



# 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

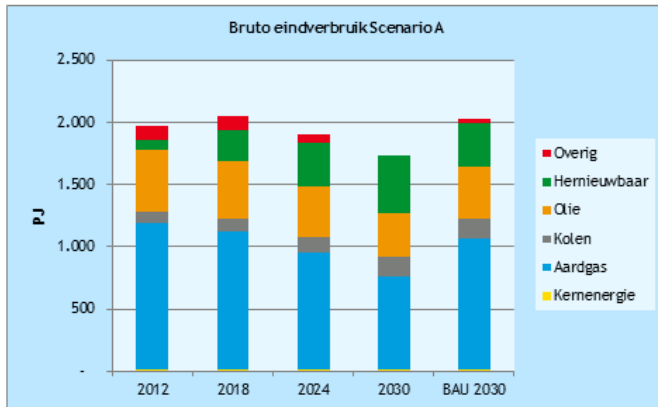
1 m<sup>3</sup> aardgas = 1 m<sup>3</sup> groen gas = 31,65 MJ (onderwaarde) = 1,78 kg CO<sub>2</sub>  
1 kg steenkool = 24,5 MJ = 2,32 kg CO<sub>2</sub>  
1 kg aardolie = 42,7 MJ = 3,13 kg CO<sub>2</sub>  
1 kg biomassa vast = 15,1 MJ  
1 kg biomassa vloeibaar = 37,4 MJ

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



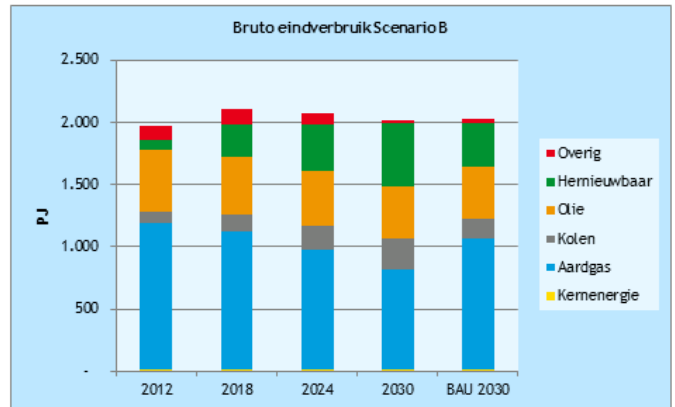


# Scenario-overzicht



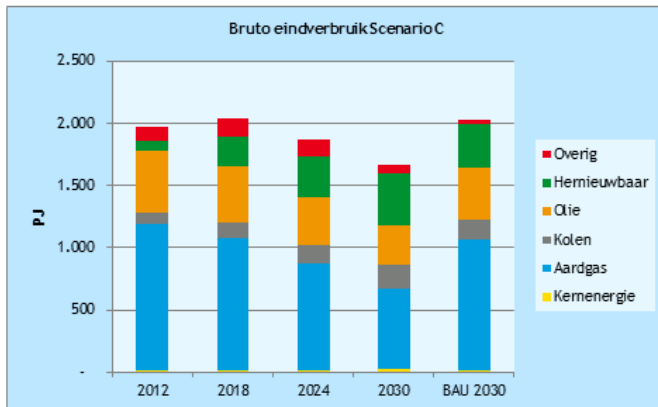
Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting centraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Midden



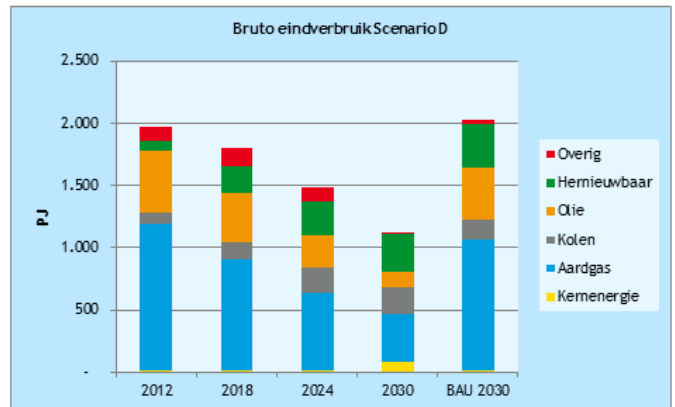
Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	40%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting centraal potentieel	25%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Laag



