/of een lage consumptie van elektriciteit. De vermogensgrens waarbij waterstofproductie wordt ingezet wordt zodanig bepaald dat precies voldaan wordt aan de gevraagde productie uit het conversiemodel. Aangenomen is dat waterstofproductie circa 4.000 vollasturen per jaar maakt. Uit deze aanname volgt het vereiste productievermogen.
- Als laatste stap worden de centrale productie-eenheden zodanig gedimensioneerd dat de gerealiseerde opwekking gelijk is aan de gevraagde opwekking uit het conversiemodel. Dit is nooit een exacte match, mede omdat de netverliezen en de opslagverliezen berekend worden in het profielmodel en daarom niet altijd overeenkomen met de waarden uit het conversiemodel. Het vermogen van de centrale units wordt altijd zo geschaald dat het gevraagde vermogen uit het profielmodel precies geleverd wordt. Dit maakt de scenario's onderling vergelijkbaar.

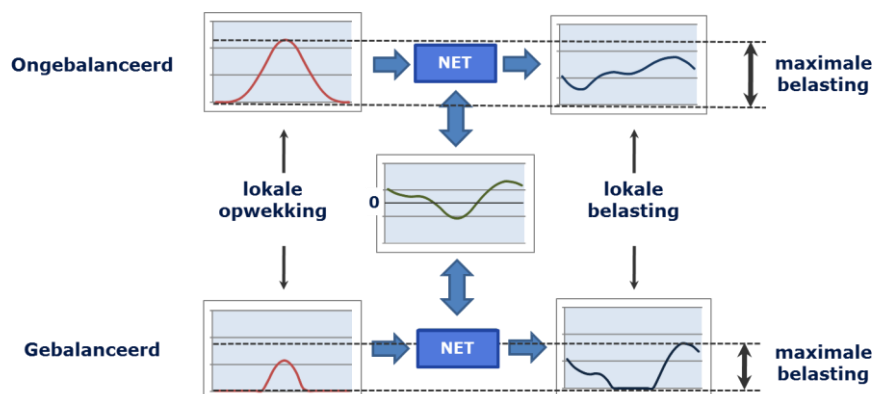
## E.9 Demand respons en smart grids

Smart grids zijn niet expliciet opgenomen in de scenario's. Het enige flexibele mechanisme dat is opgenomen is verschuiving van de etmaalvraag door demand respons op basis van Time-of-Use-tarieven. Smart grid-concepten zijn in feite leveranciers van flexibiliteit en als zodanig uitwisselbaar met bijvoorbeeld opslag. Conceptueel is het effect daarmee meegenomen in dit model alleen is geen kosten-batenafweging gemaakt tussen het inzetten van flexibiliteit door opslag of flexibiliteit door smart grid-concepten.

## E.10 Locale balancering in netten

Lokale balancering is erg belangrijk voor de netbelasting. Lokale balancering wil zeggen dat productie en consumptie lokaal al gebalanceerd worden zonder een belasting te vormen voor het net. Figuur 118 geeft een voorbeeld van een groep huishoudens met zon-PV. Als alle zonproductie via het net gaat is de netbelasting groter dan als deze binnen deze groep gesaldeer wordt. De mate van balancering kan worden uitgedrukt in een balanceringsfactor. Een factor nul wil zeggen geen balancering, een factor één wil zeggen maximale balancering.

Figuur 118 Visualisatie van het effect van balancering



Balancing heeft een grote invloed op de netbelasting en daarmee op de kosten voor netverzwaring. CBS-data voor eigen productie van de industrie en de glastuinbouw suggereren een balanceringsfactor tussen de 20 en 80%.

Lokale balancing kan een manier zijn om lokale congestie in netten te voorkomen. Daarmee is de balanceringsfactor ook een stuurvariabele geworden die kan worden beïnvloed door, bijvoorbeeld, de introductie van smart grid-concepten. In deze studie is een vaste waarde van 50% aangehouden.

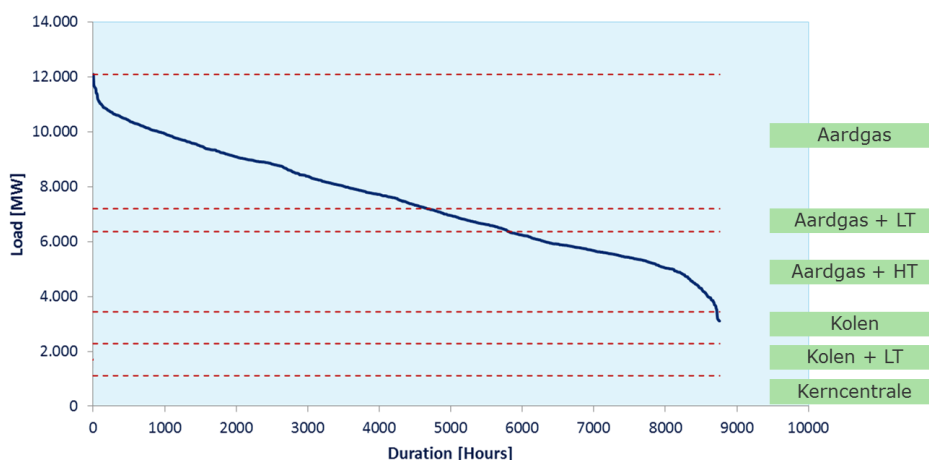
## E.11 Centrale productie en energieprijzen

Het saldo van decentrale opwekking, import/export en consumptie moet worden geleverd door centrale productie. Centrale productie wordt onderscheiden in gascentrale en kolencentrales met en zonder carbon capture & storage (CCS) en met en zonder warmtelevering (lage temperatuur, LT en hoge temperatuur, HT).

Op basis van het elektrisch rendement, het thermisch rendement en het de brandstofprijzen wordt een zogenaamde merit order opgesteld die bepaalt in welke volgorde units worden ingezet. Units met een lagere brandstofprijs komen (bij gelijke rendementen) eerder in de merit order. Ook units met warmtelevering komen over het algemeen eerder in de merit order dan units zonder warmtelevering vanwege de additionele waarde van de geleverde warmte.

Figuur 119 geeft een voorbeeld van de productieduurkromme voor centrale units voor het basisjaar 2012. Het oppervlak onder de kromme geeft de totale hoeveelheid gevraagde energie. Het snijpunt van de stippellijn met de curve geeft het aantal bedrijfsuren voor de betreffende unit weer. In deze benadering is geen rekening gehouden met het 'must-run' karakter van sommige units, bijvoorbeeld units die proceswarmte leveren aan de (zware) industrie. Daarmee zouden aardgasunits die HT-warmte leveren naar voren verschuiven in de merit order.

Figuur 119 Voorbeeld van een landelijke productieduurkromme (centrale productie) en de invulling van deze vraag met centrale opwekking (LT is lage temperatuur warmtelevering, HT idem hoge temperatuur)



De overeenstemming tussen het conversiemodel en het profielmodel is nooit exact. Daarom is er soms sprake van een klein overschot of tekort aan centraal productievermogen. Om de scenario's onderling vergelijkbaar te maken worden de vermogens zodanig geschaald dat de gevraagde productie precies door de centrale units kan worden ingevuld. Een vergelijking op (kosten voor) benodigd centraal productievermogen tussen de verschillende scenario's vindt dan ook op gelijke basis plaats.

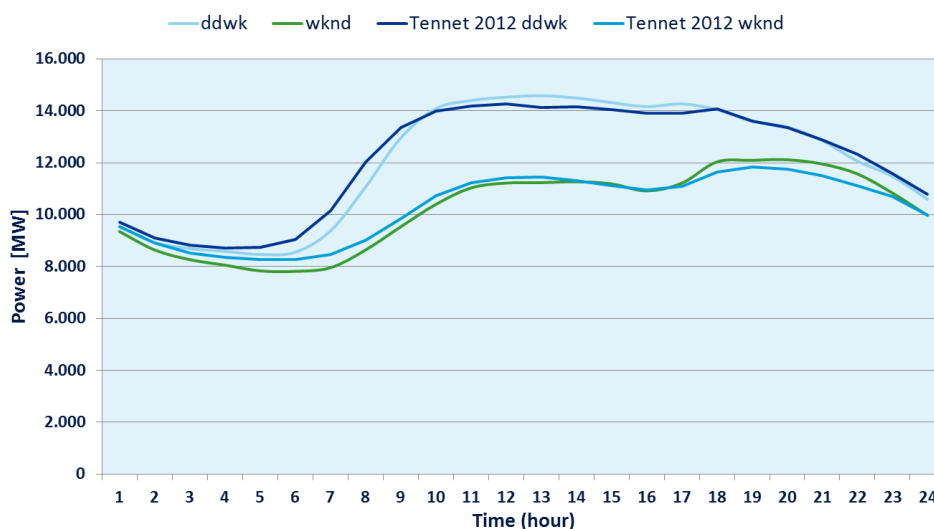


# Bijlage F Resultaten profielmodel

## F.1 IJking op de situatie voor 2012

Op basis van CBS-gegevens is de energiebalans (voor elektriciteit voor 2012) samengesteld. Deze energiebalans is vertaald naar capaciteiten in het profielmodel en doorgerekend. Uit de resultaten kan onder andere de totale invoeding<sup>36</sup> bepaald worden en vergeleken met de meetdata voor 2012. De resultaten hiervan zijn weergegeven in Figuur 120. Jaargemiddeld mag gesproken worden van een goede overeenkomst.

Figuur 120 Vergelijking tussen de totale invoeding op basis van het profielmodel en de gemeten invoeding (bron: TenneT) gemiddeld over 2012 (ddwk: doordeweekse dag, wknd: weekenddag)

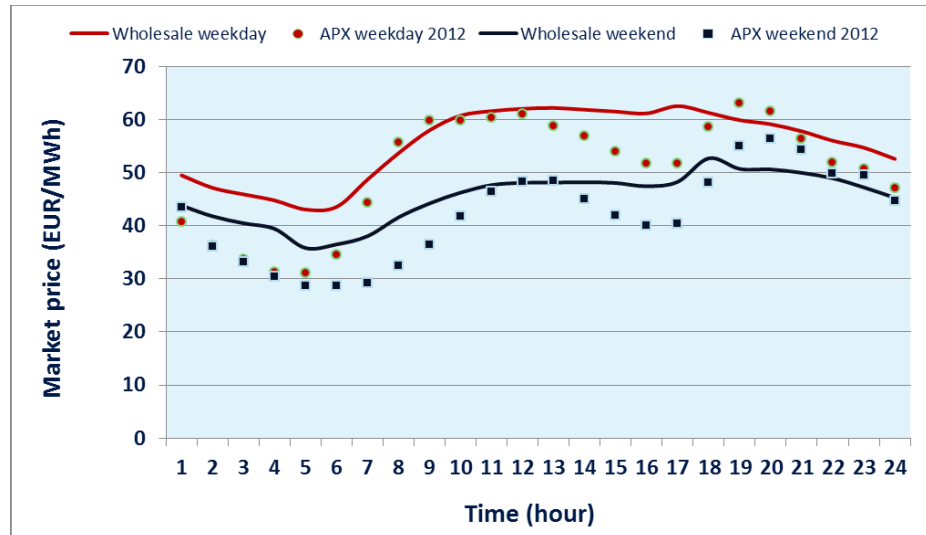


In Bijlage E is aangegeven dat op basis van dit model ook een inschatting gemaakt kan worden van het verloop van de energieprijzen. De resultaten daarvan zijn weergegeven in Figuur 121 samen met de day-ahead prijzen, gemiddeld over 2012. De gemiddelde hoogte van de prijzen komt goed overeen met de day-ahead prijzen en ook de vorm van de prijsprofielen is terug te herkennen. De dag-nachtspreiding van de elektriciteitsprijzen is gemiddeld echter kleiner. De reden hiervoor is onder andere dat een groot aantal marktaspecten (must-run elektriciteitsopwekking, effect van brandstofcontracten en dergelijk) niet naar voren komen in de in dit model gebruikte biedladder. Om deze reden zijn de prijsduurkrommen voor de scenario's niet opgenomen in dit rapport. De volatiliteit van de prijzen wordt op basis van het huidige prijsmodel niet goed weergegeven.

<sup>36</sup> Conform TenneT-definitie de door de netbeheerders gemeten invoeding plus het saldo van import en export.



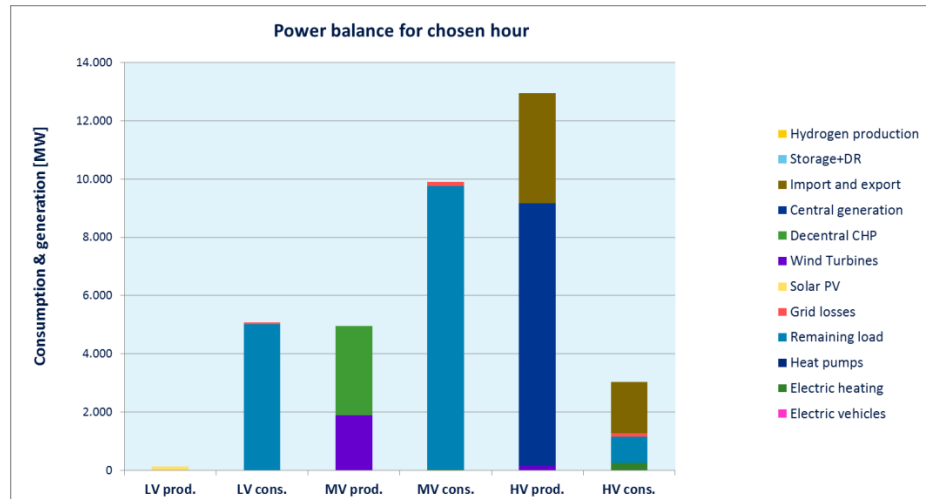
Figuur 121 Vergelijking tussen de berekende elektriciteitsprijzen en de werkelijke prijzen (day-ahead)



Bron: APX.

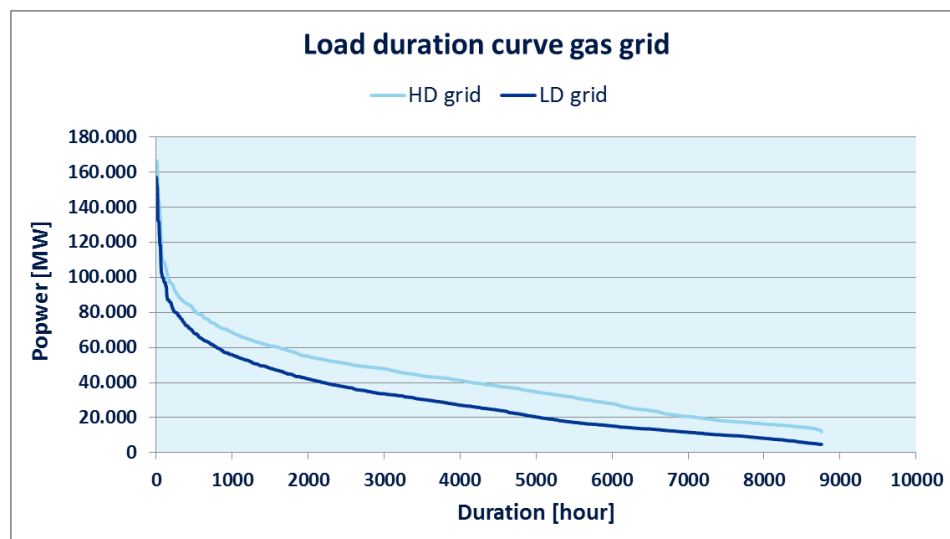
Figuur 122 geeft een ‘snapshot’ van Nederland voor het uur waarop de maximale duurzame productie van zon en wind plaatsvindt. Dit is een zomerdag om 11 uur 's middags. Deze duurzame productie bestaat voornamelijk uit wind op middenspanning. Zon-PV op laagspanning en wind op zee leveren slechts een kleine bijdrage. De duurzame productie is bescheiden vergeleken met het opgestelde conventionele vermogen (centraal en decentraal) en het conventioneel vermogen is ruim voldoende om de piekvraag van circa 20 GW op te vangen. Op het gebied van systeemstabiliteit geeft dit, zoals de praktijk al heeft uitgewezen, geen problemen.

Figuur 122 Verdeling van productie (prod.) en consumptie (cons.) over de drie netvlakken (LV, MV en HV) voor de situatie met maximale productie van zon en wind



Figuur 123 geeft de belastingduurkromme voor het hoge druk (HD) net en het midden/lagedruk (LD) aardgasnet weer. De maximale belasting bedraagt circa 166 MW. Dit komt overeen met 19,4 mln m<sup>3</sup>/uur<sup>37</sup>. Dit komt goed overeen met de geprognosticeerde exitcapaciteit van 19,4 mln m<sup>3</sup>/uur voor 2012 (bron: Gasunie Transport Services). De overeenkomst is minder goed dan deze lijkt omdat bijvoorbeeld aardgas voor feed stock wel is meegenomen in de prognose van GTS maar niet in het profielmodel.

Figuur 123 Belastingduurkromme voor het aardgasnet, gebaseerd op de binnenlandse vraag. Het vermogen is gebaseerd op de onderwaarde van aardgas (zie tekst)



Opvallend is de scherpe piek in de durkromme voor de belasting van het aardgasnet. Dit is het gevolg van het aanpassen van het gebruikte klimaatjaar aan de -17°C grens die GTS hanteert. Dit levert twee extreem koude dagen op (een weekdag en een weekenddag) die zich manifesteren in de piek van de belastingduurkromme.

De netkosten voor elektriciteit worden berekend op basis van kentallen per netvlak en per transformatorvlak (zie Paragraaf E.6). Voor de situatie van 2012 zijn ook de belastingen bekend (uit de modelberekeningen) en op basis daarvan kan de totale investeringswaarde van netten bepaald worden. Deze is weergegeven in Tabel 67.

Tabel 67 Investeringswaarde netten voor 2012 o.b.v. investeringskentallen en modelleringsresultaten

Netvlak/transformatorvlak	Kostenkental [€/kW]	Belasting [GW]	Waarde [mld €]
Hoogspanning	408	16,6	6,8
Hoogspanning --> middenspanning	250	13,3	3,3
Middenspanning	705	16,3	11,5
Middenspanning --> laagspanning	200	8,0	1,6
Laagspanning	862	8,0	6,9
Totaal			30,0

<sup>37</sup> Gebaseerd op een onderwaarde voor aardgas van 31,669 MJ/m<sup>3</sup> omdat in het model gebruik wordt gemaakt van conversierendementen op onderwaarde.



Uit Tabel 67 volgt een totale investeringswaarde van 30 miljard euro. Bij een levensduur van 50 jaar en een percentage onderhoud van 1,5% komt dit neer op een bedrag van 1,1 miljard euro aan onderhoud en vervanging per jaar. Netbeheer Nederland geeft voor onderhoud en vervanging voor 2012 een totaal bedrag van 0,76 mld. euro op en voor uitbreiding additioneel 0,76 mld. euro. Dit komt binnen de onzekerheid van de modelbenadering goed overeen.

## F.2 Eindbeelden voor 2030

### F.2.1 Uitleg bij de eindbeelden

De eindbeelden voor 2030 zijn tot op het niveau van profielen voor individuele apparaten en/of installaties vastgelegd. Dit levert een veelheid van data op die niet in één rapport op een zinvolle manier is vast te leggen. In deze rapportage is daarom een keuze gemaakt uit tabellen en grafieken die het meeste inzicht geven.

Per eindbeeld zijn de volgende gegevens opgenomen:

- Een tabel met karakteristieken voor dit scenario. Deze betreffen geïnstalleerde vermogens, maximale consumptie en netbelastingen, nieuwwaarde van investeringen in productiemiddelen en netten, energiekosten en een inschatting van energieprijzen.
- Een overzicht van totale jaarproductie en consumptie voor relevante apparaten en installaties. Hieruit kan onder andere worden opgemaakt of de import en export uitmiddelen over het jaar (uitgangspunt voor 2030).
- Een snapshot voor het de situatie met maximale zonproductie. Hieruit kan worden opgemaakt wat het overschot van zonproductie is per netvlak en in welke mate dit wordt opgevangen door opslag.
- Een snapshot voor de situatie met minimale centrale opwekcapaciteit. Hieruit kan beoordeeld worden of er nog voldoende primair en secundair reservevermogen aanwezig is om het elektriciteitsstelsel stabiel te houden.
- Een snapshot voor de situatie met maximale elektriciteitsconsumptie.
- De belastingduurkromme voor de belasting van het elektriciteitsnet (hoogspanning, middenspanning en laagspanning).
- De belastingduurkromme voor de belasting van het gasnet (transportnetten, HD, en distributienetten, LD).

Dit overzicht van scenario's heeft alleen betrekking op het deel warmte- en elektriciteitslevering. Het deel mobiliteit valt buiten dit overzicht.



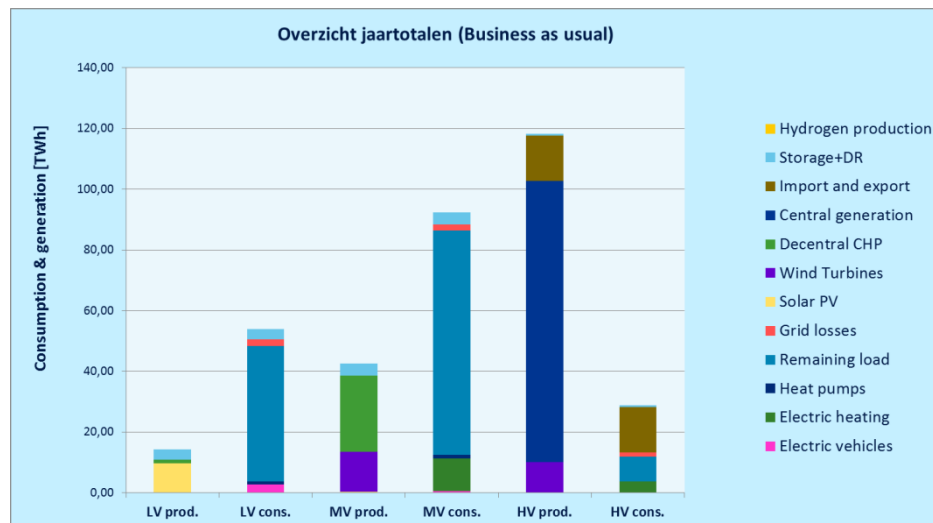


## F.2.2 Eindbeeld Business-as-usual-scenario 2030

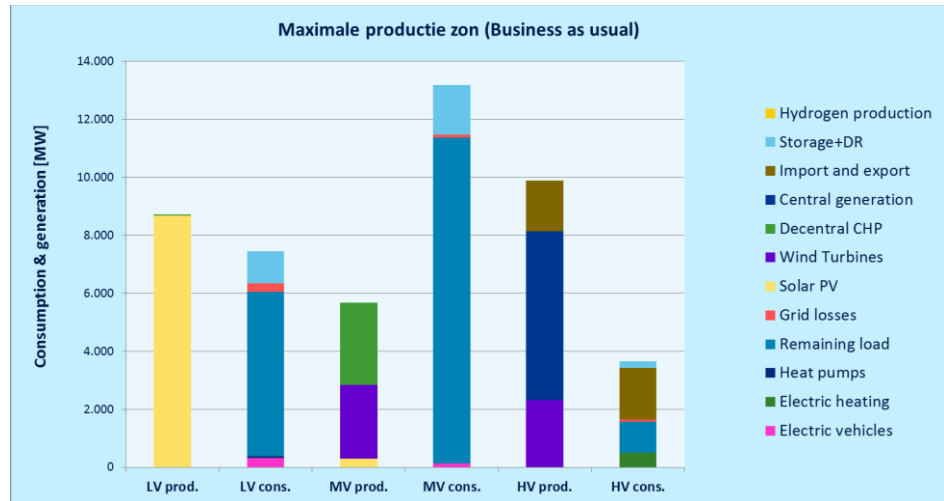
Tabel 68 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario BAU)

Belangrijkste karakteristieken voor Business as usual		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	22.969
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	6.474
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	20.372
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	870
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	3.891
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	32.793
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	24.403
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	25.275
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	8.662
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	141.085
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	139.856
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	113.413
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	50,5
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	26,2
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	1,3
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	37,6
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	14,6
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	101,4
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	81,7
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	5,6
Opslagverliezen	[TWh]	0,1

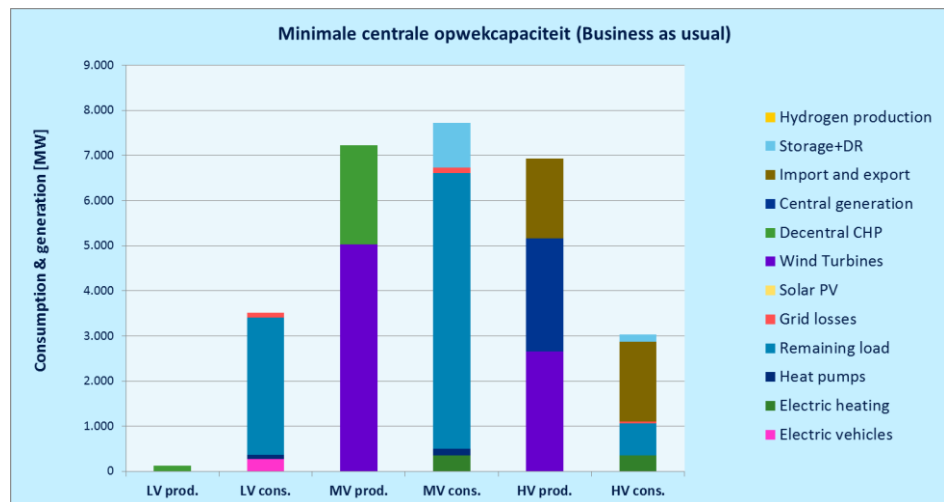
Figuur 124 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario BAU)



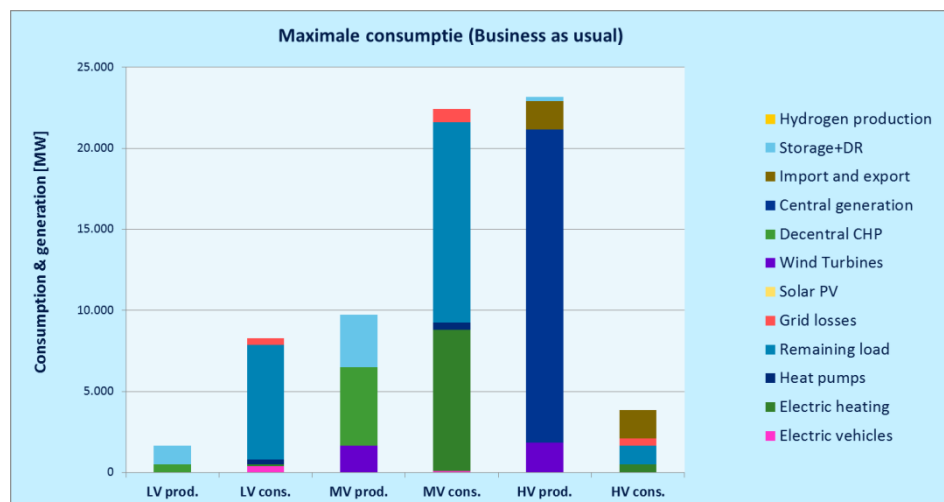
Figuur 125 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario BAU)



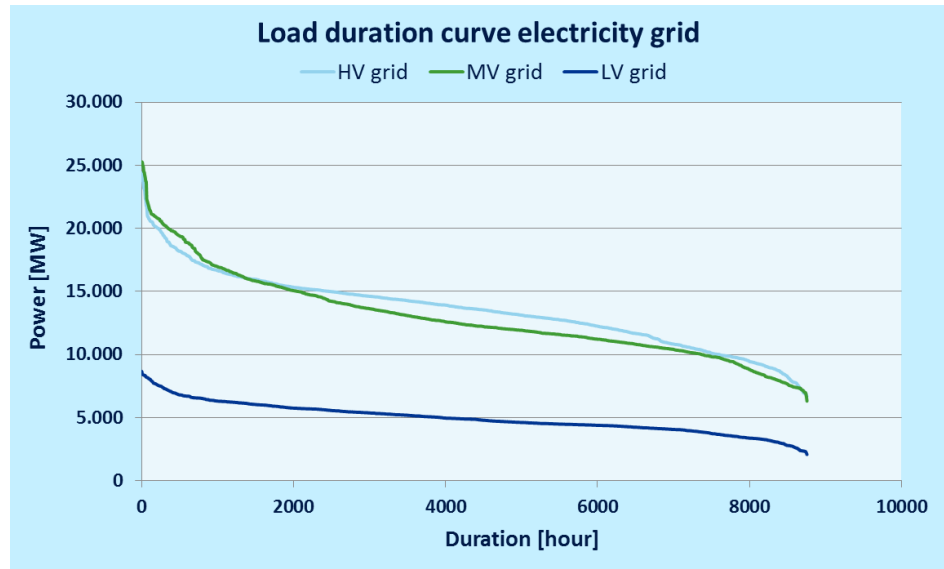
Figuur 126 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario BAU)



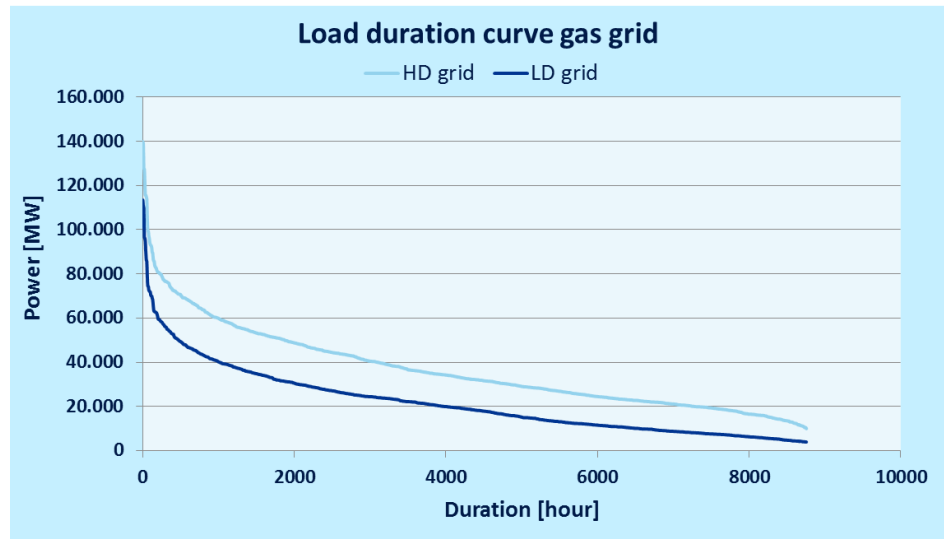
Figuur 127 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario BAU)



Figuur 128 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario BAU)



Figuur 129 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario BAU)

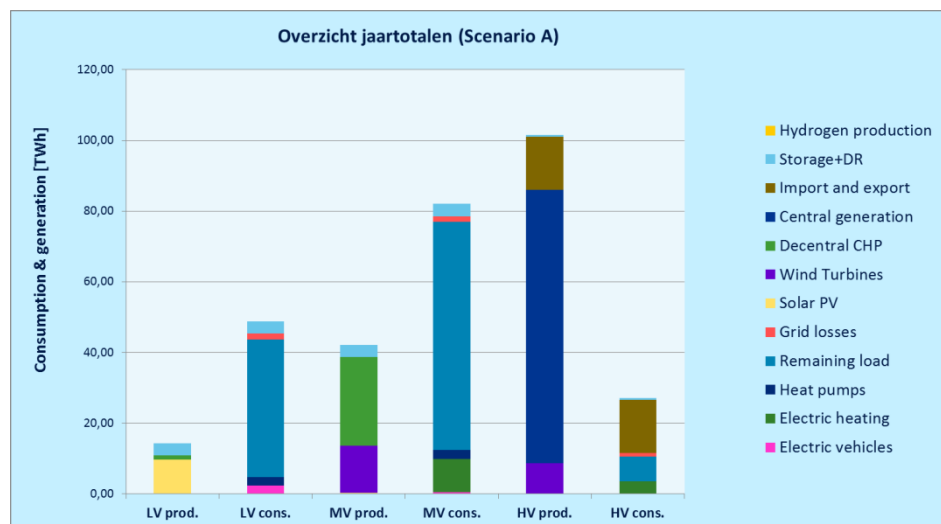


## F.2.3 Eindbeeld Scenario A 2030

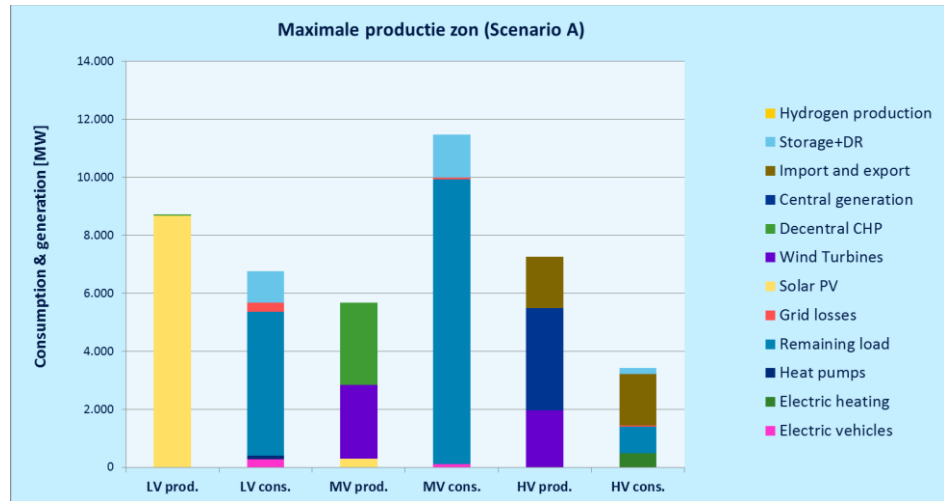
Tabel 69 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario A)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario A		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	20.568
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	6.474
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	19.953
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	870
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	3.636
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	29.892
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	21.945
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	23.078
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	7.717
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	111.698
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	109.985
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	88.726
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	48,7
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	28,9
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	1,3
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	34,0
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	12,2
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	89,5
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	70,0
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	4,3
Opslagverliezen	[TWh]	0,1