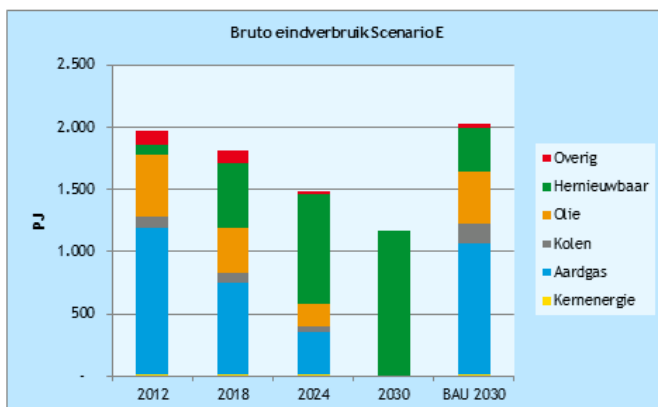
Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	55%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting centraal potentieel	100%

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Midden



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

Aanvullende kenmerken	
Omvang decentraal potentieel	Laag
Besparing achter de meter	Hoog



Kenmerk	
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	100%
Benutting centraal 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 uitziet, 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.

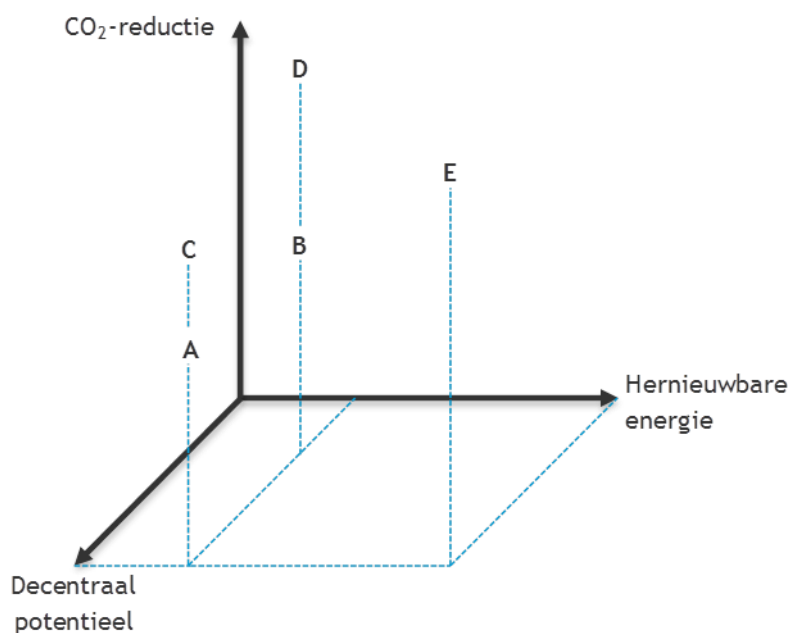
Voor het bepalen van de kosten is gewerkt met een *Business-as-Usual (BAU)* scenario, waarin de te verwachten ontwikkelingen zijn opgenomen, zoals de afspraken uit het Energieakkoord voor duurzame groei. Ten opzichte van dit BAU-scenario zijn de meer- of minderkosten van de scenario's bepaald. Gedurende 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.

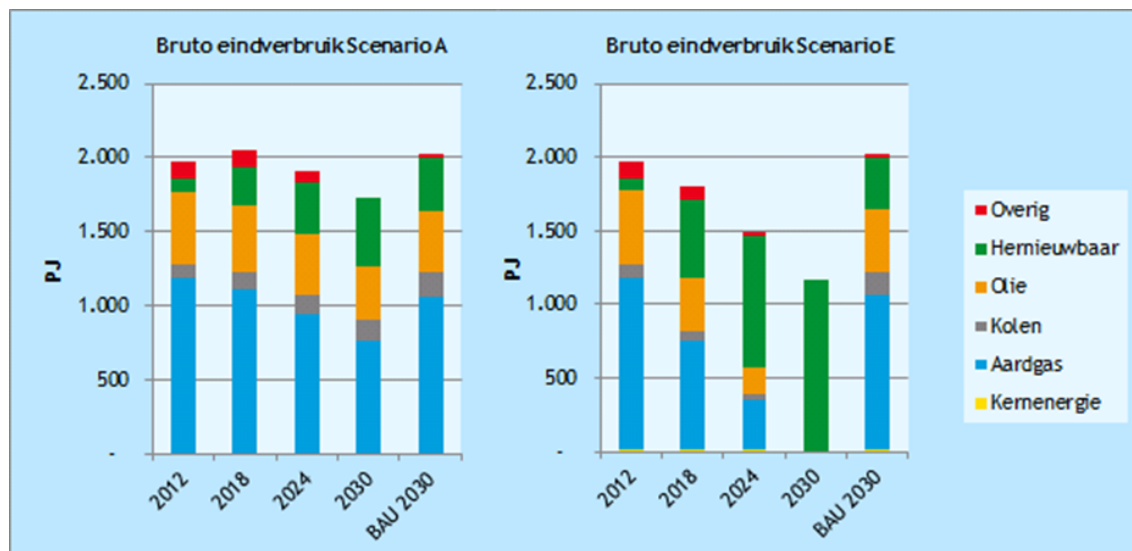
Tabel 1 Kenmerken eindbeelden

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)