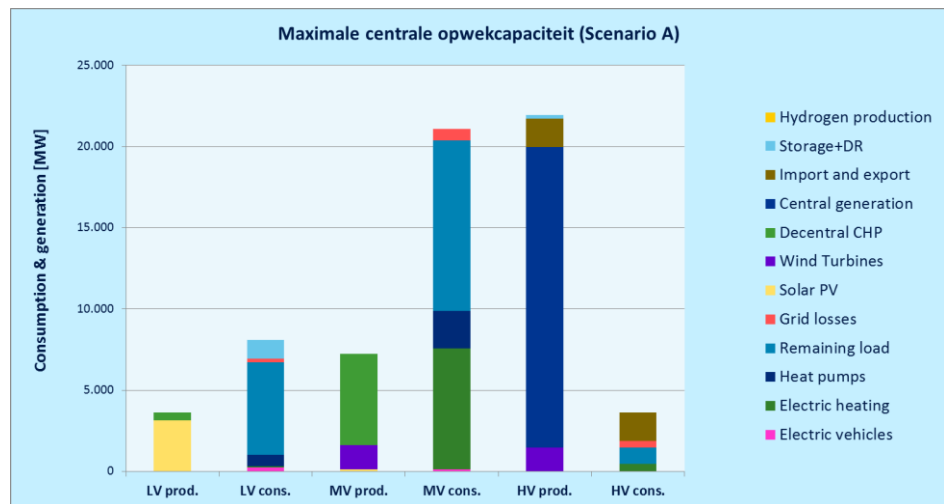
Figuur 130 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario A)



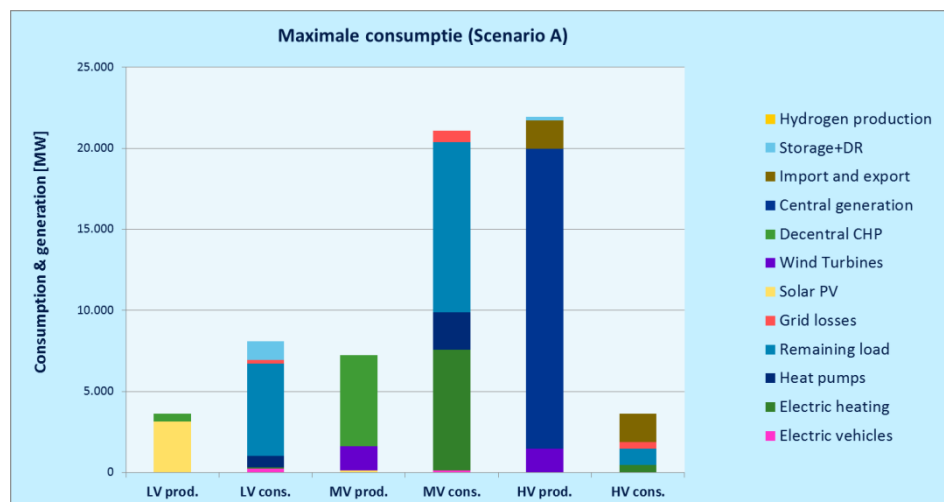
Figuur 131 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario A)



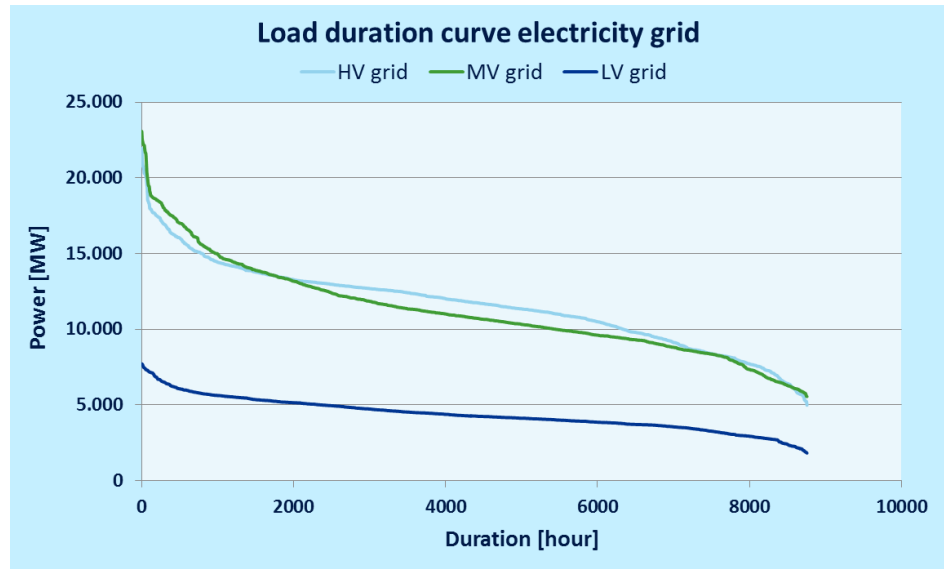
Figuur 132 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario A)



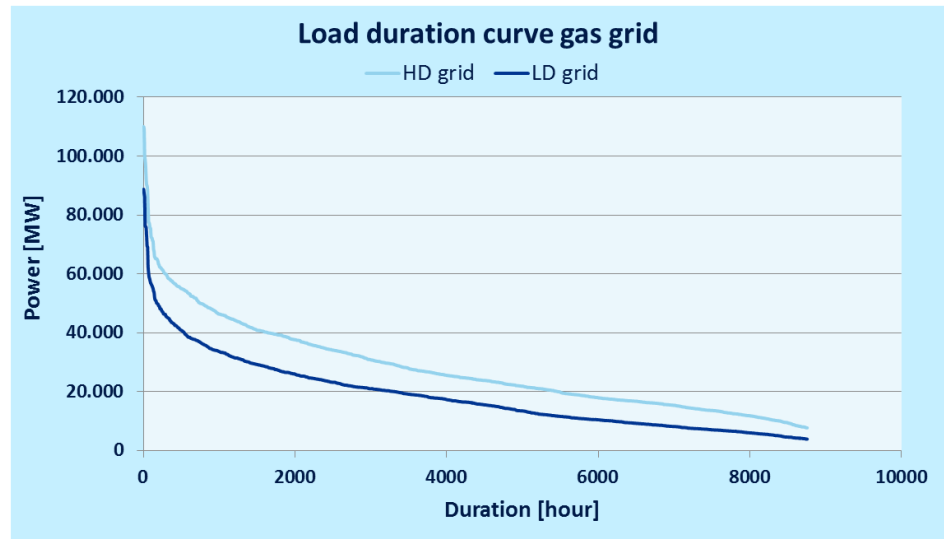
Figuur 133 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario A)



Figuur 134 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario A)



Figuur 135 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario A)

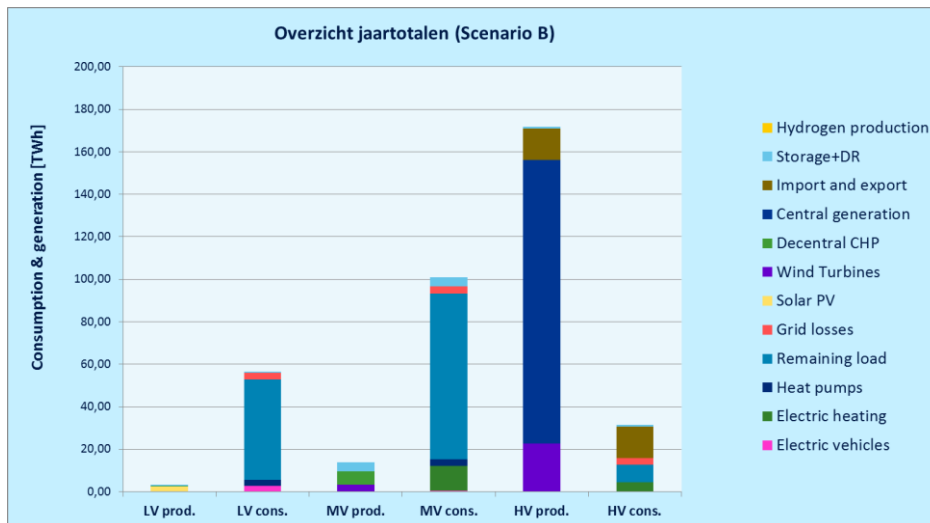


## F.2.4 Eindbeeld Scenario B 2030

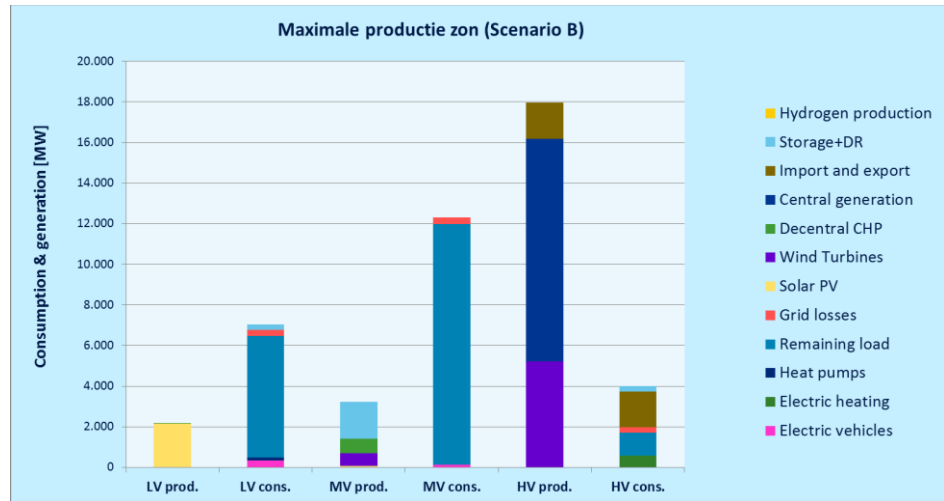
Tabel 70 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario B)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario B		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	33.081
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	1.619
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	10.423
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	0
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	4.444
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	37.546
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	35.981
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	32.535
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	11.020
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	127.665
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	125.948
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	86.290
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	54,1
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	43,4
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	0,0
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	50,8
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	13,8
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	94,4
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	73,2
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	9,7
Opslagverliezen	[TWh]	0,0

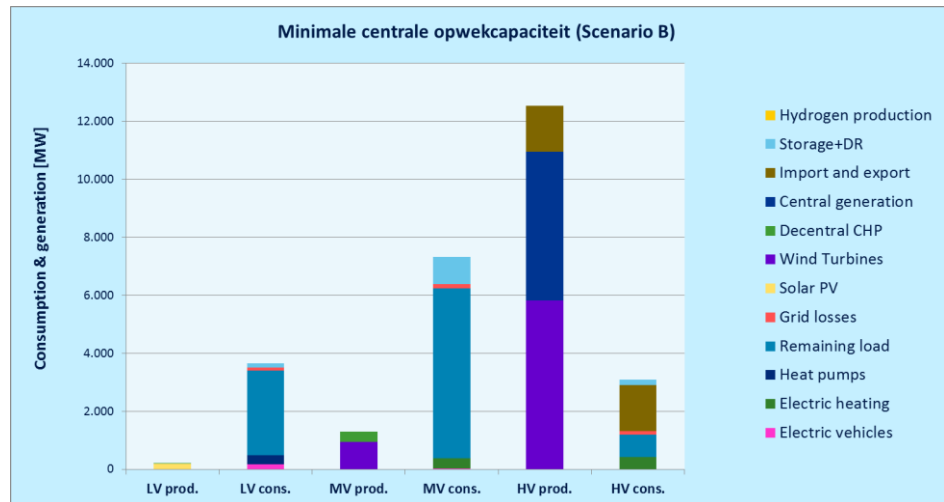
Figuur 136 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario B)



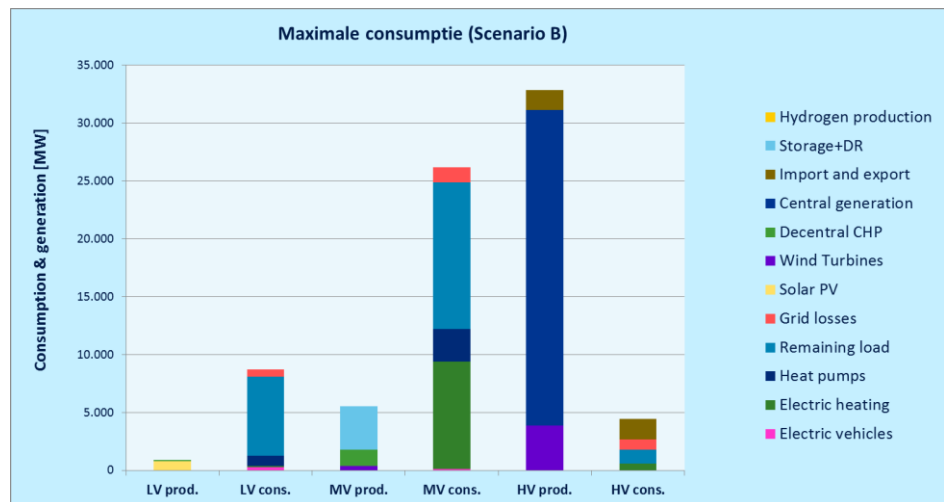
Figuur 137 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario B)



Figuur 138 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario B)

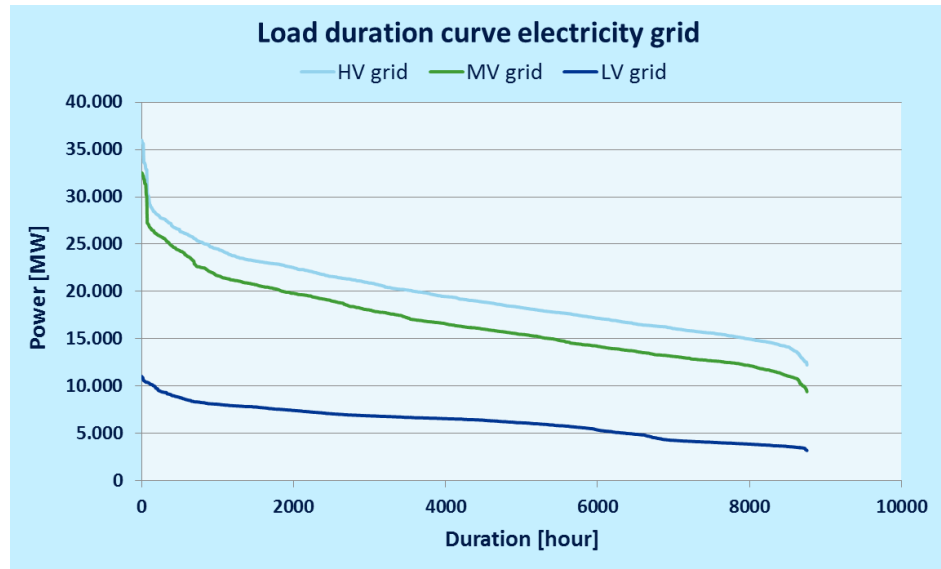


Figuur 139 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario B)

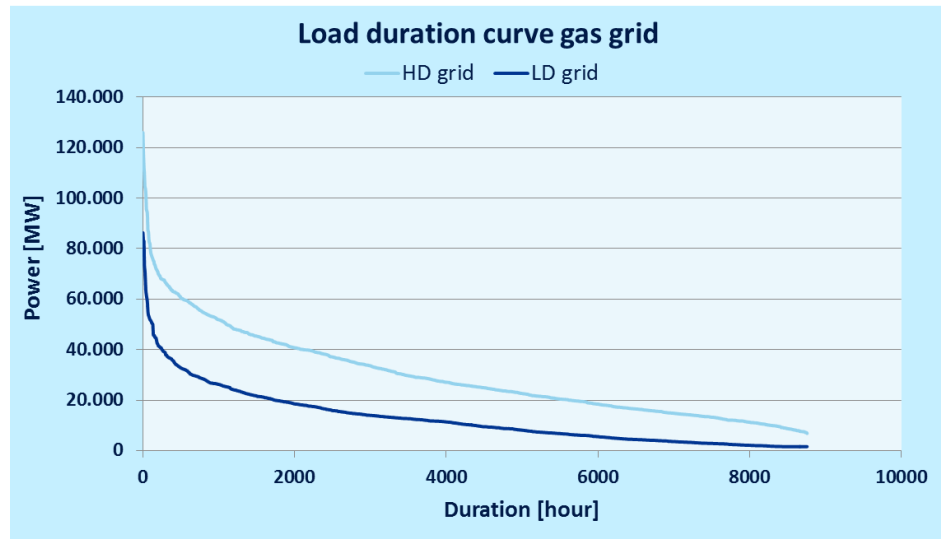




Figuur 140 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario B)



Figuur 141 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario B)

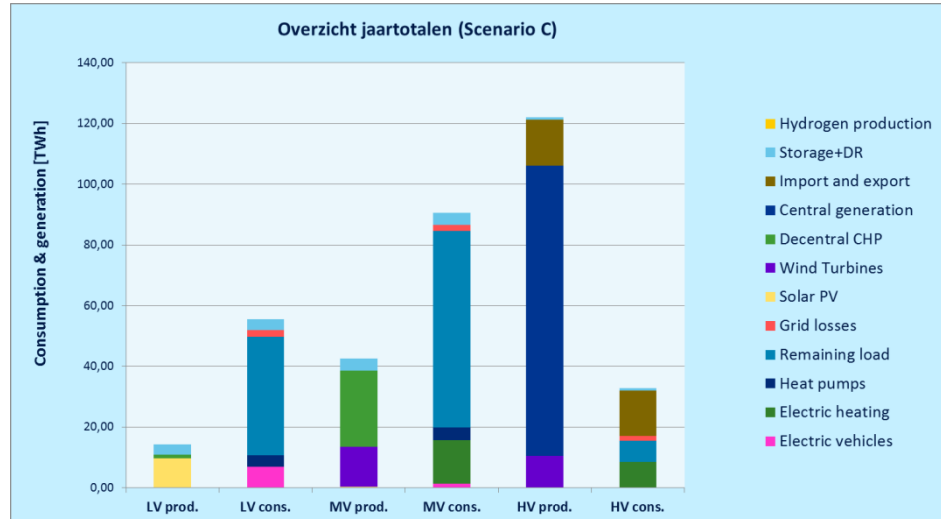


## F.2.5 Eindbeeld Scenario C 2030

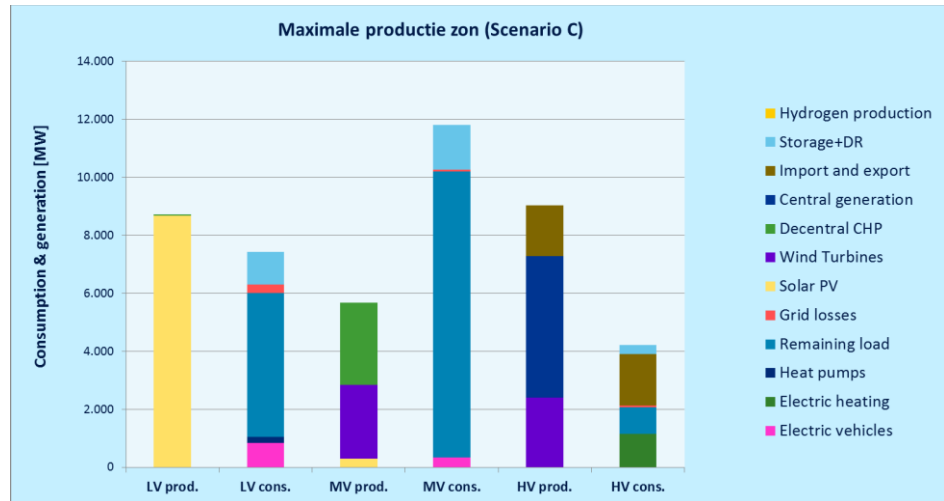
Tabel 71 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario C)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario C		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	27.909
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	6.474
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	20.471
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	870
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	4.476
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	37.038
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	28.984
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	29.238
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	9.284
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	88.358
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	86.673
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	58.594
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	58,7
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	37,9
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	1,3
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	43,1
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	11,0
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	82,9
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	67,2
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	5,9
Opslagverliezen	[TWh]	0,1

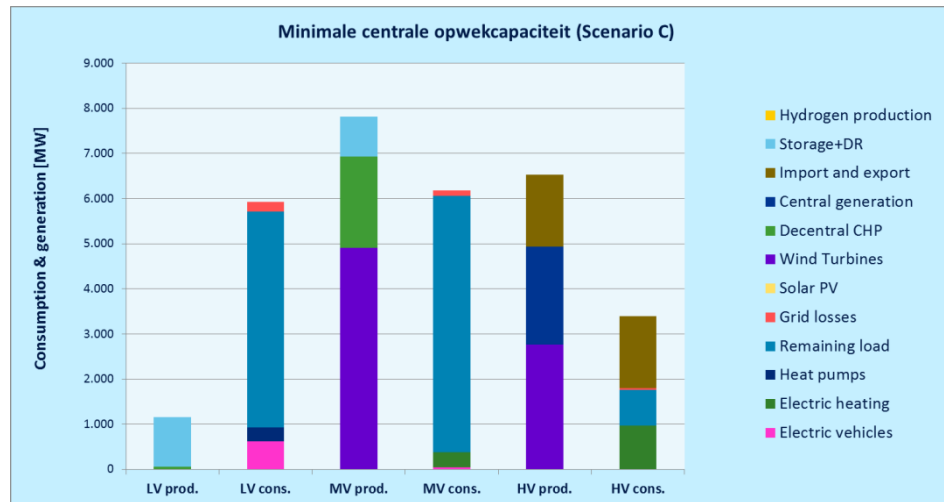
Figuur 142 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario C)



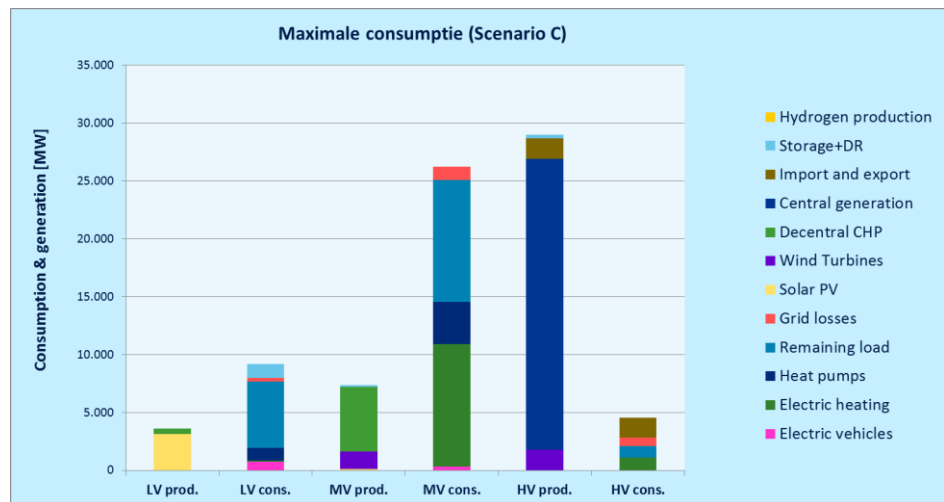
Figuur 143 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario C)



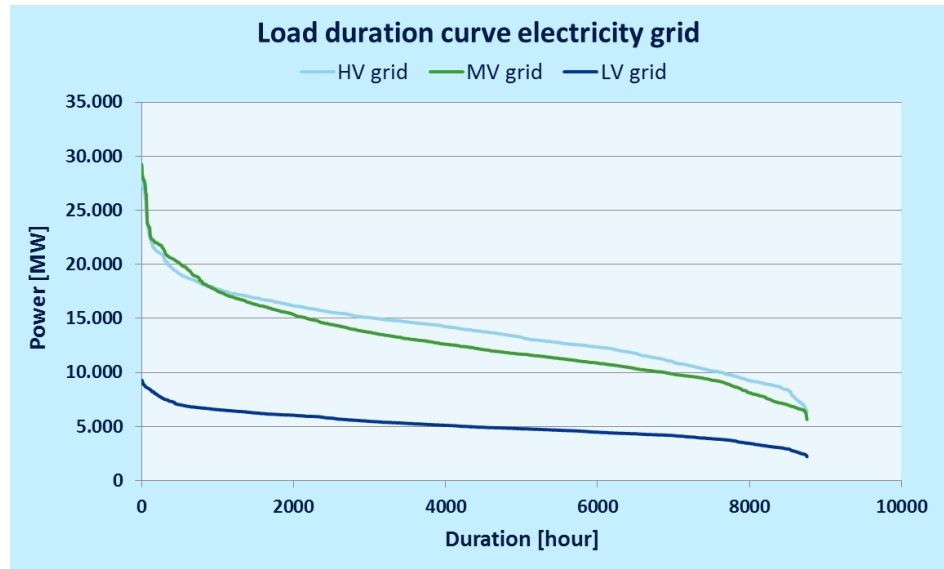
Figuur 144 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario C)



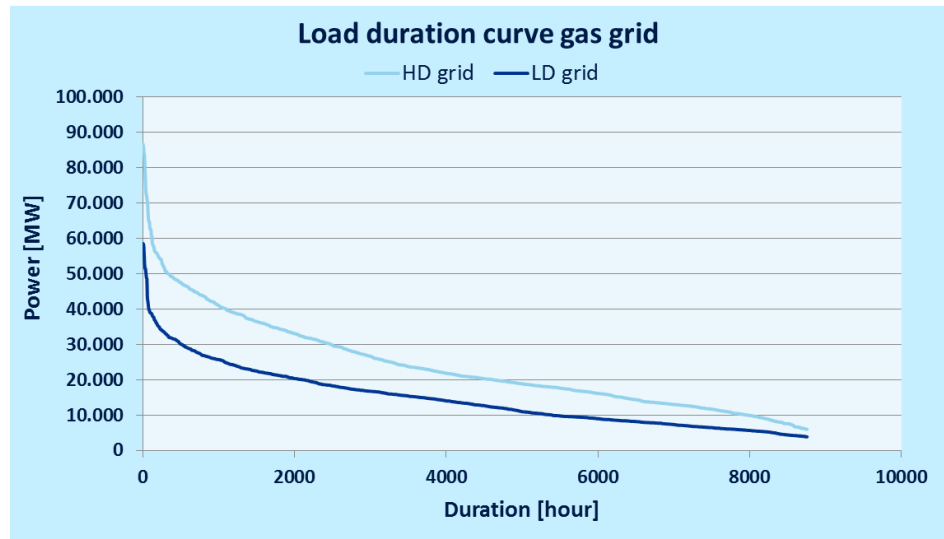
Figuur 145 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario C)



Figuur 146 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario C)



Figuur 147 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario C)

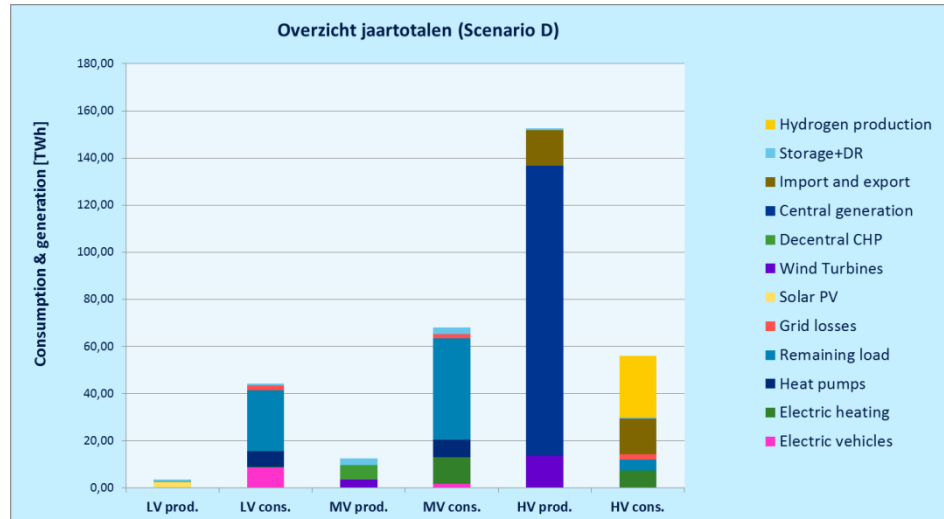


## F.2.6 Eindbeeld Scenario D 2030

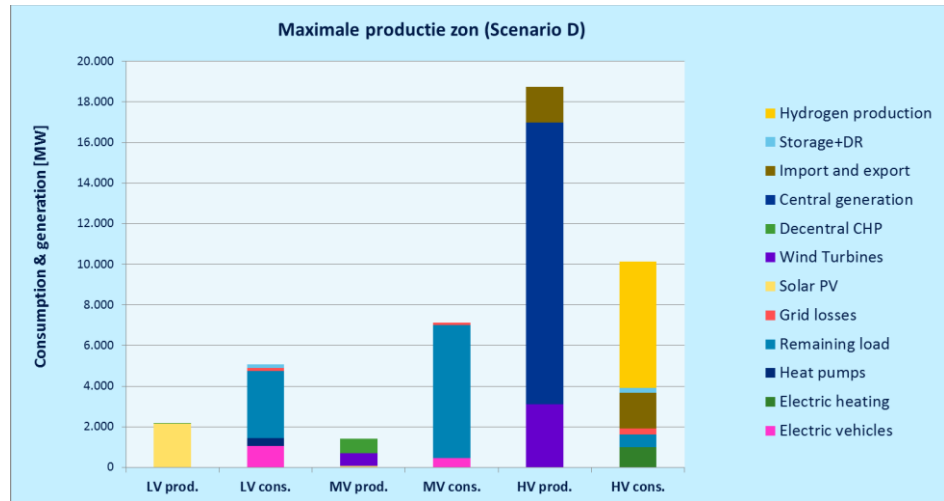
Tabel 72 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario D)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario D		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	29.762
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	1.619
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	7.994
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	0
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	4.064
Productievermogen waterstof	[MW]	6.531
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	34.194
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	30.660
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	29.290
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	9.489
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	44.857
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	44.206
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	9.614
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	50,9
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	46,2
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	5,6
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	44,4
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	7,4
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	75,0
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	64,8
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	6,0
Opslagverliezen	[TWh]	0,0

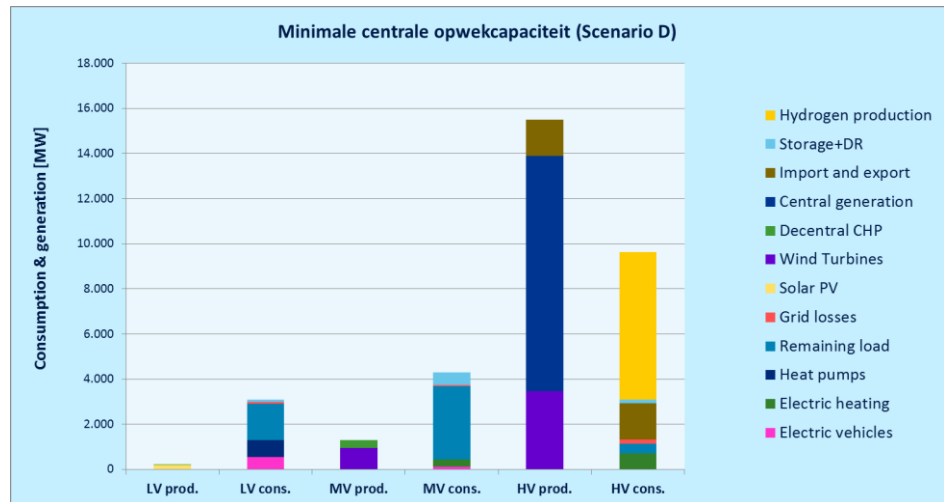
Figuur 148 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario D)