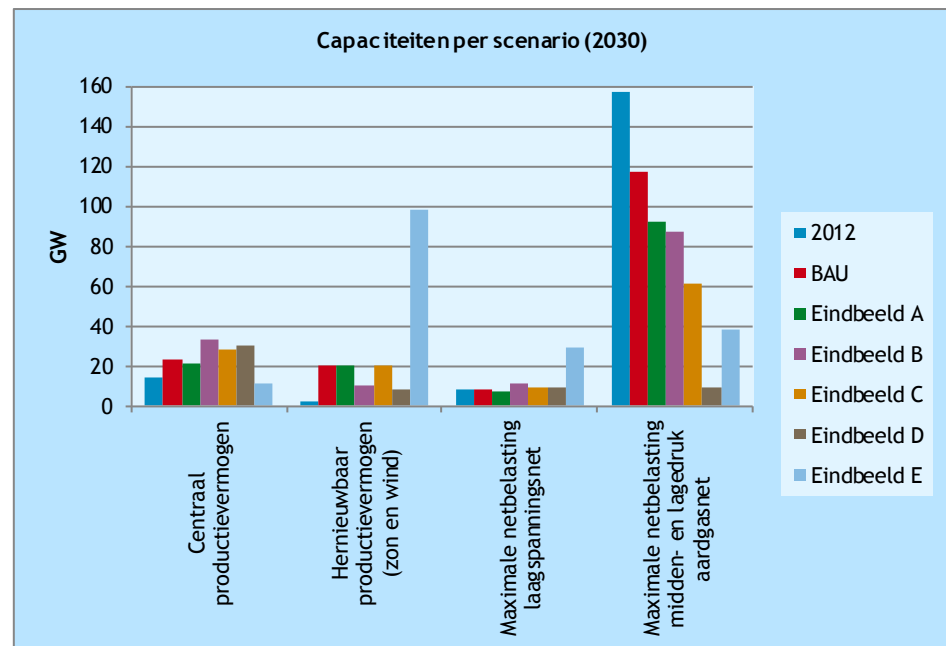
	Scenario A		Scenario B		Scenario C		Scenario D		Scenario E	
	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten	Kosten	Baten
Centrale opwekking		3	18		10		31			5
Decentrale opwekking		4		8		2		16		96
Warmteopwekking (gas)		0	2			1		2		3
Warmteopwekking (elek.)	1		14		15		35			20
Opslag en H <sub>2</sub> -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.



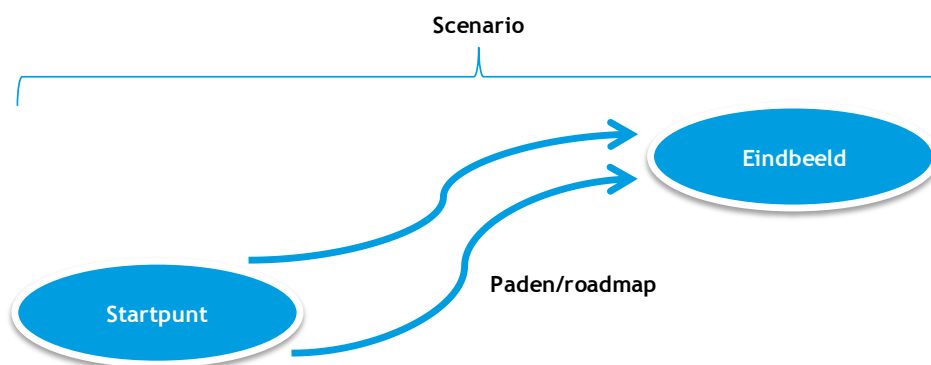
### 1.3 Opzet onderzoek

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.