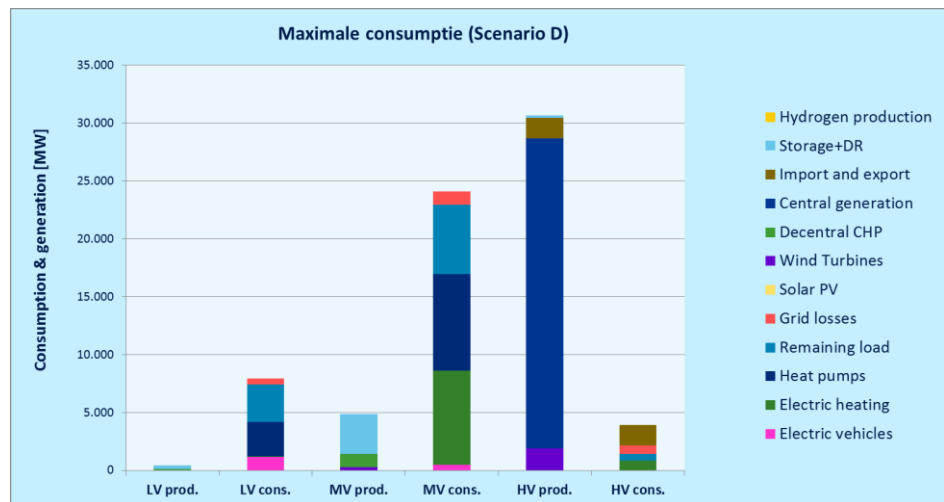
Figuur 149 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario D)



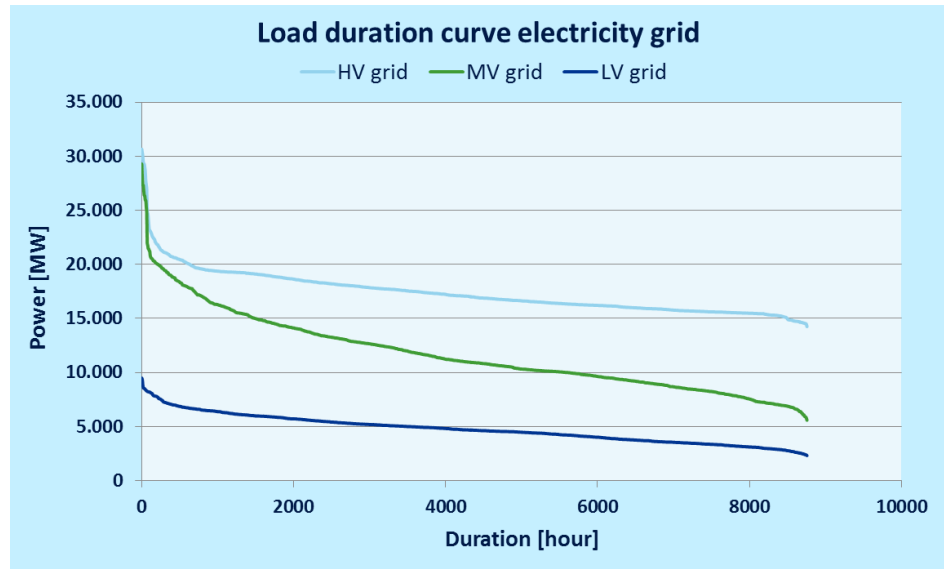
Figuur 150 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario D)



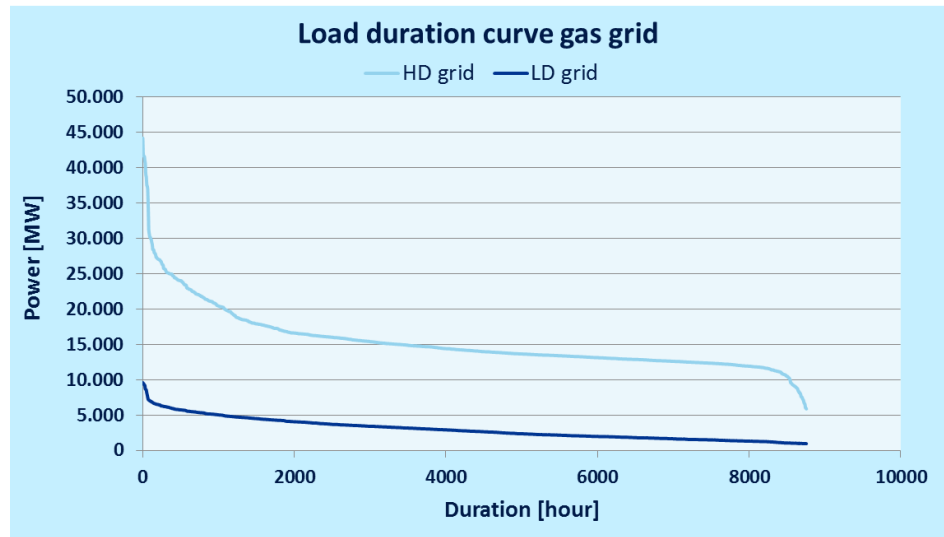
Figuur 151 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario D)



Figuur 152 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario D)



Figuur 153 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario D)

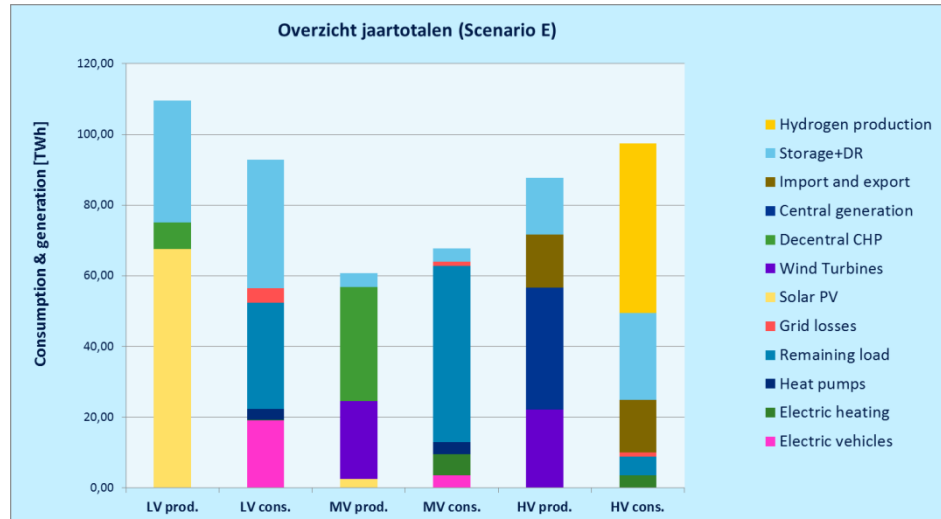


## F.2.7 Eindbeeld Scenario E 2030

Tabel 73 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario E)

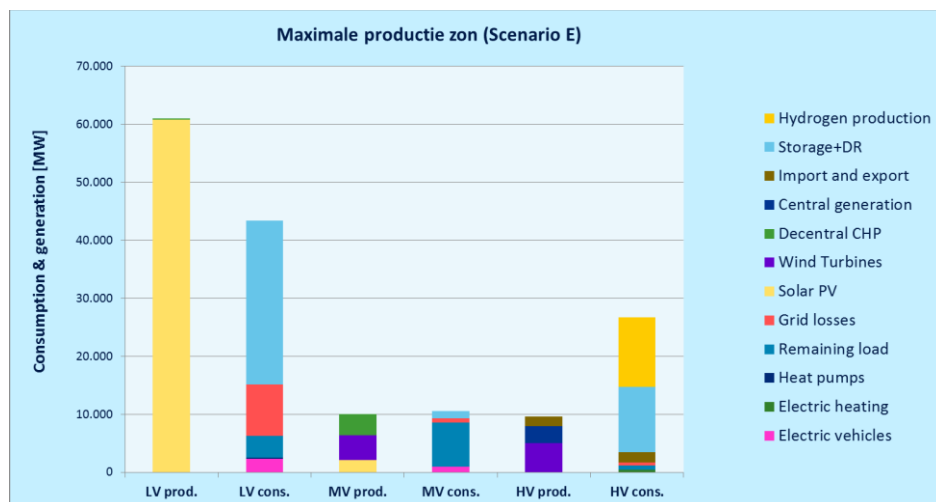
Belangrijkste karakteristieken voor Scenario E		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	9.681
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	11.405
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	97.724
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	11.100
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	28.000
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	3.108
Productievermogen waterstof	[MW]	11.989
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	26.132
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	26.878
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	26.669
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	29.552
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	37.647
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	34.069
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	37.426
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	134,9
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	27,9
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	73,4
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	56,4
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	6,5
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	76,1
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	60,6
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	6,3
Opslagverliezen	[TWh]	10,2

Figuur 154 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario E)

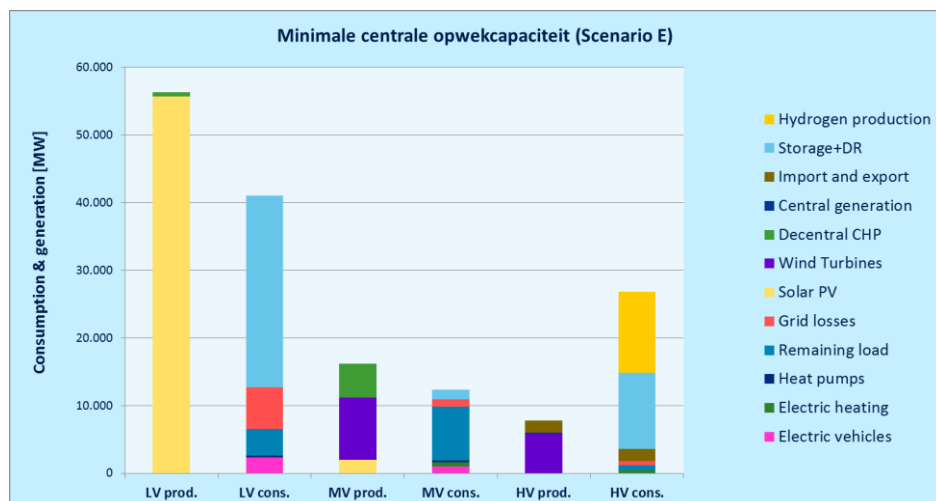




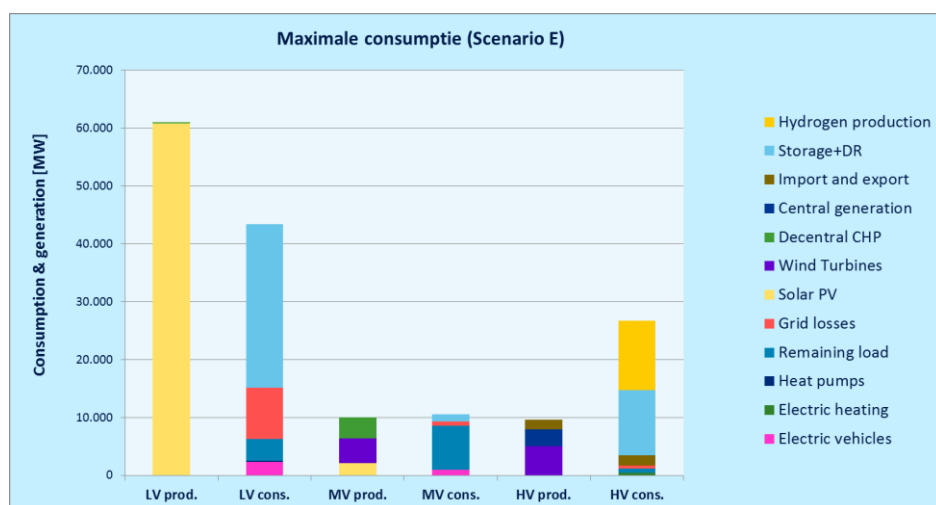
Figuur 155 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario E)



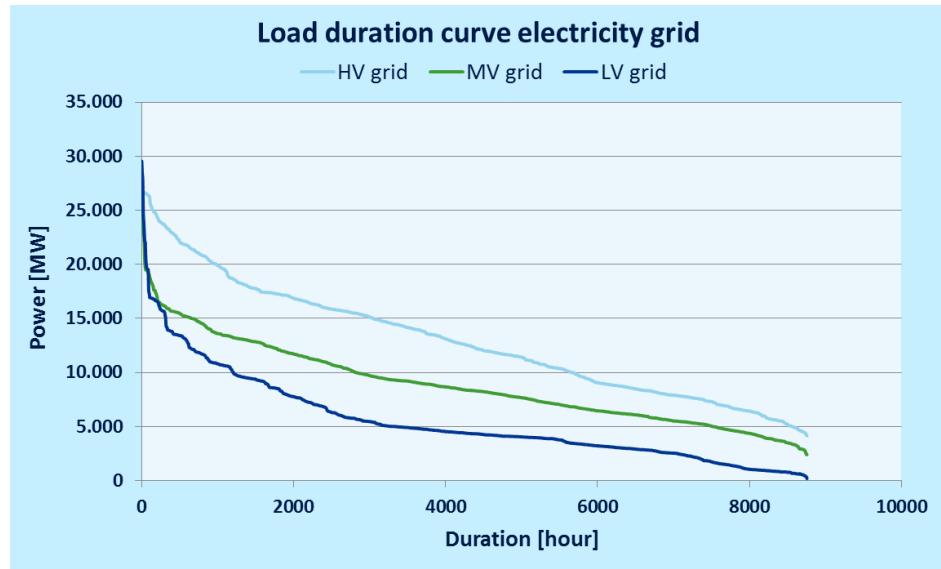
Figuur 156 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario E)



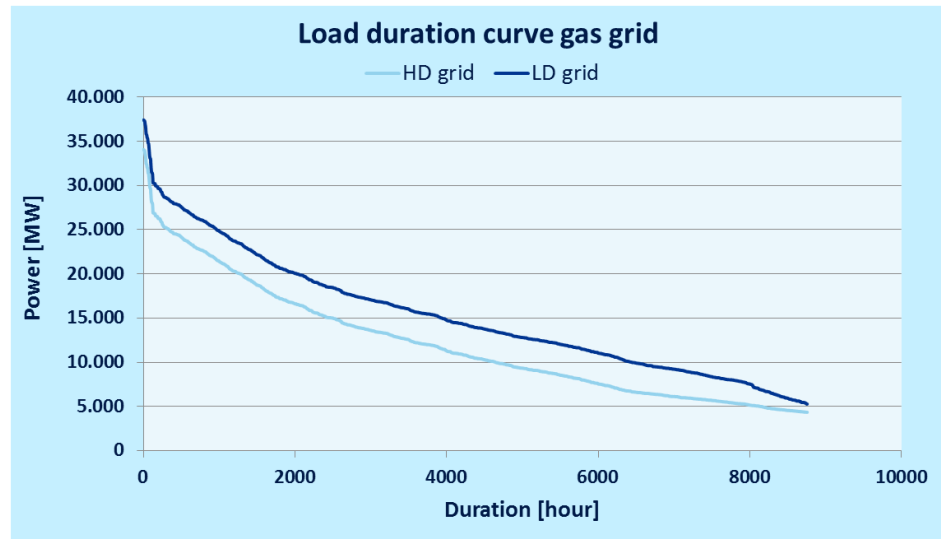
Figuur 157 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario E)



Figuur 158 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario E)



Figuur 159 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario E)



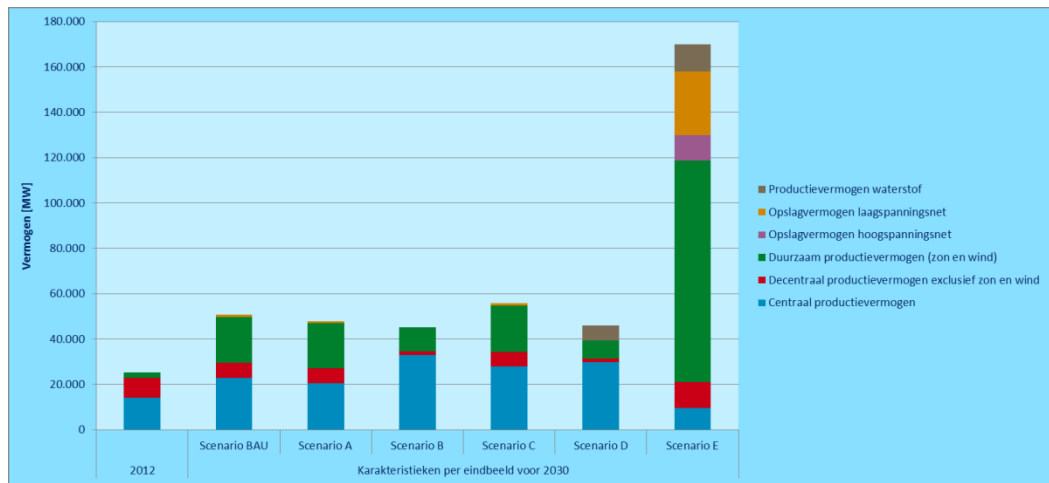
### F.3 Vergelijking van scenario's

In deze paragraaf wordt een vergelijking gemaakt tussen de diverse scenario's/eindbeelden. Het betreft:

- het totale productievermogen;
- de netbelasting voor het gas- en elektriciteitsnet;
- de investeringswaarde (nieuwwaarde) van het elektriciteitssysteem.

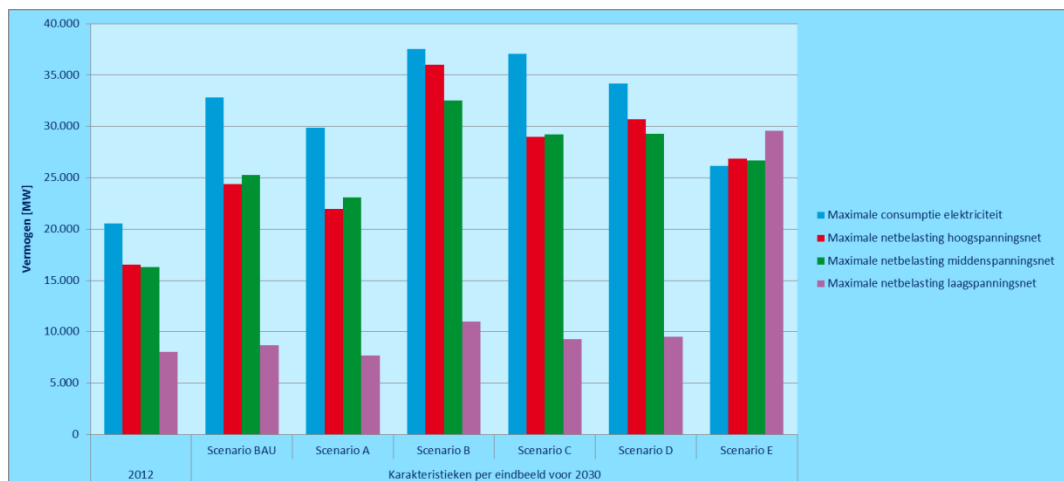
### F.3.1 Productievermogen in 2030

Figuur 160 Productievermogen in 2012 en 2030 voor de gekozen scenario's

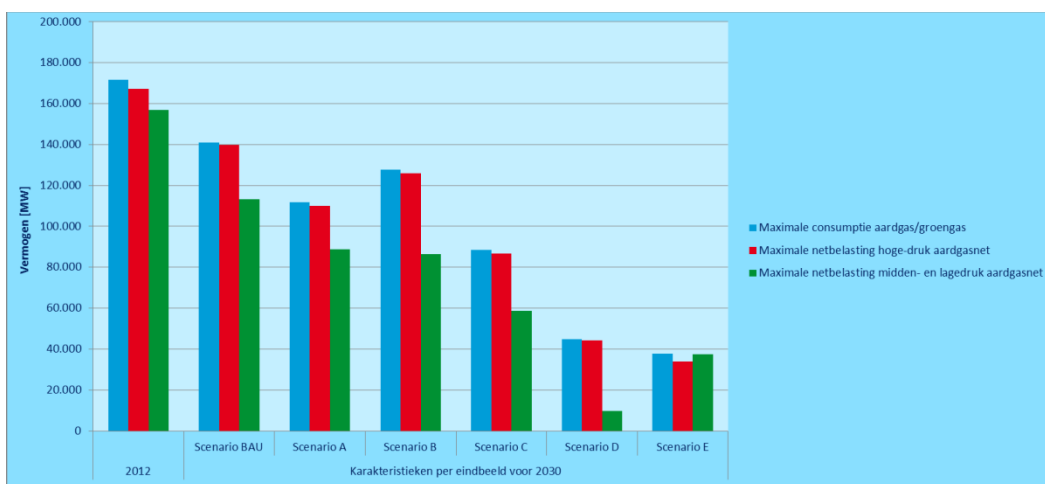


### F.3.1 Netbelasting in 2030

Figuur 161 Netbelasting en totale consumptie in 2012 en 2030 voor de gekozen scenario's (elektriciteit)

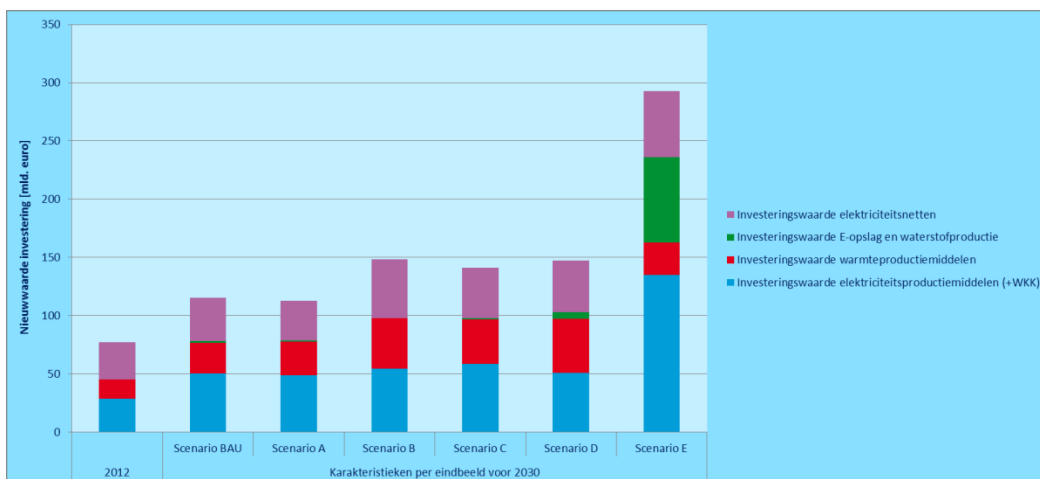


Figuur 162 Netbelasting en totale consumptie in 2012 en 2030 voor de gekozen scenario's (gas)



### F.3.2 Investeringswaarde in 2030

Figuur 163 Investeringswaarde voor elektriciteitsproductiemiddelen en netten



# Bijlage G Kostenberekening

In de volgende paragrafen wordt een toelichting gegeven op de kostenberekeningen van de verschillende aspecten van de scenario's:

- energiebesparing;
- energienetten;
- productie;
- transport;
- brandstoffen.

Voor alle berekeningen geldt dat de kosten zijn berekend in de loop van de tijd (tot 2030) en netto contant zijn gemaakt naar 2012 (met een discontovoet van 5,5%). De omvang van de jaarlijkse investeringen/kosten is afhankelijk van de omvang van de maatregel in het betreffende jaar. Dit komt op zijn beurt voort uit de backcasting en de verloop (aan de hand van *leadtimes*) van de ontwikkeling van de optie. 0 geeft hiervan de onderbouwing voor de ijkjaren 2018, 2024 en 2030. Voor de tussenliggende jaren is er lineair geïnterpoleerd. Om te compenseren voor toekomstige innovaties en kostenreducties, worden verschillende leercurves toegepast op de opties. Dit wordt toegelicht in Bijlage I.2.

De onderstaande waarden zijn de uitkomsten van de berekeningen *zonder* uitloop van de kosten en baten naar 2050.

## G.1 Energiebesparing

Bij energiebesparing worden de volgende kosten onderscheiden.

Tabel 74 Energiebesparing

Categorie	Sector	Subcategorie
Elektriciteit		
	Industrie	Energie-efficiency
		Innovatieve technologieën
	Gebouwde omgeving	Energie-efficiency huishoudens
		Energie-efficiency HDO
	Glastuinbouw	Energie-efficiency GTB
Warmte		
	Industrie	Energie-efficiency HT
		Innovatieve technologieën HT
		Energie-efficiency LT
		Innovatieve technologieën LT
	Gebouwde omgeving	Algemene besparing huishoudens
		Algemene besparing HDO
	Glastuinbouw	Algemene besparing GTB

De besparingen bestaan niet uit één enkele maatregel, maar uit zeer diverse pakketten van maatregelen. Vanwege de diversiteit en complexiteit van deze pakketten is er gekozen voor een generieke aanpak van het berekenen van de kosten: Aan de hand van ervaringskennalen voor de terugverdientijden van



maatregelpakketten is bepaald wat de maximale investering (gegeven een bepaalde energieprij) kan zijn.

*Ter illustratie: Van eenvoudige besparingsmaatregelen is het bekend dat zij een terugverdientijd van vijf jaar hebben. Deze maatregel heeft dus maximaal de kosten (in €/GJ) van vijf keer de energieprij (in €/GJ). Kortom, als er 2 €/GJ per jaar wordt bespaard, dan mag de maatregel 10 €/GJ aan eenmalige investering kosten.*

Op deze wijze is voor alle type besparingspakketten een schatting gemaakt van de terugverdientijden, waarbij het besparingspercentage bepaald hoeveel jaar de terugverdientijd mag zijn en de relevante energieprij (per sector) wat de totale investering mag zijn.

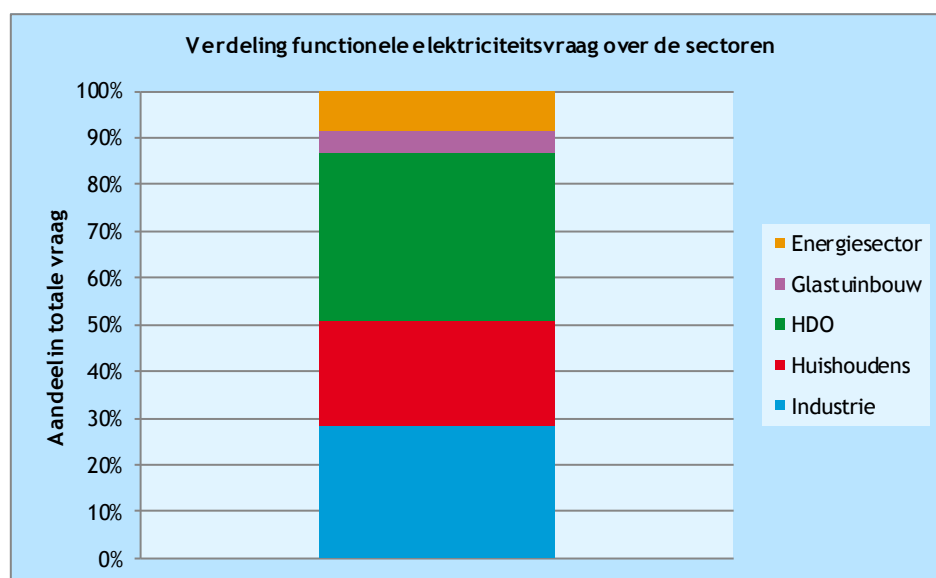
Naast de investering kennen sommige maatregelpakketten ook jaarlijkse onderhouds- en beheerskosten als percentage van de investering. Deze worden in de komende paragrafen toegelicht.

De gehanteerde energieprijzen staan in Bijlage I.3. In Bijlage J tot en met Bijlage M staan toelichtingen over het type maatregelen.

### G.1.1 Elektriciteitsbesparing

Voor de berekeningen wordt aangenomen dat de vraag naar elektriciteit is verdeeld als weergegeven in Figuur 164.

Figuur 164 Verdeling functionele elektriciteitsvraag



### Industrie

Tabel 75 Besparing - elektriciteit - industrie - energie-efficiency

	TVT [jaar]	Investering [€/GJ]	O&M	Besparing [€/GJ]	Leercurve
Scenario A	7	€ 149	0%	€ 21	Laag
Scenario B	5	€ 106	0%	€ 21	Laag
Scenario C	7	€ 149	0%	€ 21	Laag
Scenario D	10	€ 212	0%	€ 21	Laag
Scenario E	10	€ 212	0%	€ 21	Laag
BAU	5	€ 106	0%	€ 21	Laag

Tabel 76 Besparing - elektriciteit - industrie - innovatieve technologieën

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	12,5	€ 265	1%	€ 21	Hoog
Scenario B	10	€ 212	1%	€ 21	Hoog
Scenario C	12,5	€ 265	1%	€ 21	Hoog
Scenario D	15	€ 319	1%	€ 21	Hoog
Scenario E	15	€ 319	1%	€ 21	Hoog
BAU	10	€ 212	1%	€ 21	Hoog

## Gebouwde omgeving

Tabel 77 Besparing - elektriciteit - gebouwde omgeving - energie-efficiency huishoudens

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	10	€ 694	0%	€ 69	Midden
Scenario B	5	€ 347	0%	€ 69	Laag
Scenario C	10	€ 694	0%	€ 69	Midden
Scenario D	15	€ 1.042	0%	€ 69	Hoog
Scenario E	15	€ 1.042	0%	€ 69	Hoog
BAU	5	€ 347	0%	€ 69	Laag

Tabel 78 Besparing - elektriciteit - gebouwde omgeving - energie-efficiency HDO

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario B	5	€ 148	0%	€ 30	Laag
Scenario C	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario D	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
Scenario E	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
BAU	5	€ 148	0%	€ 30	Laag

## Glastuinbouw

Tabel 79 Besparing - elektriciteit - glastuinbouw - energie-efficiency GTB

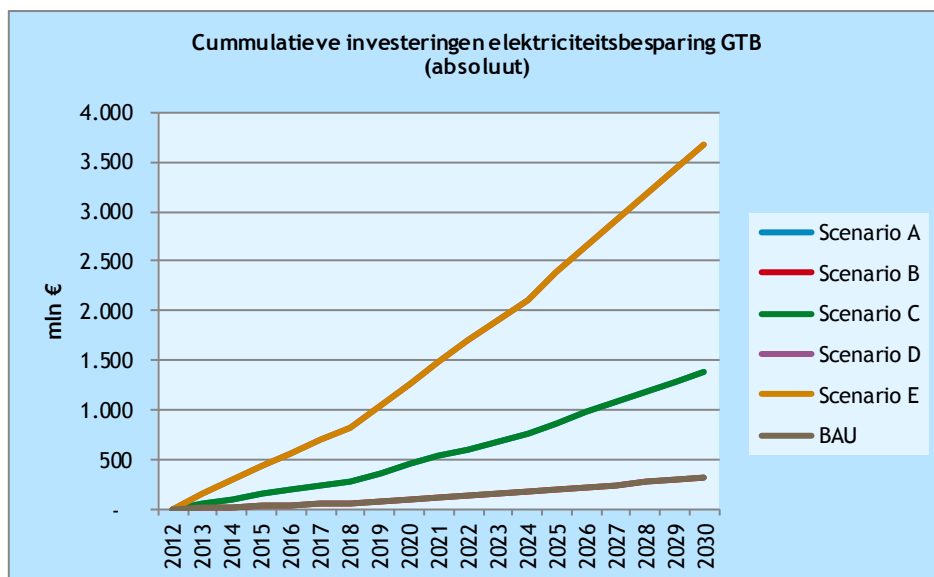
	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario B	5	€ 148	0%	€ 30	Laag
Scenario C	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario D	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
Scenario E	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
BAU	5	€ 148	0%	€ 30	Laag



## Totaal elektriciteitsbesparing

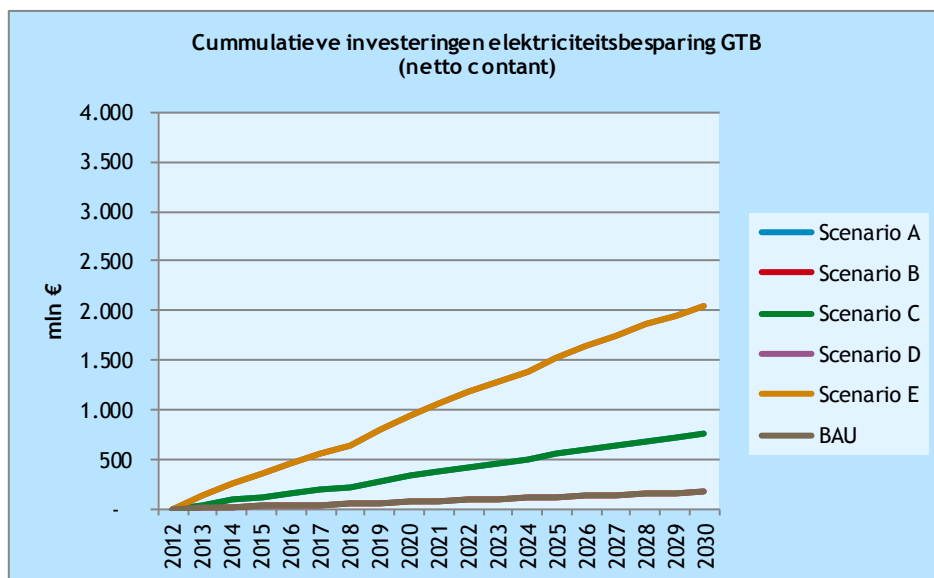
Aan de hand van de bovenstaande waarden is voor iedere optie bepaald wat het investeringsvolume per jaar is op basis van de berekende besparing. Zowel in absolute termen als netto contant naar het heden. De volgende grafieken geven respectievelijk, illustratief het verloop van de absolute en netto contante investeringskosten van de optie voor glastuinbouw. In de volgende tabel staat het totaal overzicht van de netto contante kosten ten opzichte van het *business-as-usual*-scenario.

Figuur 165 Absolute investering



Opmerking: Scenario A = C; Scenario B = BAU; Scenario D = E.

Figuur 166 Netto contante investering



Opmerking: Scenario A = C; Scenario B = BAU; Scenario D = E.





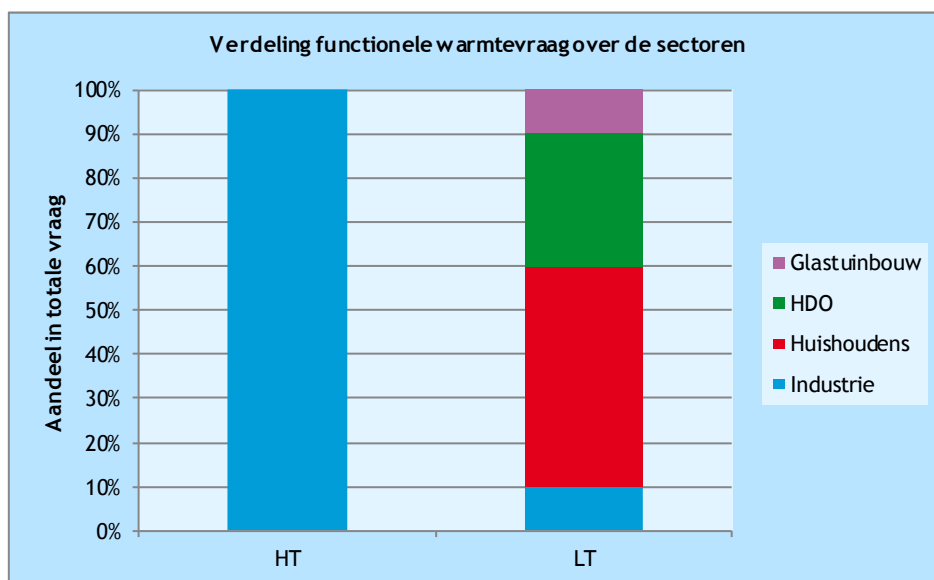
Tabel 80 Totale meerkosten elektriciteitsbesparing (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Industrie	1,9	0,0	1,9	6,4	6,4
Gebouwde omgeving	10,3	0,0	10,3	33,1	33,1
Glastuinbouw	0,6	0,0	0,6	1,9	1,9
<b>Totaal</b>	<b>12,7</b>	<b>0,0</b>	<b>12,7</b>	<b>41,3</b>	<b>41,3</b>

### G.1.2 Warmtebesparing

Voor de berekeningen wordt aangenomen dat de vraag naar warmte is verdeeld als weergegeven in Figuur 167.

Figuur 167 Verdeling functionele warmtevraag



### Industrie

Tabel 81 Besparing - warmte - industrie - energie-efficiency HT

	TVT [jaar]	Investing [€/GJ]	O&M	Besparing [€/GJ]	Leercurve
Scenario A	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario B	5	€ 31	0%	€ 6	Laag
Scenario C	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario D	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
Scenario E	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
BAU	5	€ 31	0%	€ 6	Laag

Tabel 82 Besparing - warmte - industrie - innovatieve technologieën HT

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario B	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog
Scenario C	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario D	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
Scenario E	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
BAU	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog

Tabel 83 Besparing - warmte - industrie - energie-efficiency LT

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario B	5	€ 31	0%	€ 6	Laag
Scenario C	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario D	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
Scenario E	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
BAU	5	€ 31	0%	€ 6	Laag

Tabel 84 Besparing - warmte - industrie - innovatieve technologieën LT

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario B	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog
Scenario C	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario D	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
Scenario E	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
BAU	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog

## Gebouwde omgeving

Tabel 85 Besparing - warmte - gebouwde omgeving - algemene besparing huishoudens

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	20	€ 404	0%	€ 20	Midden
Scenario B	10	€ 202	0%	€ 20	Laag
Scenario C	20	€ 404	0%	€ 20	Midden
Scenario D	30	€ 607	0%	€ 20	Hoog
Scenario E	30	€ 607	0%	€ 20	Hoog
BAU	10	€ 202	0%	€ 20	Laag

Tabel 86 Besparing - warmte - gebouwde omgeving - algemene besparing HDO

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	15	€ 106	0%	€ 7	Midden
Scenario B	5	€ 35	0%	€ 7	Laag
Scenario C	15	€ 106	0%	€ 7	Midden
Scenario D	25	€ 176	0%	€ 7	Hoog
Scenario E	25	€ 176	0%	€ 7	Hoog
BAU	5	€ 35	0%	€ 7	Laag



## Glastuinbouw

Tabel 87 Besparing - warmte - glastuinbouw - algemene besparing GTB

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	15	€ 98	0%	€ 7	Midden
Scenario B	5	€ 33	0%	€ 7	Laag
Scenario C	15	€ 98	0%	€ 7	Midden
Scenario D	25	€ 164	0%	€ 7	Hoog
Scenario E	25	€ 164	0%	€ 7	Hoog
BAU	5	€ 33	0%	€ 7	Laag

### Totaal warmtebesparing

Aan de hand van de bovenstaande waarden is voor iedere optie bepaald wat het investeringsvolume per jaar is op basis van de berekende besparing. Zowel in absolute termen als netto contant naar het heden. In Tabel 88 staat het totaal overzicht van de netto contante kosten ten opzichte van het *business-as-usual*-scenario.

Tabel 88 Totale meerkosten warmtebesparing (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Industrie	0,9	0,0	0,9	3,3	3,3
Gebouwde omgeving	13,5	0,0	13,5	43,9	43,9
Glastuinbouw	0,6	0,0	0,6	2,1	2,1
<b>Totaal</b>	<b>15,1</b>	<b>0,0</b>	<b>15,1</b>	<b>49,3</b>	<b>49,3</b>

## G.2 Netten

### G.2.1 Elektriciteitsnetten

De kosten van elektriciteitsnetten zijn bepaald op basis van de belasting per netvlak en per transformatorvlak. Daaraan zijn kostenkanten verbonden (zie Bijlage E). Op basis de scenarioberekeningen, de kostenkanten en de aangenomen leercurve voor de kosten zijn de meer- en minderkosten voor netten per scenario bepaald. Deze zijn in Tabel 89 weergegeven. Deze zijn gebaseerd op een levensduur van de netten van 50 jaar (2% vervangingsinvesteringen per jaar) en bedrijfs- en onderhoudskosten van 1,5% van de investering.

Tabel 89 Totale meerkosten elektriciteitsnetten (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Netvlak hoogspanning (E)HS	-1,6	2,2	0,4	1,9	-0,6
Transformatorvlak HS-MS	-0,9	1,3	0,2	1,1	-0,8
Netvlak middenspanning (MS)	-2,7	1,6	0,4	1,9	-1,2
Transformatorvlak MS-LS	-0,1	0,2	0,0	0,2	0,7
Netvlak laagspanning (LS)	-0,4	0,8	0,0	0,8	9,0
<b>Totaal</b>	<b>-5,7</b>	<b>6,0</b>	<b>1,0</b>	<b>5,9</b>	<b>7,1</b>

Opmerking: Negatieve meerkosten zijn minderkosten.



### G.2.1 Gasnetten

De kosten van gasnetten zijn in deze studie niet meegenomen. In alle scenario's is sprake van een overcapaciteit voor gastransport en distributie. Uitgangspunt is dat dit niet leidt tot versnelde ontmanteling van gasnetten. Daarmee vallen de verschillen per scenario weg en is een individuele bepaling per scenario op dit gebied niet nodig. Wel is rekening gehouden met de kosten van compressievermogen en comptabele metingen die samenhangen met de invoeding van groen gas. Die investering wordt voor de Scenario's A t/m E ruw ingeschat op 10 miljoen euro per PJ ingevoerd groen gas. Voor Scenario BAU worden, vanwege het lage percentage groen gas, geen extra kosten gerekend. De resulterende meer/minderkosten zijn in Tabel 90 samengevat.

Tabel 90 Minderkosten voor gasnetten in verband met de invoeding van groen gas (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Totaal	0,3	0,3	0,3	0,1	0,6

### G.2.2 Warmtenetten

De kosten van warmtenetten zijn van zeer veel factoren afhankelijk, wat een goede inschatting lastig maakt. In deze studie is daarom gekozen om op basis van enkele praktijksituaties een inschatting te geven van de verwachte kosten. Op de volgende schatting zit een grote onzekerheidsmarge.

Bij warmtenetten wordt een onderscheid gemaakt in de volgende opties.

Tabel 91 Opties voor warmtenetten

Categorie	Sector	Subcategorie
Externe warmtelevering	Industrie	Warmtelevering HT
		Warmtelevering LT
Gebouwde omgeving		Warmtelevering LT naar GO - transport
		Warmtelevering LT naar HH - distributie
		Warmtelevering LT naar HDO - distributie
Glastuinbouw		Warmtelevering LT naar GTB - transport

In Tabel 91 staan de kosten die zijn gebruikt voor het maken van de schatting van de kosten van de warmtenetten. Deze zijn gebaseerd op openbare informatie van recente projecten in Nederland voor de aanleg van stoom- en warmteleidingen.

Tabel 92 Gehanteerde kosten voor kostenschatting (in €/GJ)

Sector	Subcategorie	Transport	Distributie	O&M
Industrie	HT	10	n.v.t.	2%
	LT	60	n.v.t.	2%
Huishoudens	LT	60	115	2%
Bedrijven	LT	60	40	2%
Glastuinbouw	LT	60	n.v.t.	2%



De volgende tabellen geven de uitkomsten per optie voor de warmtenetten weer. Dit betreffen de meerkosten ten opzichte van het BAU. De laatste tabel geeft het totaal van meerkosten.

## Industrie

Tabel 93 Totale meerkosten warmtenetten Industrie (NCW, investering en O&M, mln €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
HT-warmtelevering - transport	-23	179	335	699	25
LT-warmtelevering - transport	-71	106	-11	53	-131
<b>Totaal</b>	<b>-95</b>	<b>285</b>	<b>324</b>	<b>752</b>	<b>-106</b>

## Gebouwde omgeving

Tabel 94 Totale meerkosten warmtenetten Gebouwde omgeving (NCW, investering en O&M, mln €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
LT-warmtelevering - transport (centraal)	-572	847	-84	420	-1.046
LT-warmtelevering HH - distributie (centraal)	-685	1.015	-101	503	-1.253
LT-warmtelevering HH - distributie (decentraal)	0	-718	0	-718	2.472
LT-warmtelevering HDO - distributie (centraal)	-143	212	-21	105	-261
LT-warmtelevering HDO - distributie (decentraal)	0	-150	0	-150	516
<b>Totaal</b>	<b>-1.399</b>	<b>1.207</b>	<b>-207</b>	<b>160</b>	<b>428</b>

## Glastuinbouw

Tabel 95 Totale meerkosten warmtenetten Glastuinbouw (NCW, investering en O&M, mln €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
LT-warmtelevering - transport (centraal)	-71	106	-11	53	-131
<b>Totaal</b>	<b>-71</b>	<b>106</b>	<b>-11</b>	<b>53</b>	<b>-131</b>

## Totaal warmtenetten

Tabel 96 Totale meerkosten warmtenetten (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
<b>Totaal</b>	<b>-1,6</b>	<b>1,6</b>	<b>0,1</b>	<b>1,0</b>	<b>0,2</b>



## G.3 Productie en opslag

### G.3.1 Investeringsen

Investeringsen in productie en opslag zijn bepaald op basis van het benodigde vermogen en kostenkennallen per vermogen. Deze zijn bepaald op basis van expertise, eerdere studies en bestaande literatuur. Onderhoudskosten worden bepaald als een percentage van de investering. Ook vervangingsinvesteringen worden meegenomen op basis van een volledige vervanging over de levensduur van het productie- of opslagsysteem maar alleen voor de periode na 2030. Dit wordt doorgerekend als een stabiele situatie met alleen vervanging, onderhoud en bedrijfskosten.

Tabel 97 geeft een overzicht van de kennallen die zijn gebruikt voor de diverse opweksystemen.

Tabel 97 Kostenkennallen voor opwekking en conversie (LT=lage temperatuur warmte, HT=hoge temperatuur warmte, CCS=carbon capture & storage)

	Kosten (€/kW)	Levensduur	Onderhoud & bedrijfsvoering	Leercurve
Kerncentrale	3.000	40	4,0%	geen
Aardgas	700	30	3,0%	laag
Aardgas+LT	800	30	3,0%	laag
Aardgas+HT	800	30	3,0%	laag
AardgasCCS	1.200	30	5,4%	midden
AardgasCCS+LT	1.200	30	5,4%	midden
AardgasCCS+HT	1.200	30	5,4%	midden
Kolen	1.400	40	3,0%	laag
Kolen+LT	1.400	40	3,0%	laag
Kolen+HT	1.400	40	3,0%	laag
KolenCCS	2.400	40	4,5%	midden
KolenCCS+LT	2.400	40	4,5%	midden
KolenCCS+HT	2.400	40	4,5%	midden
WindZee	4.000	15	4,0%	hoog
WindLand	1.820	15	1,0%	midden
WKK+LT	1.000	15	4,0%	midden
WKK+HT	650	15	3,0%	midden
mWKK+LT	5.000	15	1,5%	hoog
Zon-PV	1.600	25	1,5%	hoog
CV-ketel HT	300	15	3,0%	laag
CV-ketel CCS HT	856	15	1,5%	laag
CV-ketel bio HT	400	15	10,0%	laag
CV-ketel LT	80	15	1,5%	laag
Warmtepomp	1.500	15	1,5%	hoog
Geothermie	1.500	15	2,0%	hoog
Restwarmte	250	15	1,5%	midden
Zonneboiler	700	15	1,5%	laag
ElekVerwarmLT	60	15	1,0%	midden
ElekVerwarmHT	400	15	2,0%	midden
Opslag laagspanning	2.000	20	4,0%	midden
Opslag middenspanning	2.000	20	4,0%	midden
Opslag hoogspanning	2.840	40	1,0%	midden
Waterstofproductie	1.200	40	4,0%	midden



Tabel 98 Meerkosten voor (de)centrale opwekking en opslag (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Centrale opwekking	-3	12	8	26	-3
Decentrale opwekking	-3	-6	-2	-11	71
Warmteopwekking (gas)	0	2	1	1	0
Warmteopwekking (elek.)	-1	8	9	25	17
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	0	-1	0	4	49
<b>Totaal</b>	<b>-7</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>45</b>	<b>135</b>

Opmerking: Negatieve meerkosten zijn minderkosten.

## G.4 Brandstoffen

Tabel 99 Meer- of minderkosten voor brandstoffen en CO<sub>2</sub> (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
<b>Totaal</b>	<b>-5,0</b>	<b>0,3</b>	<b>-11,1</b>	<b>-26,4</b>	<b>-37,5</b>

Opmerking: Negatieve meerkosten zijn minderkosten.

## G.5 Totaalbeeld

Tabel 100 Totaalbeeld meerkosten *ZONDER* uitloop (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Centrale opwekking	-3	12	8	26	-3
Decentrale opwekking	-3	-6	-2	-11	71
Warmteopwekking (gas)	0	2	1	1	0
Warmteopwekking (elek.)	-1	8	9	25	17
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	0	-1	0	4	49
Transport en distributie (E)	-5	7	2	7	8
Energie en CO <sub>2</sub>	-5	0	-11	-26	-38
Besparingsmaatregelen	26	1	27	90	89
Motorbrandstoffen	-11	-3	-16	-41	-44
Voertuigen	-1	-1	1	9	10
<b>Totale NCW</b>	<b>-3</b>	<b>21</b>	<b>18</b>	<b>83</b>	<b>161</b>

Tabel 101 Totaalbeeld meerkosten *MET* uitloop (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Centrale opwekking	-3	18	10	31	-5
Decentrale opwekking	-4	-8	-2	-16	96
Warmteopwekking (gas)	-0	2	-1	-2	-3
Warmteopwekking (elek.)	1	14	15	35	20
Opslag en H <sub>2</sub> -productie	0	-1	0	6	71
Transport en distributie (E)	-5	9	3	8	11
Energie en CO <sub>2</sub>	-21	-9	-38	-81	-94
Besparingsmaatregelen	38	2	41	131	130
Motorbrandstoffen	-22	-3	-33	-88	-96
Voertuigen	-2	-2	1	13	15
<b>Totale NCW</b>	<b>-19</b>	<b>23</b>	<b>-5</b>	<b>37</b>	<b>146</b>





# Bijlage H Toelichting stakeholdersbijeenkomsten

Gedurende het project is een tweetal stakeholdersbijeenkomsten georganiseerd door de opdrachtgever. Tijdens deze bijeenkomsten hadden de aanwezige stakeholders de gelegenheid om input te leveren op de studie.

Figuur 168 Impressie tweede stakeholdersbijeenkomst



## H.1 Bijeenkomst 24 februari 2014

### H.1.1 Inhoud

In de eerste bijeenkomst is een toelichting gegeven op de aanleiding, opzet en uitvoering van de studie. Het doel van de bijeenkomst was bespreken van:

- aanpak van backcasting;
- welke eindbeelden;
- vooruitblik deel van de eindresultaten;
- inventariseren van vragen vanuit stakeholders waar, binnen de kaders van het project, rekening mee gehouden moest worden in de uitwerking.

In de bijeenkomst werden vier eindbeelden gepresenteerd. De stakeholders concludeerden dat een vijfde, tussenliggend eindbeeld ook wenselijk zou zijn. De opdrachtgever is hiermee akkoord gegaan.

Een verslag van de bijeenkomst is rondgestuurd naar alle deelnemers.

## H.1.2 Deelnemers

Deelnemer	Organisatie
Peter Molengraaf	Alliander N.V.
Marinus Schimmel	BAM
Hans Boot	Cofely GDF SUEZ
Peter Pollemans	Cogas Holding N.V.
Kees den Blanken	Cogen
Hans Warmenhoven	De Gemeeynt
Sander Fijn van Draat	ECN
Anne Sypkens Smit	Energie Nederland
Jos Blommaert	Enexis
Ingrid Pouw	Essent
Annie Krist	Gasunie Transport Services B.V.
Bart Dirven	Heijmans
Nico van Grieken	Netbeheer Nederland
Arnold van der Bie	Stedin Netbeheer N.V.
Joop Oude Lohuis	Stichting Natuur en Milieu
Gert van der Lee	TenneT
Jorg Gigler	TKI Gas
Bas Heijs	Topsector Energie
Madeleine Gibescu	TU Eindhoven
Michiel Kirch	Cogas Holding N.V.
Marijke Kellner Van Tjonger	Gasunie Transport Services B.V.
Piet Nienhuis	Gasunie Transport Services B.V.
Marijn Artz	Netbeheer Nederland
Wil Scholten	Netbeheer Nederland
John Hodemaekers	Stedin Netbeheer N.V.
Benno Schepers	CE Delft
Frans Rooijers	CE Delft
Rob van Gerwen	DNV GL

## H.2 Bijeenkomst 10 april 2014

### H.2.1 Inhoud

In de tweede bijeenkomst is een korte follow-up gegeven van de punten die zijn opgepakt/meegenomen van de eerste bijeenkomst en zijn de voorlopige resultaten van de scenario's gepresenteerd.

Enkele onderwerpen waarover gesproken is, zijn het beperken van de aan te sluiten zon-PV, opslag en biomassa. Hieruit zijn drie aandachtspunten van de scenario's naar voren gekomen:

- flexibeliseren;
- centraal/decentraal;
- biomassa;

Een verslag van de bijeenkomst is rondgestuurd naar alle deelnemers.



## H.2.2 Deelnemers

Deelnemer	Organisatie
Peter Molengraaf	Alliander N.V.
Ruud van Zijl	BAM Techniek
Hans Boot	Cofely GDF SUEZ
Peter Pollemans	Cogas Holding N.V.
Kees den Blanken	Cogen Nederland
Arjen Jongepier	Delta Netwerk Bedrijf B.V.
Paul Korting	ECN
Sander Fijn van Draat	ECN
Loek Willenborg	Endinet
Ineke van Ingen	Energie Nederland
Else Veldman	Enexis
Ingrid Pouw	Essent
Erik ten Elshof	EZ
Wieger Wiersema	EZ
Hans Warmenhoven	De Gemeynt
Hans Mart Groen	Greenchoice
Bart Dirven	Heijmans
Jeroen van Bergenhenegouwen	Ministerie van Economische Zaken
Nico van Grieken	Netbeheer Nederland
André Jurjus	Netbeheer Nederland
Martijn Boelhouwer	Netbeheer Nederland
Mark van Assem	NWO
Bernard Fortuyn	Siemens N.V.
Joop Oude Lohuis	Stichting Natuur en Milieu
Ruud Koornstra	Tendris
Gineke van Dijk	TenneT
Mart van Bracht	TNO
Suzanne Van Kooten	TNO
Ad van wijk	TU Delft
Ton Backx	TU Eindhoven
Dennis van Berkel	Urgenda
Marjan Minnesma	Urgenda
Hans Grünfeld	VEMW
Michiel Kirch	Cogas Holding N.V.
Marijke Kellner Van Tjonger	Gasunie Transport Services B.V.
Piet Nienhuis	Gasunie Transport Services B.V.
Marijn Artz	Netbeheer Nederland
Wil Scholten	Netbeheer Nederland
John Hodemaekers	Stedin Netbeheer N.V.
Benno Schepers	CE Delft
Frans Rooijers	CE Delft
Rob van Gerwen	DNV GL
Frits Verheij	DNV GL





# Bijlage I Verantwoording technische aannames

## I.1 Waarden backcasting Conversiemodel

### I.1.1 Curves

Voor de waarden van de curves, wordt verwezen naar Bijlage A.1.2.

Variabele	A	B	C	D	E	BAU
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Laag				Hockey		
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Laag				Constant		
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag				Hockey		
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag				Hockey		
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
Elektriciteit - Ref. finale vraag				Lineair		
Motorbrandstoffen - Ref. finale vraag				Afgeleid		
HT-warmte - Ref. finale vraag				Constant		
LT-warmte - Ref. finale vraag				Constant		
Distributierendement - Centraal				Lineair		
Distributierendement - Decentraal				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + LT - Laag				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + LT - Midden				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + LT - Hoog				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + HT - Laag				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + HT - Midden				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + HT - Hoog				Lineair		
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Laag				Hockey		
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Midden				Hockey		
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Hoog				Hockey		
Decentraal potentieel - Zon-PV - Laag				Hockey		
Decentraal potentieel - Zon-PV - Midden				Hockey		
Decentraal potentieel - Zon-PV - Hoog				Hockey		
Decentraal potentieel - Wind op land - Laag				Lineair		
Decentraal potentieel - Wind op land - Midden				Lineair		
Decentraal potentieel - Wind op land - Hoog				Lineair		
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Laag				Hockey		
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Midden				Hockey		
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Hoog				Hockey		
E-rendement hoog - Kernenergie				Lineair		
E-rendement hoog - Aardgas				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas + LT				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas CCS				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas CCS + LT				Hockey		



Variabele	A	B	C	D	E	BAU
E-rendement hoog - Aardgas CCS + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast				Hockey		
E-rendement hoog - Vast + LT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast CCS				Hockey		
E-rendement hoog - Vast CCS + LT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast CCS + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Wind op zee				Hockey		
E-rendement hoog - Wind op land				Hockey		
E-rendement hoog - Import-saldo				Hockey		
E-rendement laag - Vast				Hockey		
E-rendement laag - Vast + LT				Hockey		
E-rendement laag - Vast + HT				Hockey		
E-rendement laag - Vast CCS				Hockey		
E-rendement laag - Vast CCS + LT				Hockey		
E-rendement laag - Vast CCS + HT				Hockey		
Eindbeeld - Kernenergie				Handmatig		
Eindbeeld - Aardgas		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Aardgas + LT		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Aardgas + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS + LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Vast + LT		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Vast + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast CCS			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast CCS + LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast CCS + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Wind op zee			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Wind op land (centraal)			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Import-saldo				Automatisch		
Eindbeeld - Verlies centrale opslag/curtailment				Lineair		
Eindbeeld - WKK + LT (mixgas)				Lineair		
Eindbeeld - WKK + HT (mixgas)				Lineair		
Eindbeeld - mWKK + LT (mixgas)				Lineair		
Eindbeeld - Zon-PV				Lineair		
Eindbeeld - Wind op land				Lineair		
Eindbeeld - Verlies decentrale opslag/curtailment				Lineair		
Eindbeeld - Traditioneel vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Elektriciteit vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Waterstof vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Biobrandstoffen vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vaste biomassa HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Elektrische verwarming HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - CV-ketel (mixgas) LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Warmtepomp LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Geothermie LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Industriële restwarmte LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Elektrische verwarming LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Zonneboiler LT			Hockey			Hockey-



Variabele	A	B	C	D	E	BAU
Eindbeeld - Structuurverandering industrie	Handmatig					
Eindbeeld - Aandeel kolen	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel biomassa	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel aardgas	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel groen gas	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel waterstof	Hockey+					

### I.1.2 Algemeen

Variabele	2012	2018	2024	2030
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Laag	100%	98%	95%	90%
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Midden	100%	95%	86%	75%
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	90%	73%	50%
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Laag	100%	100%	100%	100%
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Midden	100%	97%	92%	85%
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	93%	81%	65%
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag	100%	99%	97%	95%
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden	100%	98%	95%	90%
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	96%	89%	80%
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag	100%	98%	95%	90%
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden	100%	95%	86%	75%
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	90%	73%	50%
Elektriciteit - Ref. finale vraag	431	456	481	506
Motorbrandstoffen - Ref. finale vraag	179	176	178	183
HT-warmte - Ref. finale vraag	409	409	409	409
LT-warmte - Ref. finale vraag	665	665	665	665
Distributierendement - Centraal	95,6%	96,0%	96,5%	97,0%
Distributierendement - Decentraal	95,6%	96,0%	96,5%	97,0%
Decentraal potentieel - WKK + LT - Laag	50	43	37	30
Decentraal potentieel - WKK + LT - Midden	50	45	40	34
Decentraal potentieel - WKK + LT - Hoog	50	46	42	39
Decentraal potentieel - WKK + HT - Laag	56	57	59	60
Decentraal potentieel - WKK + HT - Midden	56	60	65	69
Decentraal potentieel - WKK + HT - Hoog	56	63	70	78
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Laag	0	1	2	5
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Midden	0	3	7	14
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Hoog	0	5	15	27
Decentraal potentieel - Zon-PV - Laag	1	8	20	36
Decentraal potentieel - Zon-PV - Midden	1	37	99	180
Decentraal potentieel - Zon-PV - Hoog	1	51	139	252
Decentraal potentieel - Wind op land - Laag	15	26	37	48
Decentraal potentieel - Wind op land - Midden	15	31	47	63
Decentraal potentieel - Wind op land - Hoog	15	36	58	79
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Laag	0%	3%	8%	15%
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Midden	0%	4%	11%	20%
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Hoog	0%	5%	14%	25%
E-rendement hoog - Kernenergie	37%	38%	40%	42%
E-rendement hoog - Aardgas	54%	55%	57%	60%
E-rendement hoog - Aardgas + LT	41%	45%	52%	60%
E-rendement hoog - Aardgas + HT	35%	39%	46%	55%
E-rendement hoog - Aardgas CCS	50%	50%	50%	50%
E-rendement hoog - Aardgas CCS + LT	50%	50%	50%	50%
E-rendement hoog - Aardgas CCS + HT	45%	45%	45%	45%



Variabele	2012	2018	2024	2030
E-rendement hoog - Vast	41%	43%	46%	50%
E-rendement hoog - Vast + LT	41%	43%	46%	50%
E-rendement hoog - Vast + HT	36%	38%	41%	45%
E-rendement hoog - Vast CCS	40%	40%	40%	40%
E-rendement hoog - Vast CCS + LT	40%	40%	40%	40%
E-rendement hoog - Vast CCS + HT	35%	35%	35%	35%
E-rendement hoog - Wind op zee	43%	43%	43%	43%
E-rendement hoog - Wind op land	43%	43%	43%	43%
E-rendement hoog - Import-saldo	43%	43%	42%	40%
E-rendement laag - Vast	41%	43%	45%	48%
E-rendement laag - Vast + LT	41%	42%	45%	48%
E-rendement laag - Vast + HT	36%	37%	40%	43%
E-rendement laag - Vast CCS	40%	40%	39%	38%
E-rendement laag - Vast CCS + LT	40%	40%	39%	38%
E-rendement laag - Vast CCS + HT	35%	35%	34%	33%

### I.1.3 Scenario A

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld A - Kernenergie	14	14	14	14
Eindbeeld A - Aardgas	59	51	35	15
Eindbeeld A - Aardgas + LT	45	42	37	31
Eindbeeld A - Aardgas + HT	0	6	17	31
Eindbeeld A - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld A - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast	70	81	100	125
Eindbeeld A - Vast + LT	28	35	47	62
Eindbeeld A - Vast + HT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast CCS	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Wind op zee	3	8	18	31
Eindbeeld A - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld A - Import-saldo	62	116	71	0
Eindbeeld A - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-2	-4	-6
Eindbeeld A - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Wind op land	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Traditioneel vervoer	97%	93%	88%	80%
Eindbeeld A - Elektriciteit vervoer	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld A - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld A - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld A - Aardgas HT	95%	90%	81%	70%
Eindbeeld A - Aardgas CCS HT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld A - Vaste biomassa HT	0%	4%	11%	20%
Eindbeeld A - Elektrische verwarming HT	5%	6%	8%	10%
Eindbeeld A - CV-ketel (mixgas) LT	99%	93%	83%	70%
Eindbeeld A - Warmtepomp LT	1%	4%	9%	15%
Eindbeeld A - Geothermie LT	0%	1%	3%	5%





Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld A - Industriële restwarmte LT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld A - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld A - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld A - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld A - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld A - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%
Eindbeeld A - Aandeel aardgas	86%	84%	82%	80%
Eindbeeld A - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld A - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%

#### I.1.4 Scenario B

	2012	2012	2024	2030
Eindbeeld B - Kernenergie	14	14	14	14
Eindbeeld B - Aardgas	59	47	27	0
Eindbeeld B - Aardgas + LT	45	41	35	27
Eindbeeld B - Aardgas + HT	0	22	60	109
Eindbeeld B - Aardgas CCS	0	5	15	27
Eindbeeld B - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Vast	70	78	92	109
Eindbeeld B - Vast + LT	28	44	73	109
Eindbeeld B - Vast + HT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Vast CCS	0	5	15	27
Eindbeeld B - Vast CCS + LT	0	8	22	41
Eindbeeld B - Vast CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Wind op zee	3	19	46	82
Eindbeeld B - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld B - Import-saldo	62	123	75	0
Eindbeeld B - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-7	-15	-22
Eindbeeld B - WKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - WKK + HT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - mWKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Zon-PV	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Wind op land	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Traditioneel vervoer	97%	93%	88%	80%
Eindbeeld B - Elektriciteit vervoer	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld B - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld B - Aardgas HT	95%	85%	68%	45%
Eindbeeld B - Aardgas CCS HT	0%	6%	17%	30%
Eindbeeld B - Vaste biomassa HT	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld B - Elektrische verwarming HT	5%	6%	8%	10%
Eindbeeld B - CV-ketel (mixgas) LT	99%	91%	78%	60%
Eindbeeld B - Warmtepomp LT	1%	4%	9%	15%
Eindbeeld B - Geothermie LT	0%	2%	6%	10%
Eindbeeld B - Industriële restwarmte LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld B - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld B - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%