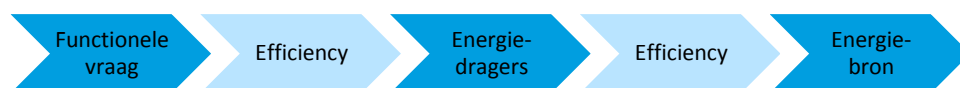
Figuur 4 Opbouw scenario's



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



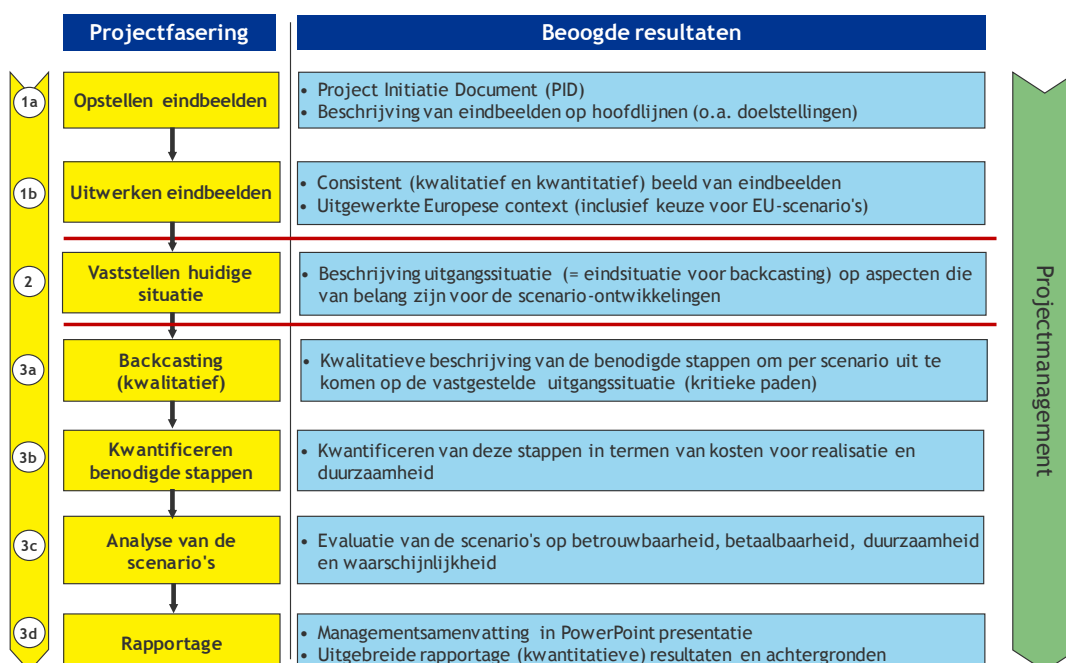
## 1.4 Werkwijze

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

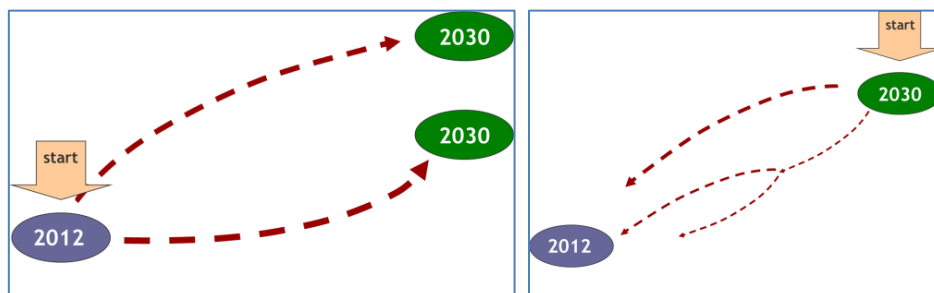
In Hoofdstuk 2 zijn de scenario's uitgewerkt van de vijf eindbeelden naar de huidige situatie en vindt een analyse van deze scenario's plaats.



## 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.

---

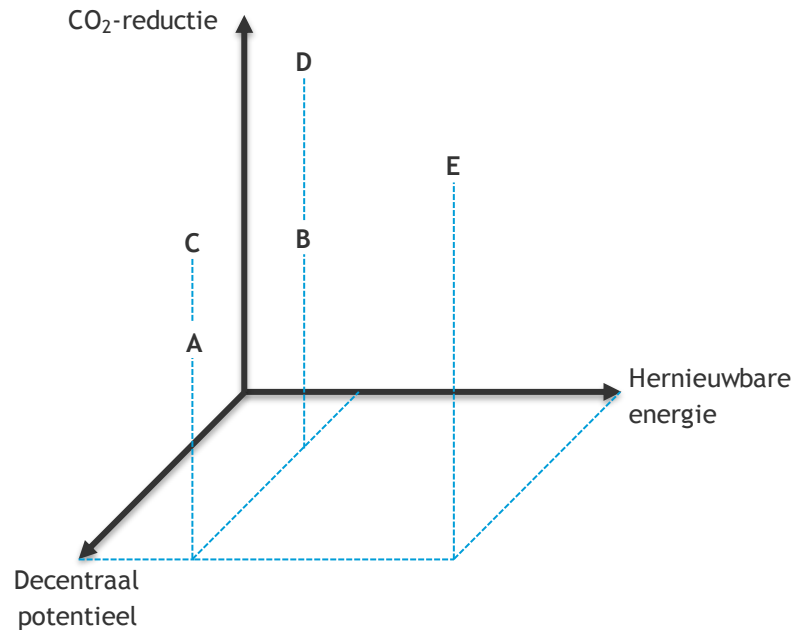
<sup>3</sup> In de doorrekening van deze studie wordt geen onderscheid gemaakt in de brandstofkosten tussen de scenario's.