	2012	2012	2024	2030
Eindbeeld B - Aandeel aardgas	86%	84%	82%	80%
Eindbeeld B - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld B - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%

### I.1.5 Scenario C

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld C - Kernenergie	14	14	14	28
Eindbeeld C - Aardgas	59	47	27	0
Eindbeeld C - Aardgas + LT	45	44	41	38
Eindbeeld C - Aardgas + HT	0	15	42	76
Eindbeeld C - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld C - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld C - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld C - Vast	70	60	42	19
Eindbeeld C - Vast + LT	28	38	55	76
Eindbeeld C - Vast + HT	0	4	10	19
Eindbeeld C - Vast CCS	0	8	21	38
Eindbeeld C - Vast CCS + LT	0	2	5	10
Eindbeeld C - Vast CCS + HT	0	8	21	38
Eindbeeld C - Wind op zee	3	10	22	38
Eindbeeld C - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld C - Import-saldo	62	124	88	0
Eindbeeld C - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-3	-5	-8
Eindbeeld C - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Wind op land	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Traditioneel vervoer	97%	91%	82%	70%
Eindbeeld C - Elektriciteit vervoer	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld C - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld C - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld C - Aardgas HT	95%	83%	62%	35%
Eindbeeld C - Aardgas CCS HT	0%	5%	14%	25%
Eindbeeld C - Vaste biomassa HT	0%	2%	6%	10%
Eindbeeld C - Elektrische verwarming HT	5%	10%	19%	30%
Eindbeeld C - CV-ketel (mixgas) LT	99%	88%	69%	45%
Eindbeeld C - Warmtepomp LT	1%	6%	14%	25%
Eindbeeld C - Geothermie LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld C - Industriële restwarmte LT	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld C - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld C - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld C - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld C - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld C - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%
Eindbeeld C - Aandeel aardgas	86%	84%	82%	80%
Eindbeeld C - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld C - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%



## I.1.6 Scenario D

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld D - Kernenergie	14	14	14	84
Eindbeeld D - Aardgas	59	56	47	0
Eindbeeld D - Aardgas + LT	45	43	36	0
Eindbeeld D - Aardgas + HT	0	5	13	24
Eindbeeld D - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld D - Aardgas CCS + LT	0	10	27	49
Eindbeeld D - Aardgas CCS + HT	0	15	40	73
Eindbeeld D - Vast	70	66	56	0
Eindbeeld D - Vast + LT	28	27	23	0
Eindbeeld D - Vast + HT	0	0	0	0
Eindbeeld D - Vast CCS	0	10	27	49
Eindbeeld D - Vast CCS + LT	0	13	34	63
Eindbeeld D - Vast CCS + HT	0	20	54	98
Eindbeeld D - Wind op zee	3	12	28	49
Eindbeeld D - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld D - Import-saldo	62	141	94	0
Eindbeeld D - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-3	-7	-10
Eindbeeld D - WKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - WKK + HT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - mWKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Zon-PV	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Wind op land	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Traditioneel vervoer	97%	84%	63%	35%
Eindbeeld D - Elektriciteit vervoer	0%	5%	14%	25%
Eindbeeld D - Waterstof vervoer	0%	5%	14%	25%
Eindbeeld D - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld D - Aardgas HT	95%	80%	54%	20%
Eindbeeld D - Aardgas CCS HT	0%	6%	17%	30%
Eindbeeld D - Vaste biomassa HT	0%	4%	11%	20%
Eindbeeld D - Elektrische verwarming HT	5%	10%	19%	30%
Eindbeeld D - CV-ketel (mixgas) LT	99%	81%	50%	10%
Eindbeeld D - Warmtepomp LT	1%	15%	39%	70%
Eindbeeld D - Geothermie LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Industriële restwarmte LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld D - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld D - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%
Eindbeeld D - Aandeel aardgas	86%	77%	69%	60%
Eindbeeld D - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld D - Aandeel waterstof	0%	1%	4%	20%



## I.1.7 Scenario E

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld E - Kernenergie	14	14	14	0
Eindbeeld E - Aardgas	59	56	47	0
Eindbeeld E - Aardgas + LT	45	43	36	0
Eindbeeld E - Aardgas + HT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld E - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Vast	70	68	64	41
Eindbeeld E - Vast + LT	28	29	31	41
Eindbeeld E - Vast + HT	0	8	23	41
Eindbeeld E - Vast CCS	0	0	0	0
Eindbeeld E - Vast CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Vast CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Wind op zee	3	19	46	82
Eindbeeld E - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld E - Import-saldo	62	94	9	0
Eindbeeld E - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-3	-5	-8
Eindbeeld E - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Wind op land	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Traditioneel vervoer	97%	77%	44%	0%
Eindbeeld E - Elektriciteit vervoer	0%	11%	30%	55%
Eindbeeld E - Waterstof vervoer	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld E - Biobrandstoffen vervoer	3%	8%	18%	30%
Eindbeeld E - Aardgas HT	95%	76%	43%	0%
Eindbeeld E - Aardgas CCS HT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld E - Vaste biomassa HT	0%	14%	39%	70%
Eindbeeld E - Elektrische verwarming HT	5%	10%	19%	30%
Eindbeeld E - CV-ketel (mixgas) LT	99%	82%	53%	15%
Eindbeeld E - Warmtepomp LT	1%	11%	28%	50%
Eindbeeld E - Geothermie LT	0%	2%	6%	10%
Eindbeeld E - Industriële restwarmte LT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld E - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld E - Zonneboiler LT	0%	4%	11%	20%
Eindbeeld E - Structuurverandering industrie	0	0	25	100
Eindbeeld E - Aandeel kolen	89%	59%	30%	0%
Eindbeeld E - Aandeel biomassa	11%	41%	70%	100%
Eindbeeld E - Aandeel aardgas	86%	57%	29%	0%
Eindbeeld E - Aandeel groen gas	14%	36%	58%	80%
Eindbeeld E - Aandeel waterstof	0%	1%	4%	20%



## I.1.8 BAU

Variabele	2012	2018	2024	2030
BAU - Kernenergie	14	14	14	14
BAU - Aardgas	59	68	71	73
BAU - Aardgas + LT	45	40	38	37
BAU - Aardgas + HT	0	22	31	37
BAU - Aardgas CCS	0	0	0	0
BAU - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
BAU - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
BAU - Vast	70	83	88	92
BAU - Vast + LT	28	58	70	78
BAU - Vast + HT	0	0	0	0
BAU - Vast CCS	0	0	0	0
BAU - Vast CCS + LT	0	0	0	0
BAU - Vast CCS + HT	0	0	0	0
BAU - Wind op zee	3	23	32	37
BAU - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
BAU - Import-saldo	62	79	41	0
BAU - Verlies centrale opslag/curtailment	0	0	0	0
BAU - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
BAU - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
BAU - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
BAU - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
BAU - Wind op land	100%	100%	100%	100%
BAU - Verlies decentrale opslag/curtailment	0%	0%	0%	0%
BAU - Traditioneel vervoer	97%	87%	83%	80%
BAU - Elektriciteit vervoer	0%	3%	4%	5%
BAU - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
BAU - Biobrandstoffen vervoer	3%	10%	13%	15%
BAU - Aardgas HT	95%	86%	82%	80%
BAU - Aardgas CCS HT	0%	0%	0%	0%
BAU - Vaste biomassa HT	0%	6%	9%	10%
BAU - Elektrische verwarming HT	5%	8%	9%	10%
BAU - CV-ketel (mixgas) LT	99%	85%	79%	75%
BAU - Warmtepomp LT	1%	3%	4%	5%
BAU - Geothermie LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Industriële restwarmte LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Elektrische verwarming LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Zonneboiler LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
BAU - Aandeel kolen	89%	84%	81%	80%
BAU - Aandeel biomassa	11%	16%	19%	20%
BAU - Aandeel aardgas	86%	91%	94%	95%
BAU - Aandeel groen gas	14%	9%	6%	5%
BAU - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%

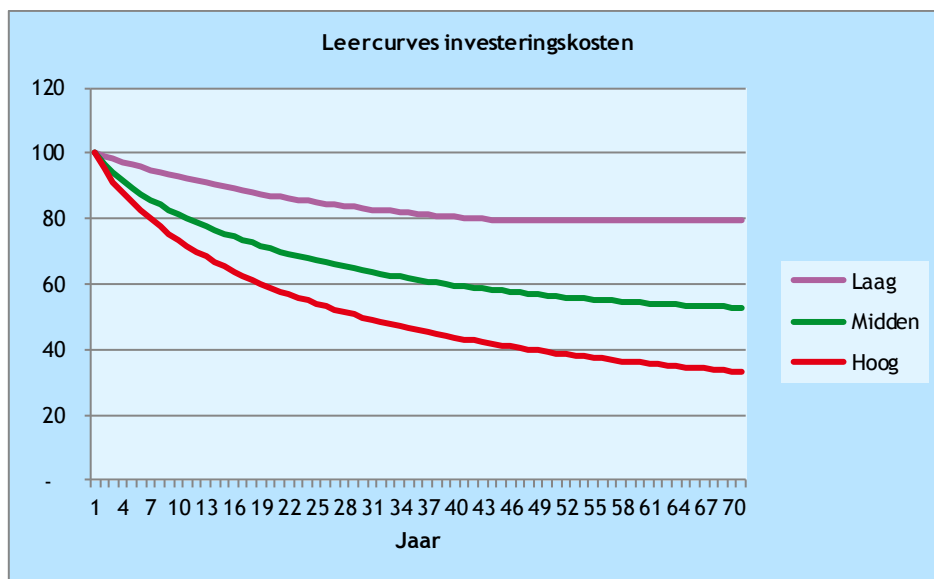
## I.2 Leercurves kostenreductie

Voor de verschillende opwektechnieken en maatregelpakketten voor energiebesparing is een verschillende leercurve aangehouden om te corrigeren voor toekomstige ontwikkelingen, zoals innovaties en kostenreducties. Hierbij is een generieke aanpak gekozen, waarbij technieken die al ver doorontwikkeld zijn enkel een beperkte kostenreductie in de toekomst krijgen en technieken die nog ‘in de kinderschoenen’ staan de komende jaren een



grotere kostenreductie ondergaan. In de volgende grafiek worden deze leercurves weergegeven.

Figuur 169 Leercurves voor investeringskosten

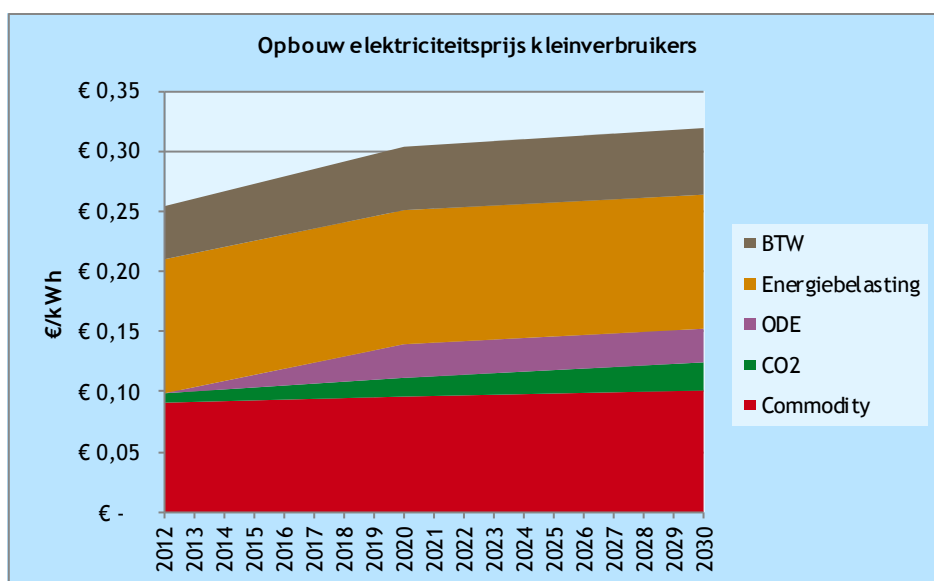


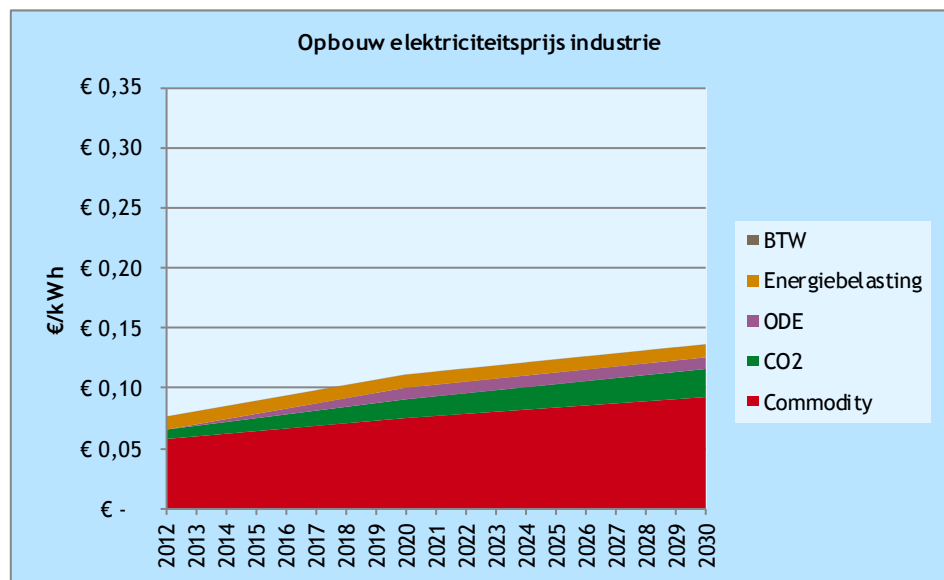
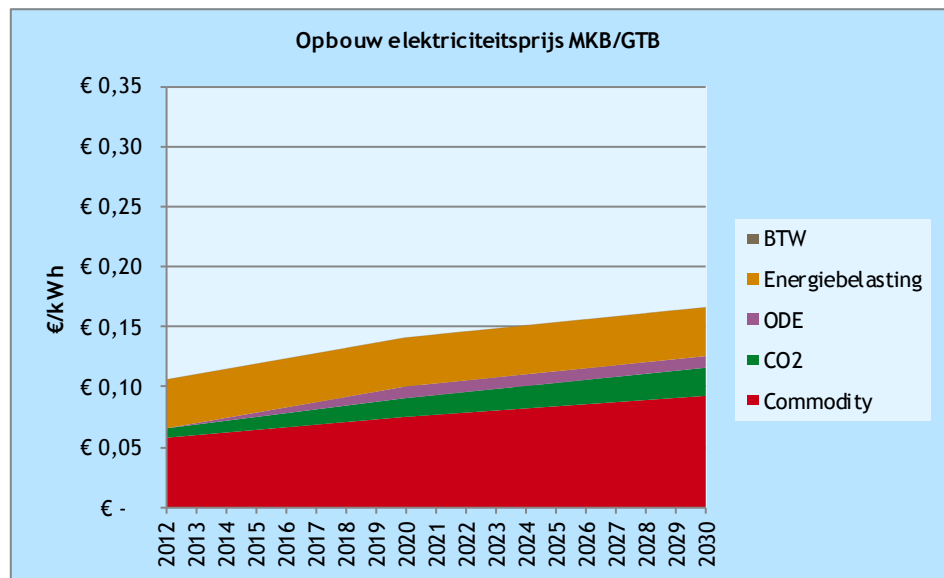
De bovenstaande leercurve is gebaseerd op Junginger (Junginger, 2005) en aangepast aan de hand van marktconsultaties voor het Vesta-model van PBL (CE Delft, 2013).

### I.3 Energieprijzen

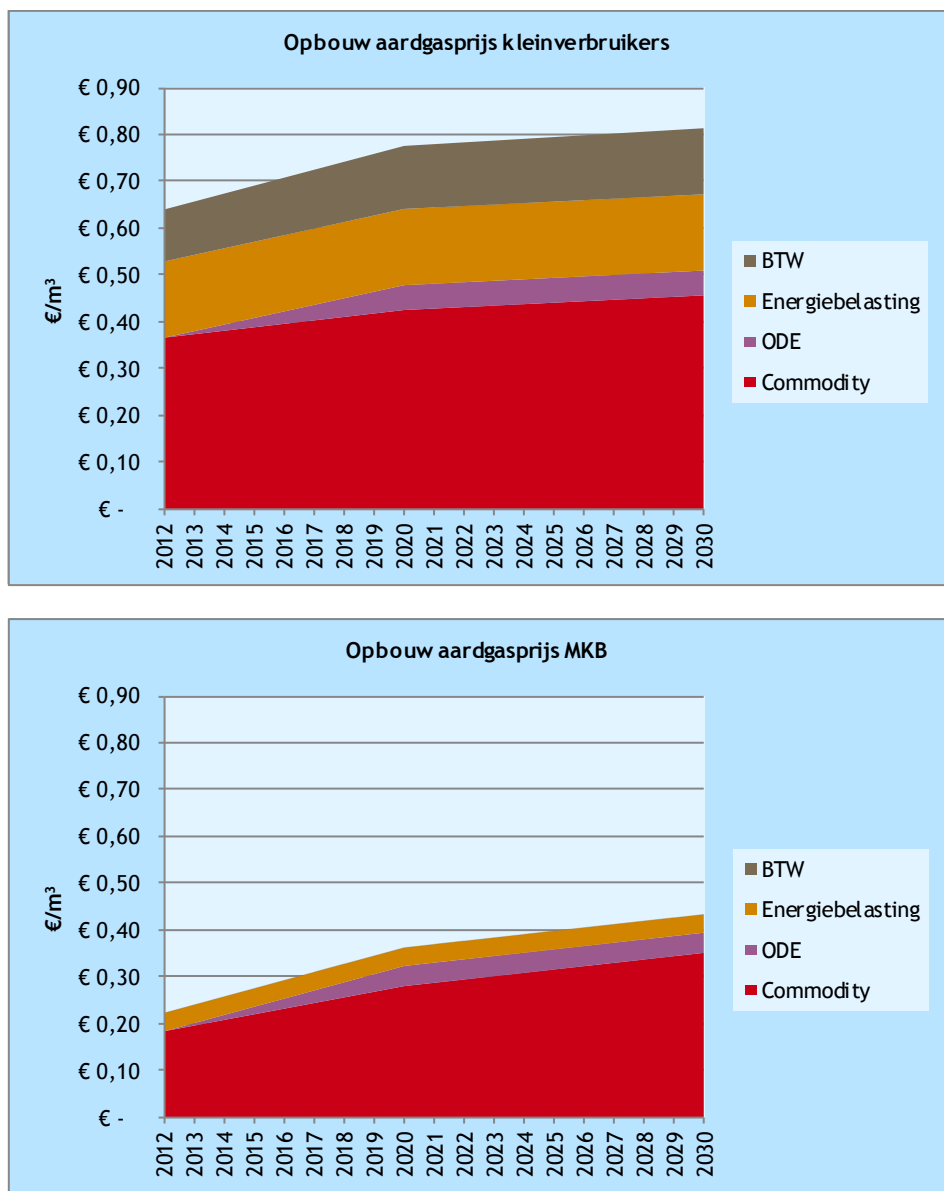
De onderstaande energieprijzen zijn gehanteerd bij de berekeningen voor de kosten en baten van de verschillende opties. De prijzen zijn afkomstig van het PBL (Wijngaart, 2014) en ECN (ECN, CE Delft, TNO, 2014).

Figuur 170 Verloop elektriciteitsprijzen

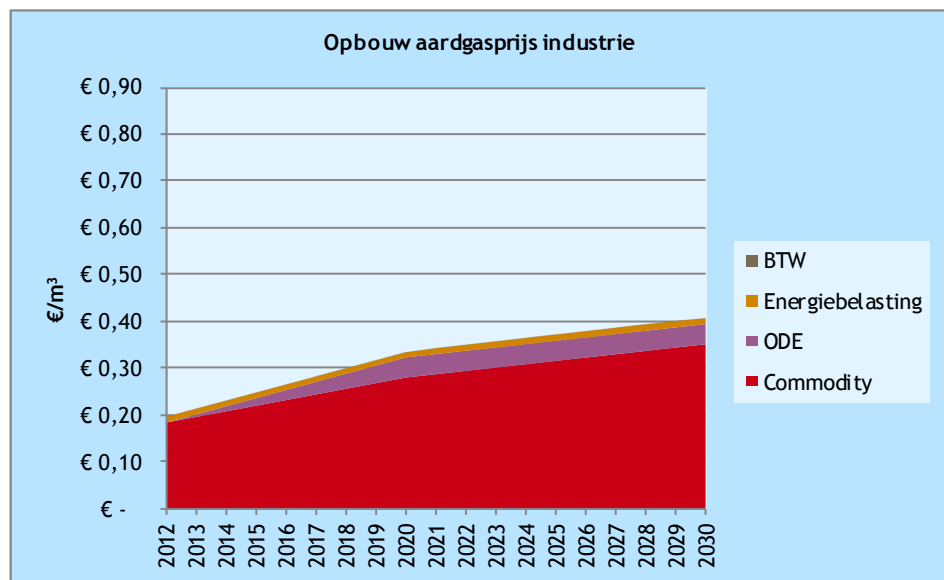
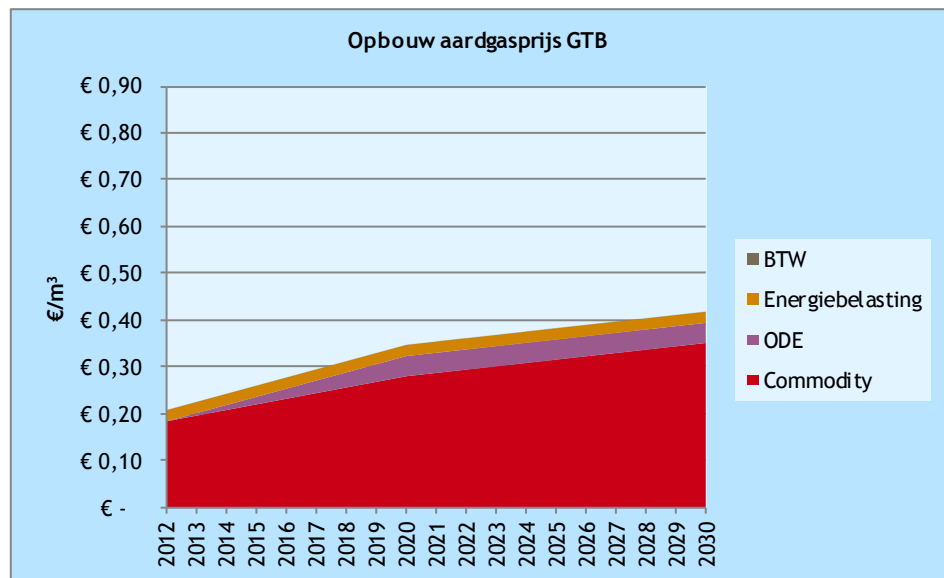




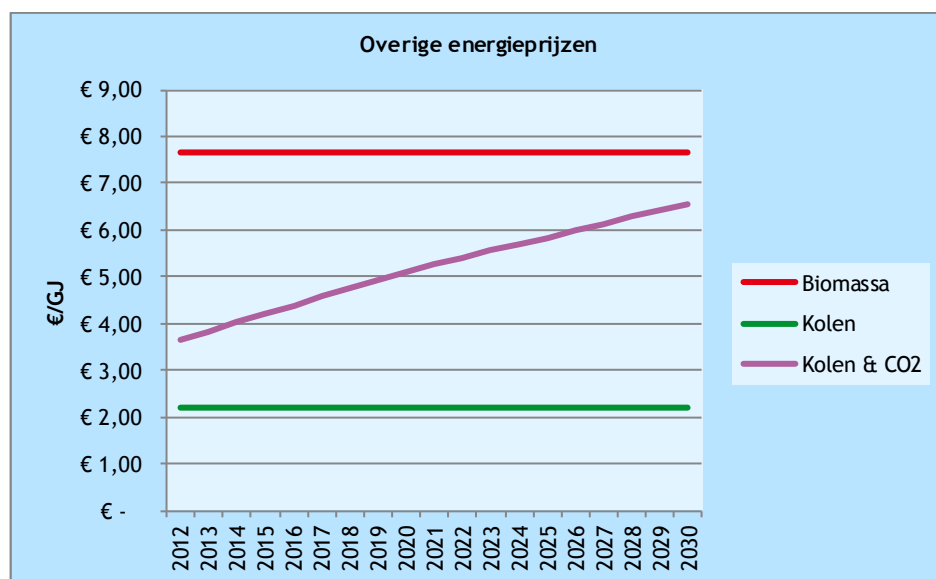
Figuur 171 Verloop gasprijzen



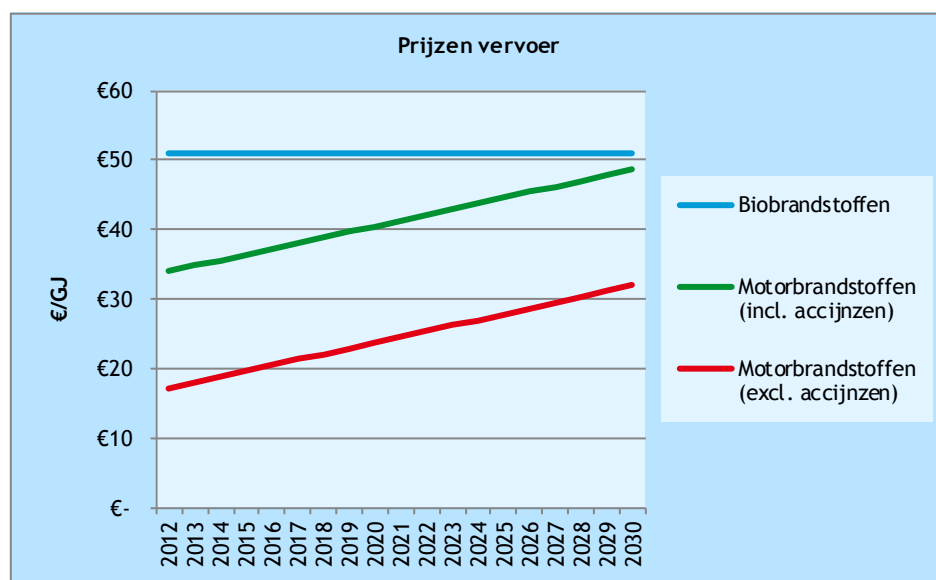




Figuur 172 Verloop overige energieprijsen



Figuur 173 Verloop prijzen motorbrandstoffen



In de prijs van biomassa is geen rekening gehouden met eventuele effecten van schaarste op de prijs. Afhankelijk van de vraag naar biomassa, kan dit een groot effect hebben. Dit geldt voor alle vormen van biomassa.

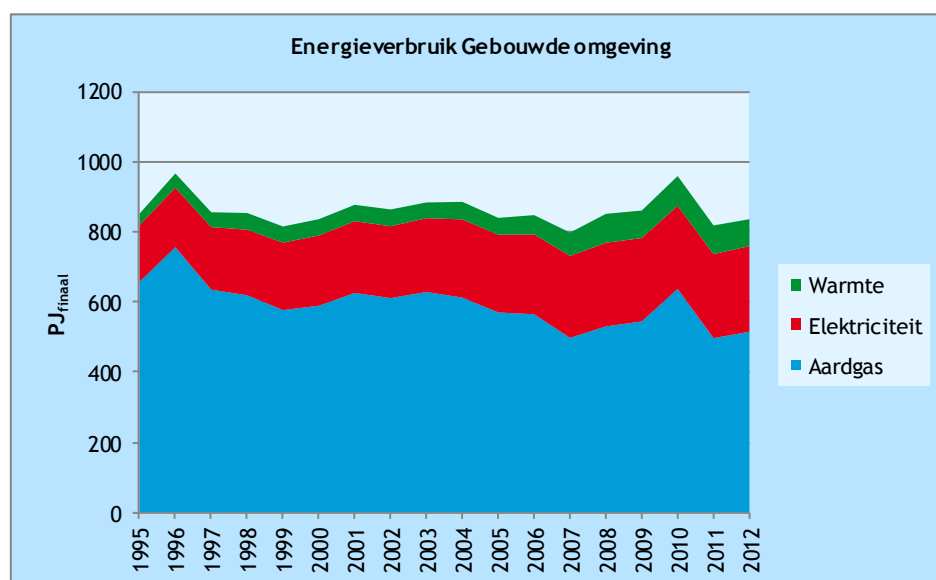


# Bijlage J Gebouwde omgeving

## J.1 Energievraag in de gebouwde omgeving

In de gebouwde omgeving bestaat de energievraag uit de vraag naar ruimteverwarming (en -koeling), warm tapwater en elektriciteit. Veruit het grootste deel van de energie komt uit aardgas, gevolgd door elektriciteit en warmte. Figuur 174 geeft het verloop van deze vraag in de afgelopen jaren weer.

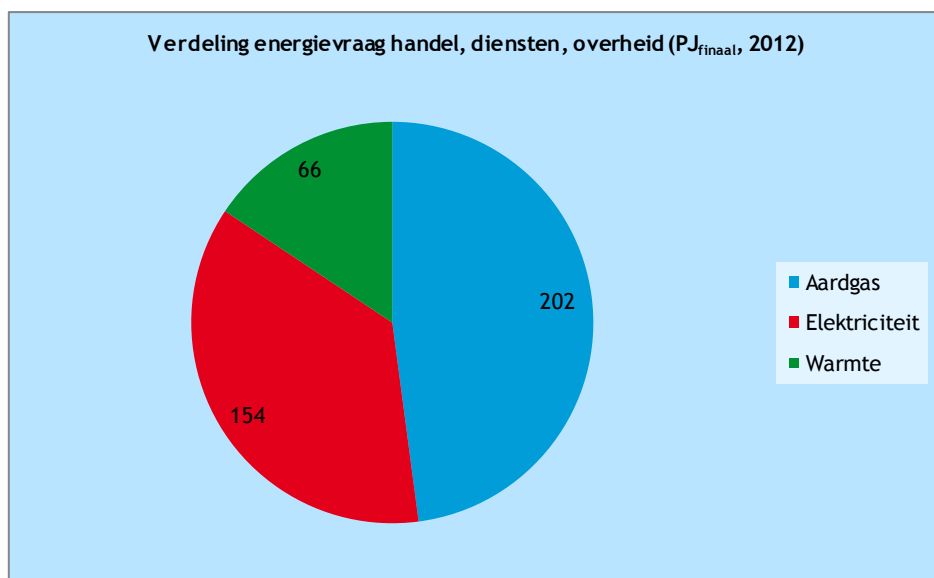
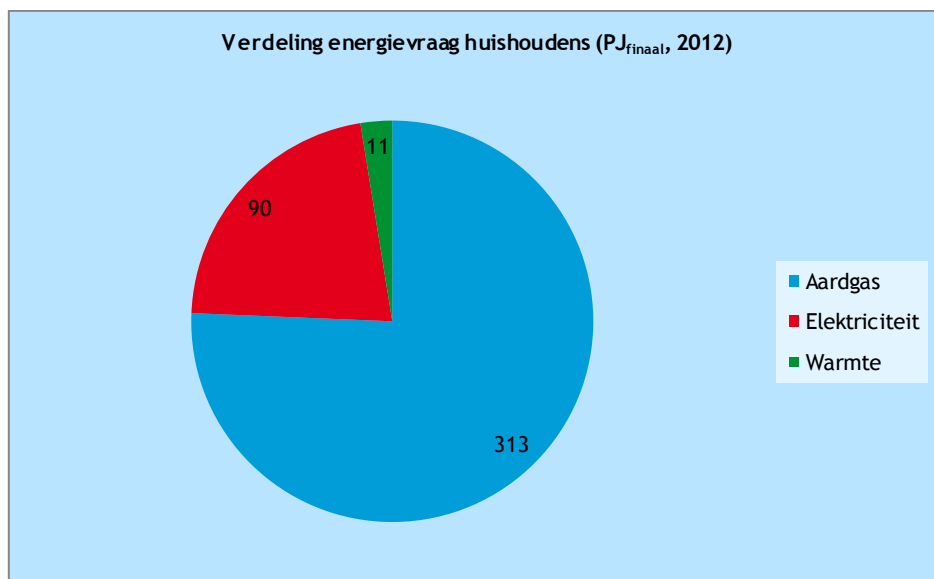
Figuur 174 Verloop energievraag gebouwde omgeving



Bron: (CBS, 2014).

Binnen de gebouwde omgeving kan een onderscheid worden gemaakt tussen huishoudens en HDO (handel, diensten, overheid). De aandelen van aardgas, elektriciteit en warmte verschillen sterk tussen deze twee groepen. Dit wordt weergegeven in de volgende figuur. Dit betekent dat de besparingspotentiëlen ook wisselen en dat de aangrijpingspunten voor maatregelen ook verschillen. In de komende paragrafen wordt dan ook een onderscheid gemaakt in deze sub-sectoren.

Figuur 175 Verdeling energievraag per sub-sector in 2012



Opmerking: Data voor HDO in 2012 nog niet beschikbaar bij CBS; aangenomen dat gelijk is aan 2011.

Bron: (CBS, 2014).

## J.2 Mogelijke maatregelen

De gebouwde omgeving is een zeer diverse sector. Met ongeveer 7,5 miljoen verschillende objecten en 16 miljoen gebruikers en hun gedrag, is de uitdaging voor energiebesparing en hernieuwbare opties groot. In de komende paragrafen wordt op een generieke wijze een overzicht gegeven van de belangrijkste maatregelen die getroffen kunnen worden. Dit is geen uitputtende lijst, maar geeft een indicatie van de mogelijkheden die ingezet kunnen worden voor besparing en vergroenen.

## J.2.1 Energiebesparing

### Huishoudens

Drie kwart van de energievraag van huishoudens is voor de warmtevoorziening. De belangrijkste besparingen kunnen dan ook worden behaald met isolatiemaatregelen die de finale warmtevraag reduceren. Daarnaast zijn er mogelijkheden om te besparen op elektriciteit door efficiëntere apparaten. De volgende tabel geeft een beknopt overzicht van de verschillende mogelijkheden die er zijn en de ordegrottes van de besparingen. Voor deze besparingen zijn aannames gemaakt door experts van CE Delft, op basis van ervaringen uit eerdere projecten.

Tabel 102 Beknopt overzicht besparingsmaatregelen huishoudens

Maatregel	Aangrijpingspunt	Potentiële besparing	TVT
Gedragsverandering elektr.	Elektriciteit	5-10%	<5 jr
Zuinige verlichting	Elektriciteit	5-10%	5-10jr
Zuinige apparatuur	Elektriciteit	10-25%	5-10jr
Gebouwisolatie	Ruimteverwarming	10-75%	<5-30jr
Gebouwverbetering	Ruimteverwarming/elektriciteit	5-10%	5-10jr
Zon-oriëntatie	Ruimteverwarming/elektriciteit	5-10%	n.v.t.
Gedragsverandering warmte	Ruimteverwarming/warm tapwater	5-10%	<5jr
Zuinige installaties	Ruimteverwarming/warm tapwater	10-50%	10-20jr
Inregelen klimaatinstallatie	Ruimteverwarming	5-10%	<5jr

Bron: (CE Delft, 2013); aanvulling expertschatting.

Uit Tabel 102 kan worden opgemaakt dat het besparingspotentieel voor ruimteverwarming groter is dan voor elektriciteit. Voor warm tapwater is die beperkt. Gecombineerd kunnen de elektriciteitsopties maximaal ongeveer 30-40% besparen en warmteopties ongeveer maximaal 50-60%.

Isolatie is een belangrijke optie, die, afhankelijk van de mate van uitvoering, een kleine tot grote bijdrage kan leveren in de reductie van de finale vraag van huishoudens. Met name de recente ontwikkeling van *energieneutrale woningen* of *energieneutrale woning* spreekt dit aspect aan. Door goede isolatie, in combinatie met efficiënte opwektechnieken en zonne-energie, kunnen de energievraag en -productie van een woning in balans worden gebracht. Op dit moment worden verschillende initiatieven ondernomen om deze concepten in de markt te ontwikkelen.

### HDO

In de sub-sector HDO is het aandeel van elektriciteit aanzienlijk groter dan bij huishoudens. Dit komt enerzijds doordat er meer wordt verbruikt door apparatuur, maar anderzijds ook dat elektrische klimaatbeheersing (ruimteverwarming en -koeling) veel meer wordt toegepast, dan bij huishoudens. Hierdoor is het absolute besparingspotentieel op elektriciteit bij HDO ook groter dan bij huishoudens.

In Tabel 103 wordt een beknopt overzicht gegeven van de mogelijkheden voor bedrijven en overheden om te besparen op hun energieverbruik. Het relatieve besparingspotentieel voor elektriciteit (bij maximale inzet) wordt geschat op 50-60%. Voor warmte is dit ongeveer 40-50%.



Tabel 103 Beknopt overzicht besparingsmaatregelen HDO

Maatregel	Aangrijpingspunt	Potentiële besparing	TVT
Gedragsverandering elektr.	Elektriciteit	5-10%	<5jr
Zuinige verlichting	Elektriciteit	5-15%	5-10jr
Zuinige koeling	Elektriciteit/ruimteverwarming	10-20%	5-10jr
Zuinige ventilatie	Elektriciteit/ruimteverwarming	5-10%	5-10jr
Zuinige apparatuur	Elektriciteit	10-25%	5-10jr
Gebouwisolatie	Ruimteverwarming	10-50%	<5-30jr
Gebouwverbetering	Elektriciteit/ruimteverwarming	10-20%	5-10jr
Zuinige installaties	Elektriciteit/ruimteverwarming	10-50%	10-20jr
Energiebeheersing	Elektriciteit/ruimteverwarming	5-10%	<5jr

Bron: (CE Delft, 2013); aanvulling expertschatting.

Naast de genoemde besparingsopties die een reductie van het finale energiegebruik binnen de gebouwde omgeving behalen, zijn er ook opties die niet direct besparen bij huishoudens en bedrijven, maar wel op het primaire energiegebruik. Dit zijn de collectieve warmteopties, zoals restwarmte van elektriciteitsproductie, industriële restwarmte, WKK's en afvalverbranding. Deze opties kunnen deels hernieuwbaar zijn.

### J.2.2 Hernieuwbare energie

Het gebruik van hernieuwbare energie in de gebouwde omgeving is zeer divers. Voor zowel de warmte- als elektriciteitsvraag zijn er legio mogelijkheden een hernieuwbare invulling. In het onderstaande overzicht staat een overzicht van deze mogelijkheden. De bijdrage van deze mogelijkheden aan de doelstellingen is sterk afhankelijk van de uitvoering die wordt gekozen (grootte, type, et cetera).

Tabel 104 Hernieuwbare opties voor gebouwde omgeving

Optie	Huishoudens	HDO
Elektriciteit		
Zon-PV	✓	✓
Micro-windturbines	✓	✓
Mirco-WKK (groen gas)	✓	✓
Mini-WKK (groen gas)		✓
Warmte		
Zonneboiler	✓	✓
Zonthermische systemen	✓	✓
Warmtepomp (WKO)	✓	✓
Warmtepomp (BWW)	✓	✓
Warmtepomp (lucht)	✓	✓
Warmtepomp (oppervlakte water)	✓	✓
Groen gas	✓	✓
Vaste biomassa	✓	✓
Geothermie	✓	✓
Warmtelevering (hernieuwbaar)	✓	✓

Van de genoemde opties bestaan vele diverse varianten, zoals micro-WKK's met een Stirling-motor, een ORC of een brandstofcel. Of centrale warmtepompen bij een WKO-installatie in een wijk of een WKO-installatie met individuele warmtepompen bij huishoudens. In deze studie is een generieke aanpak gekozen om de complexiteit van de modelberekeningen te beperken.



Hiervoor zijn enkele opties samengevoegd en enkele achterwege gelaten, om zo het ‘grote plaatje’ niet onnodig diffuus te maken.

### J.3 Verwerking in scenario's

De besparings- en hernieuwbare opties uit de voorgaande paragrafen worden in meer en mindere mate toegepast binnen de verschillende scenario's. Voor het Conversiemodel zijn op drie niveaus pakketten van maatregelen opgesteld die een verschillende hoeveelheid besparing opleveren. In de volgende tabellen wordt dit weergegeven. Hierbij wordt, in oplopende mate, aangegeven welke besparing ze behalen op de energiestromen die zijn meegenomen in het Conversiemodel (LT-warmte en elektriciteit).

Tabel 105 Maatregelen voor LT-warmte

Optie	A	B	C	D	E
<b>Huishoudens</b>					
Gedragsverandering warmte	++	+	++	+++	+++
Gebouwisolatie	++	+	++	+++	+++
Gebouwverbetering	+		+	+++	+++
Zuinige installaties	+		+	+++	+++
Inregelen klimaatinstallatie	++		++	+++	+++
Zon-oriëntatie				++	++
Gemiddelde besparing	30%	10%	30%	60%	60%
<b>HDO</b>					
Gebouwisolatie	++	+	++	+++	+++
Energiebeheersing	+	+	+	+++	+++
Zuinige ventilatie	+		+	++	++
Gebouwverbetering	+		+	++	++
Zuinige installaties	+		+	+++	+++
Gemiddelde besparing	20%	10%	20%	40%	40%

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.

Tabel 106 Maatregelen voor elektriciteit

Optie	A	B	C	D	E
<b>Huishoudens</b>					
Gedragsverandering elektr.	++	+	++	+++	+++
Zuinige verlichting	++	+	++	+++	+++
Zuinige apparatuur	+		+	+++	+++
Gebouwverbetering	+		+	+++	+++
Zon-oriëntatie				++	++
Gemiddelde besparing	20%	10%	20%	40%	40%
<b>HDO</b>					
Gedragsverandering elektr.	++	+	++	+++	+++
Zuinige verlichting	++	+	++	+++	+++
Zuinige apparatuur	++	+	++	+++	+++
Gebouwisolatie	++	+	++	+++	+++
Energiebeheersing	+		+	++	++
Zuinige ventilatie	+		+	++	++
Gebouwverbetering	+		+	++	++
Zuinige koeling	+		+	+++	+++
Zuinige installaties	+		+	+++	+++
Gemiddelde besparing	30%	10%	30%	60%	60%

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.





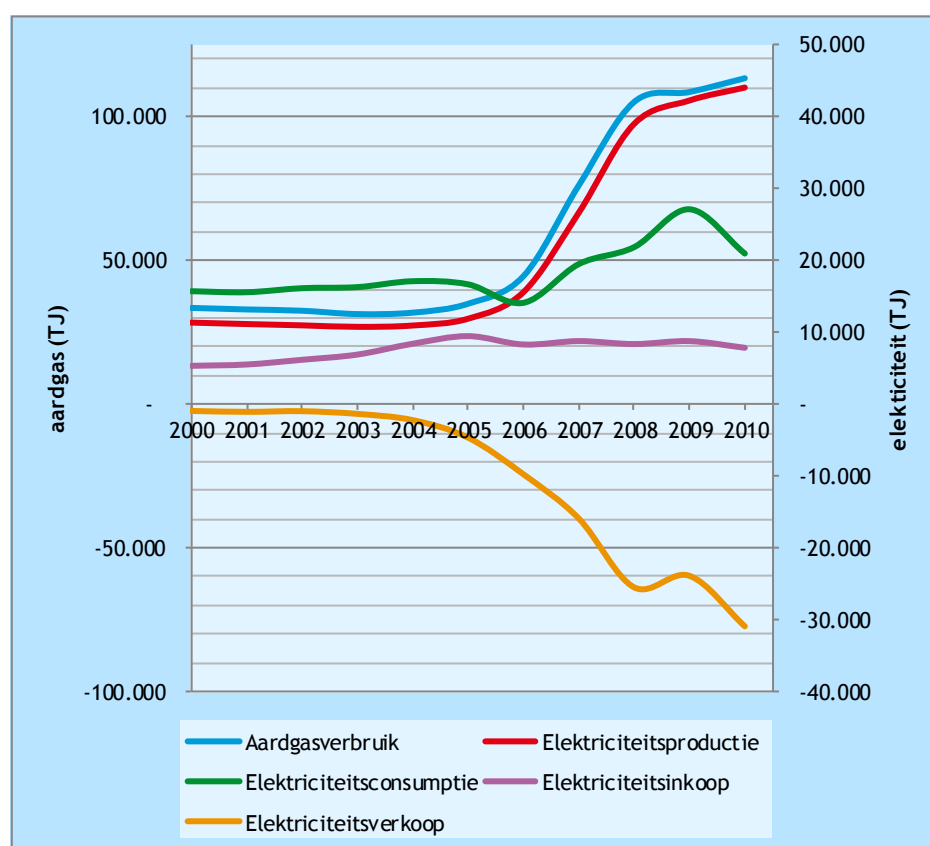


# Bijlage K Glastuinbouw

## K.1 Energievraag in de glastuinbouw

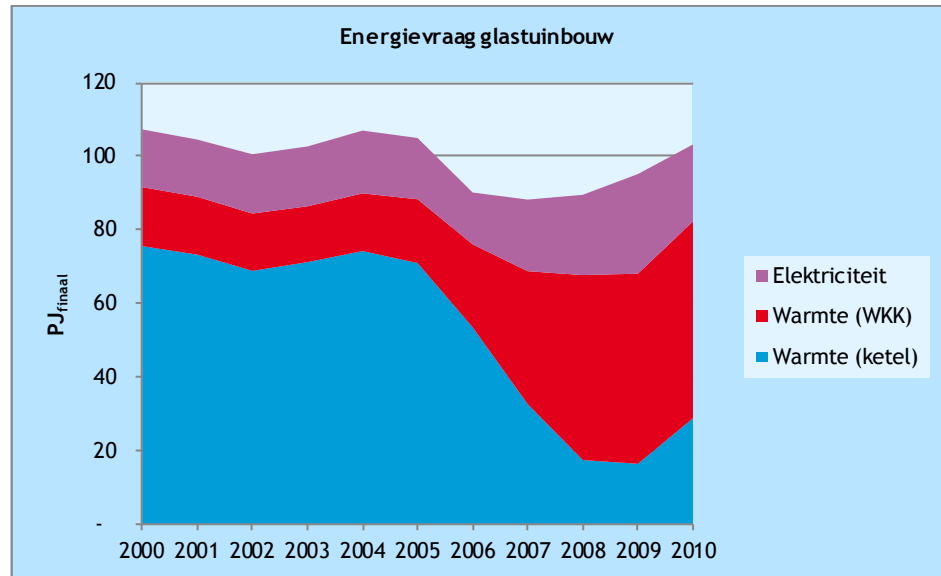
De glastuinbouwsector is na de industrie, vervoer en gebouwde omgeving de vierde energievrager van Nederland. Met ongeveer 10.000 hectare aan areaal onder glas, heeft de sector een grote bijdrage aan de Nederlandse economie, maar ook aan de CO<sub>2</sub>-emissies. En hoewel de sector al jaren bezig is met energie-efficiëntie en emissiereductie, blijft de vraag en emissie hoog. In de volgende figuur worden het energieverbruik en de emissies van de sector in de afgelopen jaren weergegeven. De sterke afname van de afgelopen jaren is duidelijk zichtbaar.

Figuur 176 Energieverbruik glastuinbouw



Bron: Bewerking van (CBS, 2014), (LEI, 2011), (LEI, 2012).

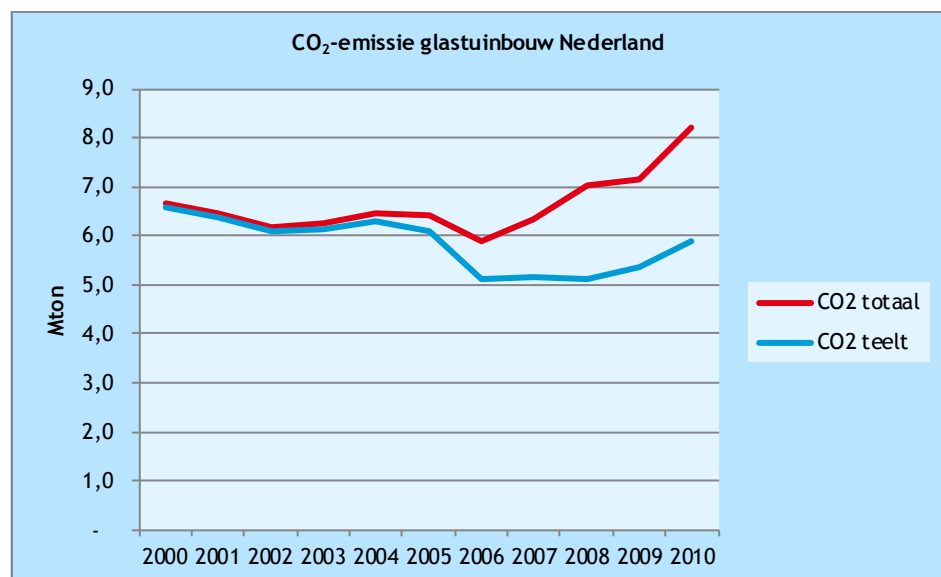
Figuur 177 Energievraag glastuinbouw



Bron: (CE Delft, 2014).

In de glastuinbouw is CO<sub>2</sub> niet alleen een emissie, maar ook een grondstof voor de productie. Het is een groeibevorderaar voor de planten. Als gevolg daarvan, zal deze sector waarschijnlijk altijd een bepaalde hoeveelheid CO<sub>2</sub> blijven emitteren. Afhankelijk van de bron, is dit hernieuwbaar of niet. Daarnaast staat in deze sector een groot vermogen aan WKK. Dit heeft niet alleen tot gevolg dat zij meer elektriciteit produceert dan zelf verbruikt, maar ook dat zij meer CO<sub>2</sub> uitstoot dan aan de productie toe te rekenen valt. Als gevolg daarvan kent de sector twee emissiegetallen. Eén voor de werkelijke emissie van alle productie-eenheden in de sector en één voor de emissie die gerelateerd is aan de teelt. Beide worden in de volgende grafiek weergegeven en beide geven een ander beeld. De totale emissie is de laatste jaren gestegen, maar de emissie die is gekoppeld aan de productie is gedaald. Dit is onder andere het gevolg van de inzet van de WKK's.

Figuur 178 Emissies glastuinbouwsector



Bron: (CE Delft, 2014).



## K.2 Mogelijke maatregelen

Het energieverbruik van een kassencomplex is sterk afhankelijk van het product dat er geteeld wordt. De vraag naar warmte, CO<sub>2</sub>, luchtvochtigheid en belichting luisteren zeer nauw voor een optimale productie, waardoor het treffen van maatregelen ook een complex uitdaging vormt, die niet allen ingrijpt op de energievraag, maar ook op de andere parameters van de teelt.

De sector is al vele jaren bezig met programma's om de emissies en het energiegebruik te verminderen en de energie-efficiëntie per product te verbeteren. Het programma Kas als Energiebron is hierin één van de belangrijkste instrumenten voor ontwikkeling van technieken en kennis. Binnen het kader van de onderdelen van dit programma worden verschillende concepten uitgewerkt.

Eén van doelstellingen is het ontwikkelen van een klimaatneutrale kas in 2020. Uit gesprekken met de sector blijkt dat een klimaatneutrale kas met de huidige trend naar meer belicht areaal niet mogelijk is voor de belichte kassen. Voor onbelichte kassen, waarbij bijvoorbeeld gebruik gemaakt kan worden van geothermie voor het invullen van de warmtevraag, ligt een klimaatneutrale kas wel in het verschiet.

De focus van de sector zelf ligt op de reductie en verduurzaming van de warmtevraag, zeker door de stijgende energiekosten. Deze nemen toe door de opgelopen gasprijs en het afnemende rendement op verkoop van elektriciteit uit WKK. Hierdoor zijn de energiekosten voor de glastuinbouwsector in minder dan 10 jaar meer dan verdubbeld. Dit vereist - voor behoud van de concurrentiekracht - inspanningen om het fossiele brandstofverbruik terug te dringen door energiebesparing en verduurzaming. Daarnaast is er toenemende aandacht van de sector, en van de onderzoeksinstellingen, voor verbetering van de efficiëntie en vermindering van de elektriciteitsvraag. Juist omdat hiermee een reductie van de warmtevraag uit WKK samenhangt. Hierbij wordt onderscheiden dat elektriciteit (hoofdzakelijk voor belichting) een groei- en kwaliteitsbevorderaar is en warmte een groeivoorwaarde. Met andere woorden, warmte moet gewoon een minimale aanwezigheid hebben voor de groei (en dit kan nog aanzienlijk omlaag door besparende maatregelen), maar meer licht betekent meer productie en vice versa. Bij besparing op licht en warmte is behoud van de inkomsten een voorwaarde voor succesvolle adaptatie in de praktijk. In het programma Kas als Energiebron is besparing en verduurzaming van energie met behoud van kwaliteit en productie dan ook een uitgangspunt.

Energiebesparing kan behaald worden door verschillende maatregelen:

- Beter benutten van natuurlijk licht/efficiënter kunstlicht.
- Uitbreiding inzet WKK: >25% van de huidige warmtevraag wordt nog voorzien door ketels. Voorwaarde voor de dimensionering van WKK is dat deze aansluit bij de (toekomstige) warmtevraag op de bedrijven. WKK is dan nog toepasbaar op bedrijven met voldoende warmtevraag (alleen winterstook maakt WKK oninteressant). Door eventuele energiebesparing kan minder WKK-vermogen ingezet worden. Bestaande WKK leveren dan minder draaiuren op en nieuwe WKK kent een kleiner vermogen per oppervlakte eenheid.



- Het Nieuwe Telen (30% besparing op conventionele onbelichte teelt, aanscherping HNT leidt tot 20-40% additionele besparing hier op; voor belichte teelten worden concepten uitgewerkt die een besparing van 30-50% moeten bereiken, ten opzichte van 2010).
  - Belichte teelt:
    - Het Nieuwe Belichten in tomaat (40% energiereductie met behulp van diffuus glas, tussenbelichting met led en alleen nuttig belichten).
    - De Perfecte Roos (20% besparing op elektriciteit, 40% op warmte).
  - Onbelichte teelt:
    - Nieuwe teeltconcepten met 70% besparing worden in demonstratieprojecten gehaald.
    - Venlow Energy kas (kas met dubbelglas dat licht diffuus maakt, in combinatie met luchtbehandeling en warmteterugwinning).
    - NGSGK (maximale isolatie met beweegbare schermen, mechanische ontvochtiging, luchtbehandeling en warmtepomp).
- Warmtepompen (eventueel in combinatie met WKO).
- Zeer Lage Temperatuur Verwarming (in combinatie met WKK) (besparing ongeveer 15% bij specifieke sub-sectoren).
- WKK met WKO (maximale besparing rond 50%).
- Toepassing absorptiewarmtepompen (besparing rond 50%, alleen van toepassing bij gekoelde teelten, tenzij inmiddels uitgerust met WKO).
- Gebruik van externe warmte.

### K.3 Verwerking in scenario's

Voor het meenemen van de mogelijkheden in de glastuinbouwsector in het Conversiemodel, is een pakket van maatregelen aangenomen die leiden tot drie niveaus van besparing 'achter de meter'. In de volgende tabel worden deze toegelicht en wordt aangegeven wat de verwachte besparing is. Omdat de vraag naar warmte en elektriciteit in deze sector niet los van elkaar te zien is, gelden de uiteindelijke besparingspercentages ook voor beide energiestromen.

Tabel 107 Maatregelen voor LT-warmte en elektriciteit

Optie	A	B	C	D	E
Beter benutten licht	++	+	++	+++	+++
Uitbreiding inzet WKK				+	+
Het Nieuwe Telen	++	+	++	+++	+++
Warmtepompen	+		+	++	++
Zeer lage temperatuur verwarming				+++	+++
WKK met WKO				++	++
Absorptiewarmtepompen				++	++
Gemiddelde besparing E & W	25%	10%	25%	50%	50%

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.



# Bijlage L Sector Industrie

## L.1 Energievraag in de industrie

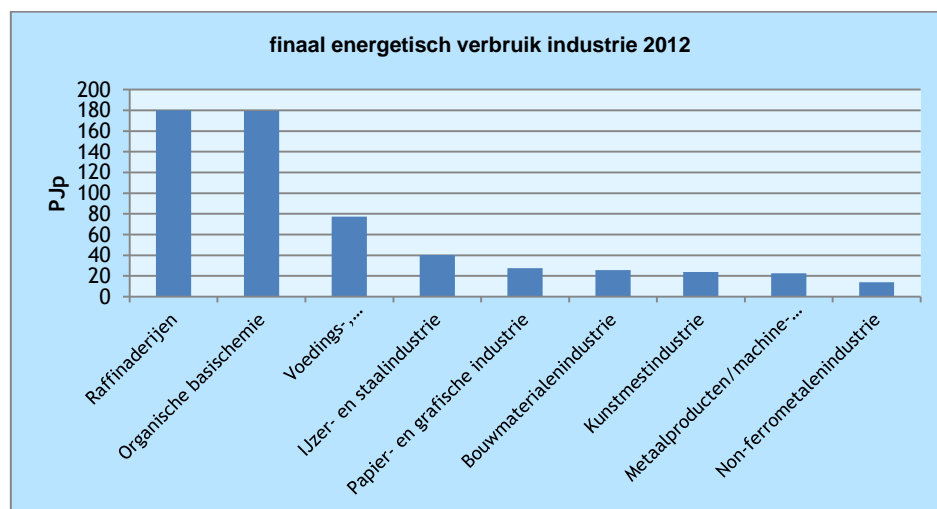
De sector industrie is de grootste energieverbruiker van Nederland. De warmtevraag bestaat voor het grootste deel uit hoogwaardige warmte ( de industrie is de enige sector met een vraag naar hoogwaardige warmte) en beperkt uit laagwaardige warmte. De vraag naar grondstoffen voor niet-energetisch gebruik valt buiten deze studie.

In deze bijlage geven we een korte beschrijving gegeven van de sector zoals die er nu voor staat en zoals die er in de verschillende eindbeelden er uit ziet. Voor het overbruggen van de toekomst naar nu, is er een groot aantal maatregelen beschikbaar. Deze worden in de daaropvolgende paragrafen weergegeven. Per scenario wordt aangegeven welke maatregel daarvoor van toepassing is en het resulterende maatregelpakket vormt de basis voor het uitwerken van de backcasting. De bijlage wordt afgesloten met voorlopige conclusies over de mogelijkheden van de scenario's in de sector Industrie.

### L.1.1 Huidig energiegebruik industrie

De belangrijkste energie gebruikende sectoren binnen de industrie zijn weergegeven in Figuur 179.

Figuur 179 Finaal energetisch gebruik per sector in de industrie



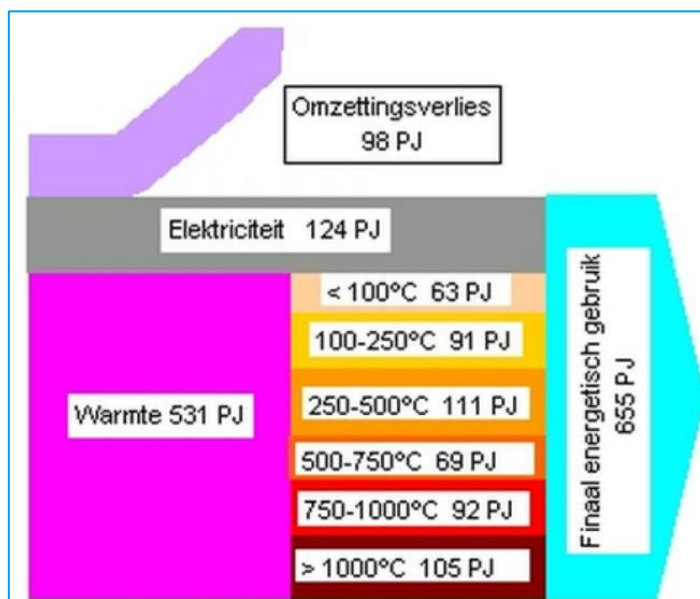
Daarbij is het totale energiegebruik onderverdeeld naar de volgende energiedragers (situatie 2011, op basis van (CE Delft, 2013)). In de industrie vormt het warmtegebruik meer dan 80% van het eindgebruik van energie. Naar primaire energie gerekend is dit aandeel uiteraard kleiner maar nog steeds dominant. Bijna 30% van de warmte wordt op een temperatuurniveau gebruikt van lager dan 250 graden en kan in beginsel door warmtekracht worden opgewekt. Meer dan 10% (63 PJ) lager dan 100 graden.

Tabel 108 Energieverbruik in de sector industrie in PJ in 2011

Finale energievraag	Energiewaarde (PJ)
Aardgas	165
Aardoliegrondstoffen en -producten	107
Afval en andere energiedragers	2
Elektriciteit	114 (281 primair)
Hernieuwbare energie	3
Kernenergie	0
Steenkool en steenkoolproducten	18
Warmte	125
Eindtotaal	534

Bron: CBS Statline.

Figuur 180 Energievraag Nederlandse industrie



De hoofdmoot van het energiegebruik is geconcentreerd in enkele grote industriële complexen, zoals de havens van Rotterdam, Vlissingen/Terneuzen en Delfzijl, en het industriegebied rond Geleen. Het gaat in veel gevallen om installaties die in jaren '60 en '70 zijn gebouwd. In de jaren daarna zijn nieuwe installaties gebouwd, is productie uitgebreid en hebben grote veranderingen plaatsgevonden in bestaande installaties. De basis van veel processen is echter nog gebaseerd op wat oorspronkelijk is geplaatst. De productieprocessen zijn over het algemeen gebaseerd op fossiele energiestromen, met name gas en olie. De meeste productieprocessen hebben een continue karakter, ze draaien 24/7 continue door. De industrie concurreert op mondiale markten, waarbij energiekosten een cruciale factor zijn.

Naast het primaire productieproces (bijvoorbeeld een naftakraker), geldt dat er ook een substantieel energiegebruik is in generieke processen (bijvoorbeeld pompen, koeling, compressie).

De warmtevraag wordt doorgaans ingevuld met gas, via gasgestookte fornuizen of WKK's. De elektriciteitsvraag wordt opgewekt met eigen WKK's of afgenomen van het net. In de Nederlandse industrie is een hoge graad van WKK gerealiseerd. Dit zorgt voor een relatief efficiënte opwekking van warmte

en stroom. De laatste jaren staan deze installaties echter onder druk, en neemt het WKK-vermogen af.

## L.2 Mogelijke maatregelen

Mogelijke maatregelen zijn te onderscheiden in:

- energie-efficiency;
- inzet hernieuwbare energiebronnen;
- CO<sub>2</sub>-afvang.

### L.2.1 Energie-efficiency

Voor de Nederlandse industrie is er geen actueel totaaloverzicht beschikbaar van het potentieel aan besparende maatregelen. Maar diverse recente studies geven aan dat op het vlak van energie-efficiency nog veel maatregelen mogelijk zijn, waarmee substantiële hoeveelheden energie bespaard kunnen worden.

Er kan een onderscheid gemaakt worden in vier typen maatregelen:

- energie-efficiency maatregelen in bestaande processen;
- warmtekrachtkoppeling;
- energie-efficiency in productieketens;
- innovatieve nieuwe technologieën.

#### *Energie-efficiency in bestaande processen*

Een groot deel van het elektriciteitsgebruik is voor ‘generieke’ processen, zoals pompen, ventilatoren en koude-opwekking (CE Delft, 2013). Voor deze toepassingen liggen er vaak mogelijkheden voor energiebesparing. Dit betreft met name:

- energie-efficiënte pompsystemen;
- energie-efficiënte ventilatiesystemen;
- optimalisatie perslucht;
- optimaliseren van koelsystemen.

Typisch zijn met efficiënte technologieën besparingen mogelijk in de orde van 10-40%. Hierbij geldt wel dat de economische haalbaarheid sterk afhankelijk is van locatiespecifieke factoren.

Ook bij het opwekken van warmte liggen er besparingsmogelijkheden in de ‘generieke’ processen. Dit betreft met name:

- optimalisatie van warmte- en stoomsystemen;
- verbetering van isolatie.

In veel gevallen ligt hier nog rendabel besparingspotentieel. Zo geldt dat appendages (flenzen, afsluiters) van verwarmde leidingen vaak nog niet zijn geïsoleerd, terwijl dit technisch en economisch vaak wel haalbaar is. Een andere potentieel belangrijke ontwikkeling zijn warmtepompen. Dit is nog minder ver uitontwikkeld dan de eerdergenoemde technieken. Betrouwbare cijfers over het besparingspotentieel in de Nederlandse industrie zijn niet beschikbaar. Als ruwe indicatie gaan we uit van 5-20% besparingspotentieel.

Blijkens recente studies (CE Delft, 2014) en (CE Delft, 2013) zijn zowel voor elektriciteit als warmte maatregelen vaak rendabel te realiseren, met terugverdiertijden beneden de vijf jaar. Er is in de praktijk echter sprake van belemmeringen die invoering van maatregelen belemmeren, zoals de focus op ‘vertrouwde, bewezen’ technieken en de korte termijnen voor terugverdiertijden die in de praktijk gehanteerd worden (ruim lager dan 5 jaar).



Daardoor worden mogelijk e maatregelen niet altijd genomen. (CE Delft, 2013) schat het totale besparingspotentieel van de 'bewezen technieken' in op ca. 100 PJ, ofwel ca. 20% van het industriële eindgebruik. Specifiek voor warmtepompen schat ECN in dat er nog een potentieel ligt van 80 PJ. Bij deze cijfers past de aantekening dat ze sterk indicatief zijn, en nadere onderbouwing behoeven. Tevens zullen maatregelen elkaar beïnvloeden, waardoor het potentieel verkleint (als warmtevraag is verminderd door isolatie heeft efficiency in opwekking minder effect).

Als ruwe schatting veronderstellen we dat 10% besparing in een basisscenario haalbaar is, en 25% in een scenario waarin maximaal op energiebesparing wordt ingezet.

### *Warmtekrachtkoppeling*

Zoals aangegeven is in de industrie een fors potentieel aan WKK's opgesteld. De rentabiliteit van WKK's is in sterke mate afhankelijk van de prijzen van gas en elektriciteit. De verhouding tussen deze twee wordt uitgedrukt in de zgn. 'spark-spread'. Deze is sinds 2008 aanzienlijk verslechterd, met als gevolg dat het WKK-vermogen onder druk staat.

Dit laat onverlet dat er nog een fors potentieel is voor uitbouw van WKK. Volgens (Davidse Consultancy, 2012) ligt er een potentiële energiebesparing in de sectoren chemie, aardolie-verwerking en papier en kartonindustrie van 66 PJ brandstofgebruik en 6,5 Mton CO<sub>2</sub>. Daarnaast zal er ook in andere industriële sectoren nog een potentieel zijn voor WKK. Tezamen kan dit geraamd worden op ca. 80 PJ. Dit potentieel kan gezien worden als een technisch potentieel. Onder de huidige marktcondities is het vaak niet economisch rendabel, en is er juist sprake van vermindering in opgesteld WKK-vermogen.

Een belangrijke ontwikkeling bij WKK is flexibele WKK. Dit zijn WKK-systemen die zowel stroom en warmte kunnen produceren, als alleen warmte, en hiertussen snel kunnen schakelen. Hiermee kan WKK flexibel inspelen op de marktvraag naar elektriciteit. Als er op de markt een tekort is, kan de WKK-stroom produceren, is er een overschot dan kan de stroomproductie worden afgeschakeld, en levert de installatie alleen warmte. Dit biedt mogelijkheden om met WKK in te spelen op fluctuaties in het aanbod van duurzame energie.

### *Productieketens*

Er is ook een potentieel voor energiebesparing als het ene bedrijf warmte levert aan het andere bedrijf, of aan warmtenetten. Er is nog weinig bekend over de landelijke potentiële hiervoor. Een rondgang in de Botlek met acht middelgrote bedrijven langs de zuidelijke warmteleiding, leerde dat daar zowel voor aanbod als vraag een potentieel van circa 10 MW aan warmte bestond. Een zeer ruwe inschatting is dat het landelijk potentieel een factor 10-100 hoger ligt, wat, rekening houdend met een gemiddelde besparing door warmtelevering van 50% neer komt op 1-10 PJ besparingspotentieel. de economische haalbaarheid wordt bepaald door lokale condities, zoals de vraag naar en beschikbaarheid van energiestromen, en de afstanden tot een warmteleiding.





### *Innovatieve technologieën*

Naast de onder het eerste punt genoemde 'bewezen' zijn er in beginsel ook mogelijkheden om in de primaire industriële processen nieuwe, energie-efficiënte technologieën te implementeren. Vanwege de complexiteit van de processen gaat het dan vaak om innovatieve concepten, die in verschillende fasen van ontwikkeling verkeren. Tegelijk gaat het doorgaans om hoge investeringen.

Enkele belangrijke opties zijn:

- het Hisarna-proces voor energie-efficiënte productie van staal;
- de HIDC (heat integrated distillation column) voor energie-efficiënte destillatie;
- ammoniakproductie op basis van waterstof geproduceerd uit water, via elektrolyse.

Twee studies van CE Delft voor CAN Europe geven inzicht in de potentiële van dit soort doorbraaktechnologieën (CE Delft, 2010) en (CE Delft, 2012).

Typerend zijn met dit soort proces-innovaties besparingen haalbaar in de orde van 20-50%. Zoals aangegeven gaat het wel procesaanpassingen, waar vaak nog zeer forse investeringen voor nodig zijn, en lange periodes voor realisatie.

### **L.2.2 Duurzame energie**

Zowel voor het invullen van de industriële warmte- als de elektriciteitsvraag liggen er mogelijkheden om deze met duurzame bronnen in te vullen.

Voor de elektriciteit geldt dat het gebruik in beginsel ingevuld zou kunnen worden met duurzaam opgewekte elektriciteit. De industrie heeft daarbij het kenmerk dat de vraag continue is, wat de mogelijkheden vergroot om fluctuaties in het aanbod van fluctuerende bronnen op te vangen. Dit geldt met name in situaties waarin flexibele WKK's worden toegepast: de WKK's kunnen worden afgeschakeld als er veel DE wordt geproduceerd, en aangezet als er sprake is van een tekort.

Vanwege ruimtelijke beperkingen zijn de mogelijkheden om op locatie DE te produceren zeer beperkt. Deze kunnen dan ook geen substantiële bijdrage leveren aan het totale elektriciteitsgebruik.

Voor de warmtevraag geldt dat biomassa, aardgas als brandstof kan vervangen. Een route is de inzet van vaste biomassa in de vorm van houtpellets. Recent hebben AkzoNobel en ENECO een 50MW bio-WKK-centrale geopend in Delfzijl die op deze basis stoom en elektriciteit produceert. Een andere optie kan de inzet zijn van groen gas. De kosten voor biobrandstoffen liggen hoger dan van fossiele brandstoffen, waardoor dit onder de huidige marktcondities alleen mogelijk is met subsidie.

Een andere interessante mogelijkheid is om duurzaam opgewekte elektriciteit met warmtespiralen om te zetten in warmte, 'power-to-heat'. Hiermee kan warmte in temperatuurniveau's tot 500°C, en met drukken tot 50 atm. worden geproduceerd (check). De investeringen in power-to-heat zijn relatief gering en daardoor kan dit relatief snel rendabel zijn. Gedacht kan worden aan toepassingen waarbij in situaties met een overschot aan duurzame elektriciteit, warmte wordt geleverd aan power-to-heat-installaties in de industrie. Door de lage prijs, kan productie van warmte uit elektriciteit dan een economisch aantrekkelijk alternatief zijn voor het produceren van warmte uit brandstoffen. Een ruwe inschatting is dat er in 2030 in 1-5% van de tijd sprake kan zijn van overschotten in elektriciteitsproductie, zou power-to-heat dan ook 1-5% van de warmtevraag kunnen dekken. Power-to-heat in combinatie met warmte-opslag wordt inmiddels in Denemarken in warmtedistributiesystemen toegepast.



Figuur 181 Warmte-opslag



### CO<sub>2</sub>-afvang

CO<sub>2</sub>-afvang is relevant voor de scenario's met 100% reductie van CO<sub>2</sub>-emissies. Technieken zijn beschikbaar om CO<sub>2</sub> af te vangen uit afgas stromen van gasgestookte boilers en WKK-installaties. In enkele pilotprojecten worden deze getest. Vanwege de relatief lage CO<sub>2</sub>-gehalten liggen de kosten wel hoger dan bij CO<sub>2</sub>-afvang uit de afgassen kolencentrales of industriële processen als waterstof- of ethanolproductie. Onder de huidige marktcondities is dit niet rendabel, pas dit is pas het geval als CO<sub>2</sub>-prijzen boven de ca. 100 €/ton komen.

Tabel 109 geeft een semi-kwantitatief overzicht van de verschillende mogelijke maatregelen:

Tabel 109 Kenmerken van mogelijke maatregelen voor energievoorziening industrie

	Type energievraag (w = warmte, e = elektriciteit)	Potentieel	Technische ontwikkeling	Realisatietermijn (kort is ca. 5 jaar, middellang > 5 jaar, lang > 10 jaar)	Kosten
<i>Energie-efficiency</i>					
Energie-efficiency elektriciteit	elektriciteit	ca. 10-40% (ruwe indicatie)	Bewezen technieken	Kort	Vaak TVT < 5 jaar
Energie-efficiency warmte HT	Warmte	Ca 5-10% (ruwe indicatie)	Bewezen technieken	Kort	Vaak TVT < 5 jaar
Energie-efficiency LT (incl. warmtelevering/ warmtepompen)	warmte	Ca 10-25%	Bewezen technieken	Kort	Vaak TVT < 5 jaar
WKK	w/e	80 PJ	Bewezen technieken	Middellang	Kritisch
Innovatieve technologieën	w/e	Ca. 20-50% (ruwe indicatie)	In ontwikkeling	Lang	Kritisch

Type energievraag (w = warmte, e= elektriciteit)	Potentieel	Technische ontwikkeling	Realisatietermijn (kort is ca. 5 jaar, middellang > 5 jaar, lang > 10 jaar)	Kosten	
<b>Inzet hernieuwbare energiebronnen</b>					
Vaste biomassa	w	Geen technische beperking	Bewezen technieken	Middellang	Alleen rendabel met additionele subsidie
Groen gas	W	Idem	Bewezen technieken	Middellang	Idem
Duurzame elektriciteit	e	idem	Bewezen technieken	Kort	Idem
Duurzame elektriciteit ('heat to power')	w	m.n. bij overschot-situaties (1-5% tijd)	Bewezen technieken	Kort	Rendabel bij lage stroomprijzen
<b>CO<sub>2</sub>-afvang:</b>					
CO <sub>2</sub> -afvang van boilers en WKK's		Potentieel alle CO <sub>2</sub> -emissies	Pilot	Lang	> € 100/ton CO <sub>2</sub>

### L.3 Maatregelen per scenario

#### L.3.1 Scenario A

In dit scenario wordt 40% CO<sub>2</sub>-emissiereductie gerealiseerd, is 25% van de ingezette energie van hernieuwbare herkomst en wordt zoveel mogelijk warmte en elektriciteit decentraal geproduceerd. Om dit te bereiken worden alle bewezen rendabele technieken ingezet. Dit vertaalt zich in het scenario naar:

- *Energiebesparing*  
Voor warmte en elektriciteit worden besparingen gerealiseerd in de orde van 15-20%. Dit is een forse ambitie, en komt er op neer dat alle rendabele, bewezen energiebesparende maatregelen genomen worden (criterium 5 jaar terugverdientijd). Ook in ketens worden de mogelijke rendabele maatregelen genomen, zoals aansluiting op warmte- en stoomnetten. Decentrale WKK blijft bestaan, en waar nodig flexibel gemaakt zodat deze kan inspelen op wisselingen in elektriciteitsprijzen.
- *Duurzame energie op bedrijventerreinen*  
Het potentieel voor duurzame energie op bedrijventerreinen wordt volledig benut. Dit betreft met name wind. Ongeveer de helft van de afgenomen HE elektriciteit kan uit deze bronnen duurzaam gemaakt worden.
- *Duurzame warmte*  
Warmte wordt voor 20% opgewekt uit duurzame bronnen. Dit betekent dat grootschalig groen gas wordt ingezet als vervanging van aardgas. Deels kan het groen gas worden geproduceerd bij de productieprocessen zelf, bijvoorbeeld via vergisting van reststromen in de voedingsmiddelen. Het meeste groen gas zal echter centraal moeten worden in gevoed. Daarnaast wordt een deel van de warmte verduurzaamd door 'power to heat'. Met power-to-heat worden overschotten in productie van elektriciteit (op dagen met veel hernieuwbare energie), via elektrische boilers omgezet in warmte en opgeslagen in warmtebuffers. Dit vergt relatief lage investeringen.

De bijbehorende cijfers zijn weergegeven in Tabel 110.



Tabel 110 Uitgangspunten modelberekening Scenario A

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	energie-efficiency warmte HT	15%
Besparing	energie-efficiency warmte LT	20%
Besparing	energie-efficiency elektriciteit	20%
HE	power to heat	5% van nationaal opgewekte elektriciteit
HE	inzet HE elektriciteit	40%
HE	inzet HE brandstoffen	20%

De resultaten van dit scenario zijn weergegeven in Tabel 111.

Tabel 111 Resultaten Scenario A

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eind-gebruik (PJe)	Primair gebruik (PJp)	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)	Besparing (PJe)	HE (incl. P2H) (PJe)	Decentraal (PJe)	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)
HT-warmte	468	468	26	70	86		18
LT-warmte	63	63	4	13	11		2
Elektriciteit	124	295	14	25	40	34	8
<b>Totaal</b>	<b>655</b>	<b>826</b>	<b>44</b>	<b>108</b>	<b>136</b>		<b>28</b>
					25%	72%	38%

Overeenkomstig het scenario ligt hierin het aandeel HE op 25%, en daalt de CO<sub>2</sub>-emissie met een kleine 40%.

Het aandeel decentraal ligt echter beneden de beoogde 100%. Dit kan als volgt worden verklaard: Decentraal kan bij de industrie elektriciteit worden opgewekt via wind en zon op bedrijventerreinen en decentrale WKK.

Dit potentieel is begrensd, onder andere door het oppervlak van bedrijventerreinen. In totaal ligt hier een potentieel van 34 PJe. Het doel van 100% decentraal is in het scenario vertaald naar 142 PJe, en als industrie hiervan een evenredig deel van zou realiseren, zou er bij de industrie 48 PJe moeten worden opgewekt. De berekende hoeveelheid decentraal van 34 PJe draagt hij 72% aan bij, en haalt dus niet de beoogde 100%. Dit betekent dat in dit scenario andere sectoren relatief meer decentraal zullen moeten opwekken om het doel te halen.

### Realisatie

#### *Energiebesparing:*

Uitgangspunt bij dit scenario is dat energiebesparing wordt gerealiseerd met 'bewezen' technieken. Deze kunnen worden geïmplementeerd bij de reguliere onderhoudsstops van de bedrijven, eenmaal per 4/5 jaar. Besparende maatregelen in productieketens, via aansluiting op stoomnetten, warmtenetten, hebben doorgaans een langere doorlooptijd, in de orde van zo'n 10 jaar.

Een zeer globale inschatting op basis van een gemiddelde terugverdientijd van 5 jaar investeringen komt uit op een bedrag in de orde van 5 miljard €.

#### *Hernieuwbare energie (wind) op bedrijventerreinen:*

Windvermogen kan relatief snel worden gerealiseerd. De bepalende factoren zijn beschikbaarheid van subsidies en fysieke ruimte op het terrein.

#### *Hernieuwbare warmte:*



Uitbouw van productie van hernieuwbare warmte, op basis van groen gas of andere groene brandstoffen, vergt forse investeringen in bouw van vergistingsinstallaties, biomassa-centrales etc. Daarnaast zijn er forse investeringen nodig in de logistiek voor het verzamelen en transporteren van stromen. Een zeer globale inschatting komt uit op investeringen in de range van 10 miljard €. Uitgangspunt is hierbij een gemiddelde terugverdientijd van 10 jaar per investering. Voor realisatie van deze installaties en infrastructuur schatten we in dat termijnen in de orde van 10 jaar realistisch zijn.

*Samenvattend:*

Realisatie van het scenario binnen de industrie lijkt technisch haalbaar, binnen de looptijd van het scenario. Het gaat gepaard met forse investeringen. Voor een belangrijk deel (besparingen) zijn deze waarschijnlijk rendabel, voor een ander deel (de uitbouw van HE energiebronnen) zal ook additionele financiering nodig zijn.

### L.3.2 Scenario B

De invulling van Scenario B is voor de industrie sterk vergelijkbaar met Scenario A. Er zijn twee verschillen:

- de hoeveelheid aan productie van HE elektriciteit (windenergie) op industrieterreinen is niet vastgelegd;
- de hoeveelheid productie van elektriciteit en warmte uit decentrale WKK-installaties is niet vastgelegd.

Deze twee punten hebben echter verder geen consequenties voor de invulling van de scenario's: het gaat in beide gevallen om maatregelen die - in verhouding tot andere maatregelen - tegen redelijk lage kosten en snel realiseerbaar zijn. Ook het pad van mogelijke realisatie komt dus overeen met Scenario A.

Tabel 112 resultaten Scenario B

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030		
	Eind-gebruik (PJ)	Primair gebruik (PJ <sub>p</sub> )	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)	Besparing (PJ <sub>e</sub> )	HE (incl. P2H) (PJ <sub>e</sub> )	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)
HT-warmte	468	468	26	70	86	18
LT-warmte	63	63	4	13	11	2
Elektriciteit	124	295	14	25	40	8
<b>Totaal</b>	<b>655</b>	<b>826</b>	<b>44</b>	<b>108</b>	<b>137</b>	<b>28</b>
					25%	38%

Dit scenario resulteert in de beoogde inzet van HE en reducties van CO<sub>2</sub>-emissies. Het pad voor implementatie is vergelijkbaar met dat beschreven in Scenario A. Ook hiervoor geldt dat het zeer forse investeringen, maar wel technisch haalbaar lijkt, en realiseerbaar voor 2030.



### L.3.3 Scenario C

Kenmerkend voor dit scenario is de forse CO<sub>2</sub>-emissiereductie die moet worden gehaald: 55% in vergelijking tot 40% in de Scenario's A en B. Tegelijk moet ook een hoger aandeel van het elektriciteitsgebruik decentraal worden opgewekt: in dit scenario gaat het - voor alle sectoren samen - om 247 PJ<sub>e</sub><sup>38</sup>. Het aandeel HE blijft met 25% gelijk aan de Scenario's A en B.

Om de hogere CO<sub>2</sub>-emissiereductie te halen wordt ingezet op:

- *Energiebesparing*  
Het scenario gaat voor de industriële vraag naar warmte en elektriciteit uit van hoge besparingen. Voor LT-warmte en elektriciteit wordt uitgegaan van 30%, voor HT-warmte van 25%. Dit ligt voor elk van de segmenten 10% hoger dan in de Scenario's A en B. De inschatting is dat daartoe veel energiebesparende maatregelen genomen moeten worden. Dit betreft dan niet alleen rendabele, bewezen energiebesparende maatregelen (zowel op locatie als in de keten), maar technieken die nog niet op de markt beschikbaar zijn. Te denken valt aan in ontwikkeling zijnde energie-efficiënte technologieën als de HIDC (heat integrated distillation column, technologie voor energie-efficiënte destillatie<sup>39</sup>) en de thermo-akoustische warmtepomp. Deze technieken zijn nog niet altijd 100% bewezen, en brede implementatie vergt nog verdere ontwikkelingstappen, zoals proefprojecten.  
Voor de efficiënte opwekking van warmte en elektriciteit wordt het opgesteld vermogen aan WKK uitgebouwd. Daarbij wordt ook procesgeïntegreerde WKK gerealiseerd, waarbij WKK wordt geïntegreerd in HT-warmtetoepassingen. Nieuw WKK-vermogen is flexibel, zodat het goed in kunnen spelen op variaties in beschikbaarheid van hernieuwbare energie. De efficiënte opwekking van warmte en elektriciteit via WKK, leidt niet tot een vermindering van het finale energiegebruik (wel van het primaire energiegebruik), maar biedt wel mogelijkheden om efficiënt CO<sub>2</sub> af te vangen.
- *Duurzame elektriciteit*  
De opwekking van duurzame elektriciteit verloopt analoog aan de Scenario's A en B.
- *Duurzame warmte*  
Ook de opwekking van duurzame warmte verloopt gelijk aan die voor de Scenario's A en B.
- *CO<sub>2</sub>-afvang*  
De combinatie van energiebesparing en uitbouw van HE leidt in dit scenario tot 46% minder CO<sub>2</sub>-emissies, minder dan het doel van 55%. Om het doel van 55% te halen, is het nodig dat ook CO<sub>2</sub> wordt afgevangen. Dit gebeurt bij de grote installaties met hoge CO<sub>2</sub>-emissies, waaronder de nieuwe WKK's. In totaal wordt 4 Mton CO<sub>2</sub> afgevangen.

De uitgangspunten zijn samengevat in Tabel 113.

---

<sup>38</sup> Overeenkomstig het zgn. middenscenario uit het conversiemodel.

<sup>39</sup> Destillatie neemt een fors deel van het energiegebruik in de procesindustrie voor haar rekening. De aan de TU Delft ontwikkelde HIDC kan typerend 20-40% besparing realiseren.



Tabel 113 Uitgangspunten doorrekening Scenario C

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	Energie-efficiency warmte HT	25%
Besparing	Energie-efficiency warmte LT	30%
Besparing	Energie-efficiency elektriciteit	30%
HE	Power-to-heat	7,6 PJ <sub>e</sub>
		5% Aandeel Power-to-Heat
HE	Inzet HE elektriciteit	40%
HE	Inzet HE brandstoffen	20%
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -levering of -afvang	4 Mton

De resultaten zijn weergegeven in Tabel 114.

Tabel 114 Resultaten Scenario C

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eindgebruik (PJ)	Primair energiegebruik (PJ <sub>p</sub> )	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)	Besparing (PJ <sub>e</sub> )	HE (incl. P2H) (PJ <sub>e</sub> )	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)	Decentraal (PJ <sub>e</sub> )
HT-warmte	468	468	26	117	77		
LT-warmte	63	63	4	19	10		
elektriciteit	124	295	14	37	35		
<b>Totaal</b>	<b>655</b>	<b>826</b>	<b>44</b>	<b>173</b>	<b>121</b>	<b>20</b>	<b>34</b>
					25%	55%	41%

Met het scenario worden de doelen gehaald voor HE en CO<sub>2</sub>-emissiereductie. Het doel voor het aandeel decentraal wordt niet gehaald. De achterliggende reden is dat het beschikbare oppervlak aan bedrijventerreinen een beperking vormt voor de uitrol van decentrale HE. In totaal kan 34 PJ<sub>e</sub> elektriciteit decentraal worden opgewekt, waarmee het segment industrie slecht 41% levert van wat een evenredige bijdrage zou zijn aan het overall beoogde decentrale productie van 247 PJ<sub>e</sub>.

## Realisatie

### Energiebesparing

Naast systematische invoering van 'bewezen' technieken, gaat dit scenario ook uit van toepassing van meer innovatieve technieken, die soms nog een ontwikkelingsstap moeten ondergaan. Daarbij gaat het bij als de HIDC (heat integrated distillation column) om geavanceerde technieken met hoge investeringen. Grootschalige vervanging van bestaande destillatiekolommen door dergelijke energie-efficiënte installaties zal investeringen vergen in de orde van miljarden €'s. Ook de realisatietermijn zal kritiek zijn. Gelet op verdere ontwikkelingsstappen moet rekening gehouden worden met realisatietermijnen in de orde van zo'n 20 jaar.

In het scenario gaan we verder uit van realisatie van nieuwe WKK-installaties, waaronder proces-geïntegreerde WKK's voor hoog temperatuur-toepassingen. Ook hier geldt dat het gaat om geavanceerde installaties die waarschijnlijk nog additioneel ontwikkeling vergen. Ook hiervoor geldt dat het gaat om grote investeringen, met lange termijnen voor realisatie.

Een zeer globale inschatting is dat het totaal aan benodigde investeringen voor energiebesparing een factor twee hoger zal liggen dan in Scenario A.

Deze zullen wel via de besparing op energiegebruik bijdragen aan een forse verlaging van de energiekosten.



### *Hernieuwbare energie (wind) op bedrijventerreinen*

Zie Scenario A.

### *Hernieuwbare warmte*

Zie Scenario A.

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

Bij grote ketelinstallaties en WKK's gaan we uit van afvang van CO<sub>2</sub>. Ook voor CO<sub>2</sub>-afvang geldt dat het technologie is met hoge investeringen die nog niet 'uitontwikkeld' is. Ook vergt het investeringen in verdere investeringen voor CO<sub>2</sub>-transport en opslag. Doorlooptijd zal daarom ook hier aanzienlijk zijn, in de orde van 10-20 jaar.

### *Samenvattend*

Realisatie van het scenario binnen de industrie is kritisch, zowel voor de investeringen als voor het tijdpad. Dit geldt zowel voor nieuwe besparingstechnologieën, als voor nieuwe toepassingen van (proces-geïntegreerde) WKK en CO<sub>2</sub>-afvang. Indien geïmplementeerd, bieden deze stappen wel zicht op het bereiken van de beoogde reducties in CO<sub>2</sub>-emissies.

## **L.3.4 Scenario D**

Kernpunt in dit scenario is dat de CO<sub>2</sub>-emissies met 100% worden terug gebracht. Het doel voor het aandeel HE blijft staan op 25%, net als in voorgaande scenario's.

Om dit te bereiken wordt maximaal ingezet op energiebesparing, concentratie van opwekking van elektriciteit en warmte, en CO<sub>2</sub>-afvang bij alle grotere installaties.

Om de hogere CO<sub>2</sub>-emissiereductie te halen wordt ingezet op:

- *Energiebesparing*  
Dit scenario gaat voor de industriële vraag naar warmte en elektriciteit uit van hoge besparingen, analoog aan Scenario C. Voor LT-warmte en elektriciteit ligt de besparing op 30%, voor HT-warmte van 25%. Net als in Scenario C geldt dat een deel van deze besparing verdere ontwikkeling vergt van innovatieve energie-efficiënte technologieën, zoals de HICD. De opwekking van elektriciteit en warmte wordt maximaal geconcentreerd in grote WKK-installaties. De omvang van de emissies maakt het daarbij mogelijk om CO<sub>2</sub> af te vangen.
- *Duurzame elektriciteit*  
De opwekking van duurzame elektriciteit verloopt analoog aan de Scenario's A, B en C.
- *Duurzame warmte*  
Ook de opwekking van duurzame warmte verloopt gelijk aan die voor de Scenario's A, B en C.
- *CO<sub>2</sub>-afvang*  
Bij alle grotere ketels en WKK-installaties wordt CO<sub>2</sub> afgevangen. Inschatting is dat ca. 80% van de industriële CO<sub>2</sub>-emissies plaats vindt bij deze grotere installaties. Het afvangrendement ligt daarbij op ca. 90%. Dit resulteert in afvang van 17 Mton CO<sub>2</sub>, ofwel ca. 70% van de resterende CO<sub>2</sub>-emissies.

De uitgangspunten zijn samengevat in Tabel 115.





Tabel 115 Uitgangspunten Scenario D

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	Energie-efficiency warmte HT	25%
Besparing	Energie-efficiency warmte LT	30%
Besparing	Energie-efficiency elektriciteit	30%
HE	Power-to-heat	7,59 PJ <sub>e</sub>
		5% Aandeel Power-to-Heat
HE	Inzet HE elektriciteit	40%
HE	Inzet HE brandstoffen	20%
CO <sub>2</sub> -afvang	Bereik CO <sub>2</sub> -afvang	80%
	Rendement CO <sub>2</sub> -afvang	90%
	CO <sub>2</sub> -afvang	17,45 Mton

Het resultaat voor 2030 is weergegeven in Tabel 116.

Tabel 116 Resultaat Scenario D in 2030

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eindgebruik (PJ)	Primair gebruik (PJ <sub>p</sub> )	CO <sub>2</sub> -emissie (Mton)	Besparing (PJ <sub>p</sub> )	Totaal HE (incl. PtH) (PJ <sub>p</sub> )	CCS/CO <sub>2</sub> -levering	Decentraal
HT-warmte	468	468	26	117	84		
LT-warmte	63	63	4	19	11		
Elektriciteit	124	295	14	37	35		
<b>Totaal</b>	<b>655</b>	<b>826</b>	<b>44</b>	<b>173</b>	<b>129</b>	<b>7</b>	<b>34</b>
					27%	85%	35%

Uit de berekeningen volgt dat de doelstelling voor de CO<sub>2</sub>-emissie grotendeels gehaald wordt, maar niet volledig. De achterliggende reden is dat niet alle industriële CO<sub>2</sub>-emissies zullen kunnen worden afgevangen: CO<sub>2</sub>-afvang is een mogelijke optie voor geconcentreerde bronnen met substantiële CO<sub>2</sub>-stromen nabij een infrastructuur om de CO<sub>2</sub> te transporteren. Het zal echter niet mogelijk zijn om veel kleine verspreide CO<sub>2</sub>-emissies van industrieën elders in Nederland af te vangen. Daarnaast geldt ook nog dat CO<sub>2</sub>-afvang niet een 100% afvangrendement heeft: een deel van de emissies wordt niet afgevangen en komt toch vrij in de atmosfeer.

Een theoretisch alternatief voor volledige uitfasering van CO<sub>2</sub>-emissies is het volledig toepassen van HE, bijvoorbeeld met: ketels en WKK-installaties die volledig draaien op groen gas. Dit concept is uitgewerkt in Scenario E.

### Realisatie:

#### *Energiebesparing*

Analoog aan Scenario C gaat dit scenario uit van toepassing van zowel bestaande als in ontwikkeling zijnde technieken voor energiebesparing in de industrie. Hierbij moet rekening gehouden worden met zeer forse investeringen en realisatietermijnen in de orde van zo'n 20 jaar. Sterker dan in Scenario C worden nieuwe centrale WKK-installaties ontwikkeld, waaronder hoog temperatuurtoepassingen. Ook dit is nog geen standaard technologie en het vergt lange termijnen voor realisatie.

#### *Hernieuwbare energie (wind) op bedrijventerreinen*

Zie Scenario A.



### *Hernieuwbare warmte*

Zie Scenario A.

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

CO<sub>2</sub>-afvang is de standaard in dit scenario. Dit betekent dat alle grote ketelinstallaties en WKK's worden uitgerust met installaties voor afvang van CO<sub>2</sub>. Het gaat hierbij om technologie is met hoge investeringen die nog niet 'uitontwikkeld' is. Daarbij vergt het ook investeringen in verdere investeringen voor CO<sub>2</sub>-transport en opslag. Doorlooptijd zal daarom ook hier aanzienlijk zijn, in de orde van 10-20 jaar.

### *Samenvattend*

Realisatie van het scenario binnen de industrie vergt zeer grote investeringen in energiebesparende technieken, nieuwe opwekinstallaties en CO<sub>2</sub>-afvang. Doorlooptijden zijn fors, en het is de vraag of realisatie op de termijn tot 2030 haalbaar is. Indien geïmplementeerd, bieden deze stappen wel zicht op het bereiken van zeer forse reducties in CO<sub>2</sub>-emissies, die dicht in de buurt komen van de beoogde 100% emissiereductie.

## **L.3.5 Scenario E**

Dit is een maximaal scenario, zowel voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie als inzet van HE. Centraal staat de 100% inzet van HE: dit leidt één-op-één tot minder CO<sub>2</sub>-emissies. Inzet van HE is, zeker bij grotere volumes, een kostbare maatregel en stelt hoge eisen aan beschikbaarheid van duurzaam geteelde biomassa. Daarom gaan we er in dit scenario vanuit dat eerst maximaal energie wordt bespaard, zodat de resterende HE-vraag beperkt blijft. CO<sub>2</sub> wordt niet afgevangen. In dit scenario zal het opvangen van fluctuaties een duidelijke waarde krijgen: het opvangen van pieken in (duurzame) productie, maar ook het verminderen van de vraag op tijden van een tekort aan productiecapaciteit. Demand Side Management, het tijdelijk verminderen van de vraag, zal in de industrie een sterke rol krijgen.

### – *Energiebesparing*

Dit scenario gaat voor de industriële vraag naar warmte en elektriciteit uit van zeer hoge besparingen, verdergaand dan in Scenario's C en D. Voor LT-warmte en elektriciteit ligt dit op 40%, voor HT-warmte op 30%. Dit vergt brede uitrol van innovatieve energie-efficiënte technologieën, zoals de HIDC.

In tegenstelling tot de voorgaande scenario's is het niet nodig de opwekking van elektriciteit en warmte te concentreren, omdat er geen link is met CO<sub>2</sub>-afvang.

### – *Duurzame elektriciteit*

Alle gebruikte elektriciteit is van duurzame herkomst. Deels is dit wind en zon. Voor de momenten waarop dit niet beschikbaar is wordt elektriciteit verkregen uit opslagsystemen of door inzet van duurzame biomassa (biomassacentrales). Biomassa is van duurzame herkomst, en kan afkomstig zijn uit Nederland of uit andere landen.

### – *Duurzame warmte*

Ook de warmte wordt volledig duurzaam opgewekt. Dit gebeurt met ketels gestookt met biomassa (vaste biomassa, of groen gas). De biomassa is van duurzame herkomst, en kan afkomstig zijn uit Nederland of uit andere landen. Power to heat (overschotten van elektriciteit gebruikt voor productie van industriële warmte) levert in aanvulling daarop een (relatief goedkope) bijdrage in de warmtevoorziening.



Tabel 117 Uitgangspunten Scenario E

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	Energie-efficiency warmte HT	30%
Besparing	Energie-efficiency warmte LT	40%
Besparing	Energie-efficiency elektriciteit	40%
HE	Power-to-heat	15,18 Pje
		10% aandeel Power-to-Heat
HE	Inzet HE elektriciteit	100%
HE	Inzet HE brandstoffen	96%
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -levering of -afvang	0,00 Mton

Het resultaat wordt weergegeven in de Tabel 118.

Tabel 118 Resultaat Scenario E

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eindgebruik (PJ)	Primair energiegebruik (PJ <sub>p</sub> )	CO <sub>2</sub> - emissie (Mton)	Besparing (PJ <sub>p</sub> )	HE (incl. PtH) (PJ <sub>p</sub> )	CO <sub>2</sub> - emissie (Mton)	Decentraal (PJ <sub>p</sub> )
HT-warmte	468	468	26	140	327	0	
LT-warmte	63	63	4	25	38	0	
elektriciteit	124	295	14	50	74	0	
<b>Totaal</b>	<b>655</b>	<b>826</b>	<b>44</b>	<b>215</b>	<b>440</b>	<b>0</b>	<b>34</b>
					100%	100%	41%

Conform de uitgangspunten wordt met dit scenario 100% HE gerealiseerd, en 100% reductie van CO<sub>2</sub>-emissies. Het aandeel decentraal, ten opzichte van de evenredige bijdrage van het segment industrie aan de in dit scenario voorziene landelijke decentrale elektriciteitsproductie (289 PJ<sub>p</sub>), komt uit op 41%.

### Realisatie:

#### *Energiebesparing*

Dit scenario gaat uit van een nog verdere implementatie van energiebesparing in de industrie. Alle beschikbare technieken, marktrijp of in ontwikkeling, worden toegepast, leidend tot 40% besparing bij LT-warmte en elektriciteit en 30% besparing bij HT-warmte. Gekoppeld aan energiebesparing wordt ook Demand Side Management (vraagsturing) steeds belangrijker: er zullen sterke marktprikkels komen om op tijden van een tekort aan productiecapaciteit de vraag terug te schroeven. Bestaande relatief inefficiënte processen zullen worden vervangen door de nieuwste stand der techniek. Dit komt neer op een zeer veel hogere ambitie en een forse versnelling van toepassing van energie-efficiency ten opzichte van de huidige situatie. Er moet rekening gehouden worden met zeer forse investeringen en realisatietermijnen in de orde van zo'n 20 jaar.

#### *Hernieuwbare elektriciteit*

Om in de elektriciteitsvraag volledig te voldoen met hernieuwbare bronnen, moet het elektriciteitsproductiepark volledig duurzaam zijn. Wind, zon en biomassa zijn daarbij de belangrijkste opties. Elektriciteit uit biomassa kan met name worden ingezet om fluctuaties in beschikbaarheid van wind en zon op te vangen. Biomassa kan worden ingezet als brandstof in industriële WKK's of in centrale productie-eenheden. Het realiseren van het benodigde volume aan HE productie vergt zeer forse investeringen (wind, zon, biomassa-



centrales), en tegelijk zijn er hoge operationele kosten voor de inzet van biomassa. Tegelijk vergt het een ambitieus tijdspad om dit geheel voor 2030 te realiseren.

#### *Hernieuwbare warmte*

In de warmtevraag wordt voorzien met energie uit hernieuwbare bronnen. Dit vergt grootschalige uitrol van inzet van groene brandstoffen, waaronder groen gas. In geval alle fossiel gas vervangen wordt door groen gas, gaat het om een totale inzet van circa 340 PJ. Dit vergt zeer forse investeringen in vergistings- en vergassingsinstallaties. Daarbij is ook de beschikbaarheid van de stromen een kritieke factor. Tezamen leidt dit tot twijfel over de economische en fysieke haalbaarheid. Realisatie zal ook een lange implementatietermijn vergen, en het is zeer onzeker of dit fysiek haalbaar is voor 2030.

Een andere route is uitbouw van de inzet van Power to Heat. Dit vergt uitbouw van productiecapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit, die dan ingezet wordt voor productie van warmte in de industrie. De beschikbaarheid van stromen biomassa vervalt dan als kritieke factor. Dit vergt wel verdere uitbouw van productiecapaciteit voor wind op zee. Inschatting is dat dit tegen relatief lagere kosten en eerder haalbaar zal zijn dan grootschalige inzet van biomassa als groene brandstof.

#### *Samenvattend*

Realisatie van het scenario binnen de industrie vergt zeer grote investeringen in energiebesparende technieken, nieuwe opwek-installaties en CO<sub>2</sub>-afvang. Doorlooptijden zijn fors, en het is de vraag of realisatie op de termijn tot 2030 haalbaar is. Indien geïmplementeerd, bieden deze stappen wel zicht op het bereiken van zeer forse reducties in CO<sub>2</sub>-emissies, die dicht in de buurt komen van de beoogde 100% emissiereductie.

## L.4 Verwerking in scenario's

De besparings- en hernieuwbare opties uit de voorgaande paragrafen worden in meer en mindere mate toegepast binnen de verschillende scenario's. Voor het Conversiemodel zijn op drie niveaus pakketten van maatregelen opgesteld die een verschillende hoeveelheid besparing opleveren. In de volgende tabellen wordt dit weergegeven. Hierbij wordt, in oplopende mate, aangegeven welke besparing ze behalen op de energiestromen die zijn meegenomen in het Conversiemodel.

Tabel 119 Maatregelen voor de industrie

Optie	A	B	C	D	E
<b>Energiebesparing</b>					
Energie-efficiency elektriciteit	++	+	++	+++	+++
Energie-efficiency warmte HT	++	+	++	+++	+++
Energie-efficiency warmte LT	++	+	+	+++	+++
WKK	+		+	+++	+++
Innovatieve technologieën	+		+	+++	+++
<b>Hernieuwbare energie</b>					
Vaste biomassa	++	++	++	++	+++
Groen gas	+	+	+	+	+++
Overig	+		+	++	++
<b>CO<sub>2</sub>-afvang</b>					
CCS		++	++	++	
Elektrische verwarmen	+	+	++	++	++

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.



# Bijlage M Transport

## M.1 Energievraag in transport

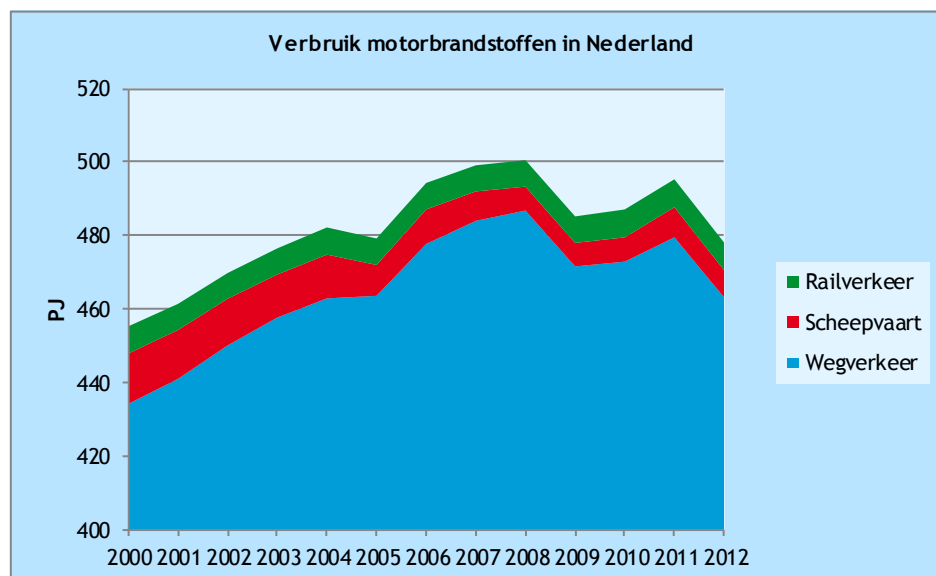
De sector transport heeft een aandeel van 15% in het energieverbruik van Nederland. Dit zijn grotendeels brandstoffen gebaseerd op ruwe olie (benzine en diesel), waar gemiddeld ca. 3% (cijfer voor 2012) biobrandstof bij is gemengd. Daarnaast heeft LPG een klein aandeel in het personenvervoer, groeit het aantal elektrische auto's de laatste jaren gestaag, en wordt CNG (gecomprimeerd aardgas) toegepast in personenauto's en bussen. In de binnenvaart wordt sinds kort ook op LNG gevaren.

In dit hoofdstuk geven we een korte beschrijving gegeven van de sector zoals die er nu voor staat en zoals die er in de verschillende eindbeelden er uit ziet. Voor het overbruggen van de toekomst naar nu, is er een groot aantal maatregelen beschikbaar. Deze worden in de daaropvolgende paragrafen weergegeven. Per scenario wordt aangegeven welke maatregel daarvoor van toepassing is en het resulterende maatregelpakket vormt de basis voor het uitwerken van de backcasting. Het hoofdstuk wordt afgesloten met voorlopige conclusies over de mogelijkheden van de scenario's in de sector transport.

### *Huidig energiegebruik transport*

De volgende grafiek geeft het verloop van het verbruik van motorbrandstoffen weer in de verschillende transportsectoren in Nederland.

Figuur 182 Verbruik motorbrandstoffen



Bron: CBS Statline.

## M.2 Mogelijke maatregelen

Mogelijke maatregelen zijn te onderscheiden in:

- energie-efficiency (zuinigere voertuigen);
- inzet hernieuwbare energiebronnen;
- transportreductie (hogere beladingsgraad, minder kilometers, etc.).

### M.2.1 Energie-efficiency van de voertuigen

De EU heeft een tweetal richtlijnen specifiek gericht op het verbeteren van de energie-efficiëntie van voertuigen: 'CO<sub>2</sub> and cars' en 'CO<sub>2</sub> and vans' ( (EC, 2014) en (EC, 2014)). Deze leggen een doelstelling op aan autofabrikanten, voor de gemiddelde CO<sub>2</sub>-uitstoot van alle nieuwe auto's en bestelauto's die zij in de EU verkopen.

Deze richtlijnen zorgen ervoor dat het wagenpark in de EU steeds zuiniger wordt. De verwachting is dat ook na 2020 de doelen verder naar beneden gaan. De Nederlandse overheid stimuleert deze ontwikkelingen fiscaal, door de aanschafbelasting en MRB te differentiëren naar CO<sub>2</sub>-uitstoot, net als de bijtelling voor leaseauto's.

Autofabrikanten bereiken deze afname van het brandstofverbruik door een scala aan technische maatregelen, waaronder:

- aerodynamisch design, minder luchtweerstand;
- zuinigere motoren;
- hybride aandrijving, waarbij een elektromotor zorgt voor optimale en efficiënte inzet van de verbrandingsmotor, remenergie wordt teruggewonnen, de motor wordt uitgezet als de auto stilstaat, enz.;
- lichtere materialen, zuinige banden;
- et cetera.

Met deze technische aanpassingen kan ook in de toekomst nog veel winst worden bereikt.

Een volgende stap in het verbeteren van de energie-efficiency is de overstap van de verbrandingsmotor naar elektrische aandrijving, of op termijn wellicht de brandstofcel. Elektrische auto's hebben een rendement van ca. 80%, terwijl een auto met verbrandingsmotor gemiddeld niet veel verder dan 35% komt. Echter, als de elektrische energie echter uit een kolen- of gascentrale komt, is het rendement over de gehele keten toch vergelijkbaar met die van de verbrandingsmotor. Ook bij de brandstofcelauto zullen ook de rendementen van waterstofproductie mee moeten worden genomen om de totale energie-efficiency van de keten te bepalen.

Een probleem met de huidige elektrische en brandstofcelvoertuigen zijn met name de kosten. Bij de elektrische auto's speelt daarnaast de beperkte actieradius, bij waterstofauto's met name het gebrek aan tankinfrastructuur. De plug-in-hybriden die sinds kort verkrijgbaar zijn, combineren de voordelen van de verbrandingsmotor (een grote actieradius, eenvoudig en snel tanken, relatief lage kosten) met de mogelijkheid om in elk geval gedeeltelijk ook op elektriciteit te rijden, waarmee een laag energieverbruik kan worden bereikt.

Voor het zware verkeer, vrachtauto's en bussen, is er minder technisch potentieel om het brandstofverbruik terug te dringen. Aerodynamische verbeteringen zijn nog wel mogelijk, bij een deel van de vloot kan een hybride aandrijving voordelen bieden, en wellicht ook een volledig elektrische aandrijving.

Alternatieve manieren om de energie-efficiëntie te verbeteren zijn langzamer rijden of varen, en toepassing van een zuinige rijstijl. Het brandstofverbruik is neemt sterk toe bij toenemende snelheid. Dit is helemaal het geval in de scheepvaart, waar de waterverplaatsing bij hoge snelheden voor veel weerstand zorgt. Met langzamer varen neemt het brandstofverbruik per kilometer sterk af.



Een laatste optie om energie te besparen bij een constante vraag naar transport is de zogenaamde modal shift, een verschuiving van transport naar een energie-efficiëntere modaliteit. Zo kan een verschuiving van personenverkeer van de auto naar de trein of (elektrische) fiets een flinke energiebesparing opleveren, net als het verplaatsten van goederen van de weg naar het water (binnenvaart) of het spoor. De ervaring leert overigens dat modal shift lastig is te bereiken, met name vanwege een aantal voordelen van vervoer over de weg, zoals de flexibiliteit en snelheid, en het fijnmazige netwerk.

### M.2.2 Hernieuwbare energie

Benzine en diesel kunnen worden vervangen door biobrandstoffen zoals bioethanol en biodiesel, en aardgas door biogas. Hiervoor kunnen verschillende soorten biomassa worden gebruikt, elk met hun eigen potentieel, milieu-impact en kosten. Dit zijn overigens ook de drie bepalende factoren voor het toekomstpotentieel van biobrandstoffen

Op dit moment worden biobrandstoffen vooral geproduceerd uit voedselgewassen, al heeft in Nederland ook biodiesel uit gebruikt frituurvet een groot aandeel. Biogas wordt, in de vorm van groen, ook toegepast, maar het marktaandeel is beperkt.

Biobrandstoffen uit voedselgewassen scoren in veel gevallen relatief slecht op duurzaamheid, met name vanwege het landgebruik dat nodig is voor de teelt van de gewassen, daarnaast zijn er zorgen dat een groeiende vraag vanuit de biobrandstoffenmarkt zorgt voor een stijging van voedselprijzen. Het plan is daarom om op termijn helemaal over te stappen op biobrandstoffen uit reststromen uit de voedselindustrie of de landbouw<sup>40</sup>. Hiermee wordt wel de hoeveelheid beschikbare biomassa, en dus het biobrandstoffenpotentieel, beperkt. Bovendien zijn de technieken om van bijvoorbeeld houtachtige reststromen een goede kwaliteit biobrandstof te maken nog in ontwikkeling, én zijn er ook andere toepassingen (energie, chemie) die deze duurzame biomassa nodig hebben om te verduurzamen. Het toekomstige potentieel aan duurzame biobrandstoffen is daarmee op dit moment nog erg onzeker.

Elektrisch vervoer kan verduurzamen door het aandeel hernieuwbare elektriciteit te laten toenemen, hetzelfde geldt voor waterstof uit elektrolyse. De elektrische auto's kunnen direct worden geladen uit zonnecellen op het dak van de eigenaar, waardoor teruglevering aan het net wordt verminderd, in de meeste gevallen zal echter gewoon gebruik worden gemaakt van het net. De vergroening van elektrisch vervoer zal dan ook gelijk op gaan met de vergroening van de elektriciteitsvoorziening. Hetzelfde zal gelden voor waterstof uit elektrolyse.

Het is wel belangrijk om te realiseren dat een aantal vervoersmodaliteiten niet kunnen overstappen op elektriciteit, en daarmee afhankelijk zullen blijven van de verbrandingsmotor. Biobrandstoffen zijn dan de enige manier om duurzame energie toe te passen. Het gaat hierbij vooral om de luchtvaart en de scheepvaart, en wellicht ook het vrachtverkeer over de weg over lange afstanden. De belangrijkste reden hiervoor is dat de energiedichtheid van accu's aanzienlijk lager is dan van fossiele brandstoffen, waardoor het mee te nemen accugewicht- en volume onhaalbaar wordt.

---

<sup>40</sup> Zie bijvoorbeeld het 'ILUC proposal' van de Europese Commissie.



Voordat de sector kan overstappen op hoge aandelen duurzame biobrandstoffen, op duurzame elektriciteit of duurzaam geproduceerde waterstof moet er nog veel gebeuren. Een aantal aandachtspunten:

- De huidige **biobrandstofindustrie**, voor een groot deel gericht op productie uit voedselgewassen, moet worden aangepast of vervangen door bedrijven die biobrandstoffen uit reststromen maken. Hiervoor is R&D nodig, en grootschalige investeringen in productiecapaciteit.
- De huidige **voertuigen** kunnen slechts op een beperkt aandeel bioethanol of biodiesel (FAME) rijden, al zijn er bij biodiesel ook varianten die tot hogere percentages kunnen worden bijgemengd. Dit betekent dat de brandstofnormen en testcycli moeten worden aangepast (op EU-niveau), waarna de motoren moeten worden aanpast, en vervolgens op de markt moeten komen. Hier is veel tijd voor nodig (zie bijvoorbeeld (CE Delft, 2013)).
- **Elektrische auto's**, en dan met name de accu's zijn nog duur, en moeten verder worden ontwikkeld om beter te kunnen concurreren met de conventionele auto's. Plug-in hybride voertuigen zijn wellicht een goede manier om het aandeel elektrisch rijden op een kosteneffectieve manier te laten groeien.
- Ook **waterstofvoertuigen** laten nog hoge kosten zien. Kostenreducties, door verdere ontwikkeling en schaalvergroting, zijn nodig om hun aandeel te laten stijgen.
- Veel van de nieuwe energievormen hebben een eigen **tank- of laadinfrastructuur** nodig. Dit is duidelijk bij de elektrische auto en waterstof, maar ook bij biobrandstoffen kan dit nodig zijn zolang een groot deel van het wagenpark niet geschikt is om op hogere bijmengpercentages te rijden. Hierbij treed vaak het 'kip en ei' dilemma op: een tank- of laadstation is pas rendabel als er veel voertuigen op de alternatieve brandstof rijden, maar mensen kopen deze pas als de tank- of laadinfrastructuur goed op orde is.

### Transportreductie

De vraag naar energie kan ook afnemen als de vraag naar transport afneemt. Enkele voorbeelden van maatregelen op dit gebied:

- verkleinen van woon-werk afstanden, telewerken, compacte steden (met voorzieningen op loopafstand, efficiënt OV, etc.);
- goederen efficiënter transporteren, bijvoorbeeld door de beladingsgraad van vrachtwagens of schepen te vergroten;
- goederen van dichterbij halen, bijvoorbeeld door groente uit de regio te kopen in plaats van uit Egypte of Spanje.

Het is wel belangrijk om te realiseren dat veel van deze maatregelen een rebound effect hebben. De ervaring leert bijvoorbeeld dat als mensen meer telewerken, zij ook makkelijker kiezen voor een baan op grotere afstand van waar zij wonen. Daarnaast kan een telewerker een grotere energievraag thuis veroorzaken, doordat bijvoorbeeld de verwarming hoger wordt ingesteld. Groente uit Spanje heeft meer transportenergie nodig dan groente uit Nederland, maar als die hier uit kassen komen die met aardgas worden verwarmd neemt het energiegebruik daar weer toe.

Daarnaast blijken beleidsmaatregelen die gericht zijn op transportreductie vaak politieke en maatschappelijke weerstand op te roepen. Denk aan prijszingsmaatregelen zoals een kilometerheffing, belasting op vliegtickets, etc.





### M.3 Maatregelen per scenario

De in deze studie ontwikkelde transportsenario's zijn grotendeels gebaseerd op een recente scenariostudie voor het ministerie van I&M (ECN, CE Delft, TNO, 2014). Hierin zijn een aantal extreme scenario's ontwikkeld rondom de Europese doelstelling van 60% CO<sub>2</sub>-reductie in transport in 2050.

Het 'reference' scenario gaat uit van voortzetting van het huidige beleid, waarmee de CO<sub>2</sub>-reductie doelstelling niet wordt gehaald. Deze scenario's zijn overigens voornamelijk bedoeld om het speelveld te verkennen, haalbaarheid en kosten zijn in die studie nog niet in detail onderzocht. Op dit moment (eerste helft 2014) loopt een uitgebreid stakeholdertraject, onder leiding van het ministerie van I&M, om tot een breed gedragen visie op de toekomstige brandstofmix en strategie in de sector verkeer te komen.

Tabel 120 Energiemix in de verkeerssector (in PJ energie die wordt getankt, of geladen), in de scenario's van (ECN, CE Delft, TNO, 2014)

	Reference									
	2010	2020	2030	2040	2050					
Fossiel	504	455	450	458	460					
Biobrandstoffen	10	39	38	38	38					
Elektriciteit	0	3	15	15	15					
Waterstof	0	0	0	0	0					
<b>Totaal (PJ)</b>	<b>514</b>	<b>497</b>	<b>503</b>	<b>511</b>	<b>513</b>					
	Biofuels and Efficiency					New and all-renewable				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Fossiel	504	454	364	279	173	504	447	376	266	170
Biobrandstoffen	10	40	69	108	174	10	39	28	17	10
Elektriciteit	0	3	7	6	5	0	5	31	60	89
Waterstof	0	0	0	0	0	0	3	30	81	129
<b>Totaal (PJ)</b>	<b>514</b>	<b>497</b>	<b>440</b>	<b>393</b>	<b>352</b>	<b>514</b>	<b>494</b>	<b>465</b>	<b>424</b>	<b>398</b>
	Efficient fossil energy					Fossil hydrogen/electricity				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Fossiel	504	424	306	226	177	504	431	379	265	175
Biobrandstoffen	10	37	30	25	21	10	36	28	15	8
Elektriciteit	0	3	6	5	4	0	10	33	78	124
Waterstof	0	0	0	0	0	0	7	25	55	72
<b>Totaal (PJ)</b>	<b>514</b>	<b>464</b>	<b>342</b>	<b>256</b>	<b>202</b>	<b>514</b>	<b>484</b>	<b>465</b>	<b>413</b>	<b>379</b>

In deze studie werken we met een andere opzet en definitie van de scenario's, en gaan we daarnaast uit van een andere definitie van energiegebruik: de energie die nodig is om de wielen aan te drijven. Deze verschilt met name voor de fossiele en biobrandstoffen sterk van de energie die wordt getankt: het rendement van een verbrandingsmotor is ca. 40-45%. We gebruiken echter wel de indicatieve marktaandeelen uit bovenstaande scenario's, om zo tot een schatting van marktaandeelen in onze scenario's te komen.

Volgende tabel bevat een overzicht van de brandstofmix in transport, in de verschillende scenario's (in procenten en PJ 'op de as').



Tabel 121 Brandstofmix in transport

	A	B	C	D	E	BAU	A	B	C	D	E	BAU
Traditioneel	80%	80%	70%	35%		75%	124	146	109	42	-	137
Elektriciteit	5%	5%	15%	25%	55%	10%	8	9	23	30	65	18
Waterstof				25%	15%		-	-	-	30	18	-
Biobrandstoffen	15%	15%	15%	15%	30%	15%	23	27	23	18	36	27
							155	183	155	119	119	183

### M.3.1 Scenario A

In dit scenario wordt 40% CO<sub>2</sub>-emissiereductie gerealiseerd, is 25% van de ingezette energie van hernieuwbare herkomst en wordt zoveel mogelijk warmte en elektriciteit decentraal geproduceerd.

Dit wordt als volgt vertaalt in transport:

- 15% energiebesparing. Dit wordt bereikt door:
  - inzet van zuinigere conventionele voertuigen;
  - vermindering van de transportvraag.
- ten opzichte van BAU zijn er minder elektrische auto's, elektriciteit heeft een aandeel van 5% in het energiegebruik van transport;
- hernieuwbare energie is beperkt tot 15% biobrandstoffen en het aandeel van 25% hernieuwbaar in elektriciteit;
- waterstof in transport breekt niet door, het aandeel blijft nihil.

### M.3.2 Scenario B

In dit scenario wordt 40% CO<sub>2</sub>-emissiereductie gerealiseerd, en is 25% van de ingezette energie van hernieuwbare herkomst.

In dit scenario gaan we uit van:

- Hetzelfde energiegebruik voor transport als in BAU, dus geen extra maatregelen op gebied van zuinige voertuigen of transportbesparing.
- Eenzelfde brandstofmix als in Scenario A, in procenten gerekend: 5% elektriciteit, 15% biobrandstof en 80% conventionele (fossiele) brandstoffen. Omdat er geen energiebesparing is, is de vraag naar al deze energiedragers zo'n 15% hoger dan in Scenario A.
- Ten opzichte van BAU zijn er minder elektrische auto's. Het gevolg is een toename van het fossiele energiegebruik (benzine, diesel), en een evenredige afname van de elektriciteitsvraag.

### M.3.3 Scenario C

Het transportdeel van dit scenario is als volgt ingevuld:

- 15% energiebesparing t.o.v. BAU (als in Scenario A).
- een even groot aandeel biobrandstoffen als in Scenario A, B en BAU (15%);
- een groter aandeel elektriciteit in de mix: 15% t.o.v. 10% in BAU, en 5% in scenario's A en B.

Dit scenario vereist een aanzien aangescherpt energie-efficiency beleid in verkeer dan BAU. Hierbij kan worden gedacht aan aangescherpte normen voor personenauto's en bestelauto's, en prijsbeleid voor vrachtverkeer (bijv. een kilometerheffing, of een CO<sub>2</sub>-tax op diesel).

De sterkere groei van elektriciteit in de energiemix vereist een kostenreductie van accu's, een sterke toename van het aanbod van volledig elektrische of plug-in voertuigen én gericht overheidsbeleid zoals het bieden van fiscale voordelen. Dit laatste is nodig zolang de elektrische auto's duurder zijn dan conventionele auto's (bij voldoende actieradius), en de beschikbare laadinfrastructuur nog onvoldoende is.



Het is overigens wel te verwachten dat eigenaren van zon-PV een relatief grote interesse hebben in elektrische auto's, om een aantal redenen gaan die twee goed samen:

- Huiseigenaren met een dak hebben vaker dan gemiddeld ook een garage of parkeerplek voor de deur waar een laadpaal kan worden geïnstalleerd.
- Als saldering wordt afgebouwd wordt het aantrekkelijker om zelf opgewekte stroom ook zelf te gebruiken. De EV biedt daar goede mogelijkheden toe, die kan dan op zonnige dagen zeer goedkoop worden geladen.
- Huiseigenaren met zon-PV zijn wellicht ook bewuster bezig met verduurzaming van de energievoorziening. Autorijden op zelf geproduceerde duurzame energie is dan een aantrekkelijke optie.

### M.3.4 Scenario D

Scenario's D en E gaan uit van 100% CO<sub>2</sub>-reductie, waardoor ook de energievoorziening van de transportsector veel verder moet vergroenen dan in de eerdere scenario's.

- elektriciteit wordt dan de energiedrager voor een groot deel van het wagenpark bij personenauto's en bussen;
- goederenvervoer over lange afstanden zal op waterstof (25%) en biobrandstoffen (15%) gaan rijden, in dit scenario nog aangevuld met 35% diesel;
- daarnaast moeten er grote stappen worden gezet om de energievraag in transport te reduceren, met 35% ten opzichte van BAU.

Dit scenario vergt dan ook een aantal ingrijpende maatregelen, ten opzichte van BAU:

- Voertuigen moeten aanzienlijk zuiniger worden dan nu, door verbeteringen aan de aandrijflijn maar waarschijnlijk ook door aanzienlijke gewichtsbesparing. Het technisch potentieel hiervoor is aanzienlijk bij personenauto's, maar veel minder bij vrachtauto's.
- De transportvraag moet verminderen, bijv.
  - door transport duurder te maken d.m.v. prijsbeleid zoals kilometerheffing of CO<sub>2</sub>-heffing op energie;
  - ruimtelijke ordeningsmaatregelen zoals compacte steden;
  - aantrekkelijker maken van treinvervoer of fietsen;
  - ingrijpende logistieke maatregelen.
- Modal shift naar energie-efficiëntere modaliteiten: een deel van de goederenstromen moet worden verplaatst van de weg naar spoor of binnenvaart.
- Zeer sterke groei marktaandeel elektrische en waterstofvoertuigen.
- Uitrol van een grootschalige waterstofinfrastructuur (productie, distributie, tankstations)<sup>41</sup>
- Uitrol van een grootschalige laadinfrastructuur (laadpalen en versterking van het netwerk waar nodig).

Met name deze laatste drie punten vergen zeer grote investeringen (in infrastructuur, meerkosten van de voertuigen en productiecapaciteit voor de voertuigen met nieuwe aandrijftechniek) en R&D-inspanning om de technologieën verder te ontwikkelen.

---

<sup>41</sup> De uitrol van waterstofinfrastructuur voor vervoer is niet meegenomen in deze studie.



### M.3.5 Scenario E

Dit scenario gaat ervan uit dat de traditionele brandstoffen helemaal worden uitgefaseerd, en daarnaast eenzelfde (forse) slag wordt gemaakt met vermindering van de energievraag.

- 30% van de energie is biobrandstoffen;
- 55% is elektriciteit; en
- 15% waterstof;
- de energievraag is 35% lager dan in BAU.

Om dit scenario te realiseren moeten vergelijkbare maatregelen worden getroffen als in Scenario D, echter met meer nadruk op ontwikkeling van elektrisch vervoer, en duurzame biobrandstoffen.

- Voertuigen moeten aanzienlijk zuiniger worden dan nu, door verbeteringen aan de aandrijflijn maar waarschijnlijk ook door aanzienlijke gewichtsbesparing. Het technisch potentieel hiervoor is aanzienlijk bij personenauto's, maar veel minder bij vrachtauto's.
- De transportvraag moet verminderen, bijv.
  - door transport duurder te maken d.m.v. prijsbeleid zoals kilometerheffing of CO<sub>2</sub>-heffing op energie;
  - ruimtelijke ordeningsmaatregelen zoals compacte steden;
  - aantrekkelijker maken van treinvervoer of fietsen;
  - ingrijpende logistieke maatregelen.
- Modal shift naar energie-efficiëntere modaliteiten: een deel van de goederenstromen moet worden verplaatst van de weg naar spoor of binnenvaart.
- Zeer sterke groei marktaandeel elektrische voertuigen,
- Uitrol van een grootschalige laadinfrastructuur voor al deze elektrische voertuigen (laadpalen en versterking van het netwerk waar nodig). Sterke groei marktaandeel waterstofvoertuigen.
- Uitrol van een grootschalige waterstofinfrastructuur (productie, distributie, tankstations).

### M.4 Verwerking in scenario's

De besparings- en hernieuwbare opties uit de voorgaande paragrafen worden in meer en mindere mate toegepast binnen de verschillende scenario's. Voor het Conversiemodel zijn op drie niveaus pakketten van maatregelen opgesteld die een verschillende hoeveelheid besparing opleveren. In de volgende tabellen wordt dit weergegeven. Hierbij wordt, in oplopende mate, aangegeven welke besparing ze behalen op de energiestromen die zijn meegenomen in het Conversiemodel.

Tabel 122 Maatregelen voor transport

Optie	A	B	C	D	E
<b>Energiebesparing</b>					
Zuinigere auto's (normering)	++	+	++	+++	+++
Vermindering transportvraag	+	+	+	+++	+++
Aanvullende reductiemaatregelen				+++	+++
Beprijzingsmechanismen				+++	+++
Modal shift	+		+	+++	+++
<b>Substitutie energiedrager</b>					
Elektrisch vervoer	+	+	++	++	+++
Biobrandstoffen	+	+	+	+	++
Waterstof				++	+

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.