### 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

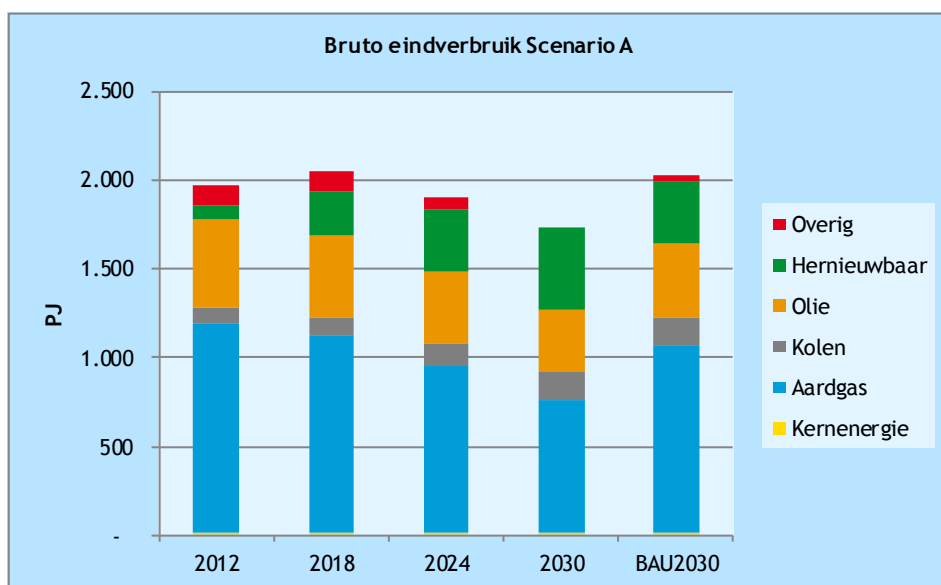
Scenario A leidt tot een eindbeeld dat zich kenmerkt door een CO<sub>2</sub>-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 100% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde efficiency achter de meter plaatsvindt en het potentieel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



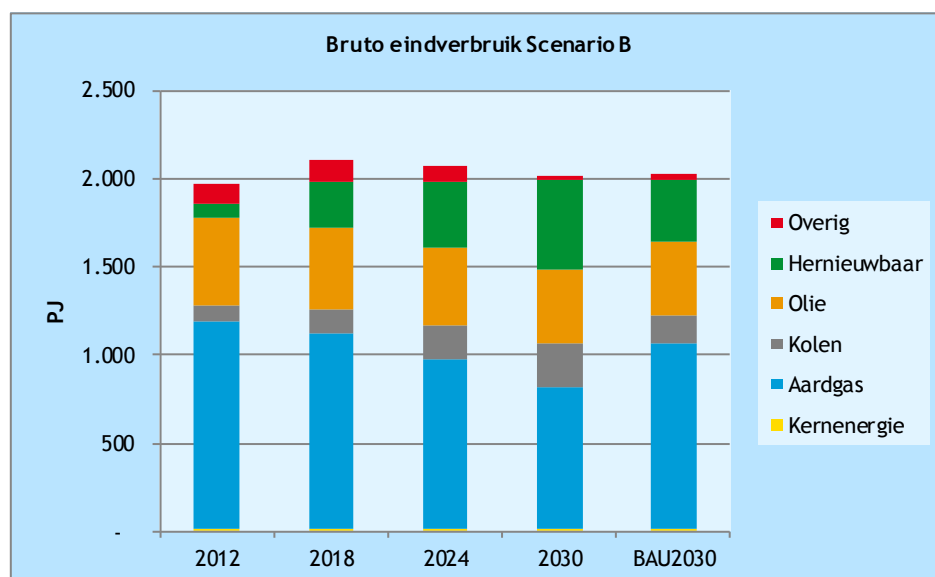
### 2.3.2 Scenario B

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.

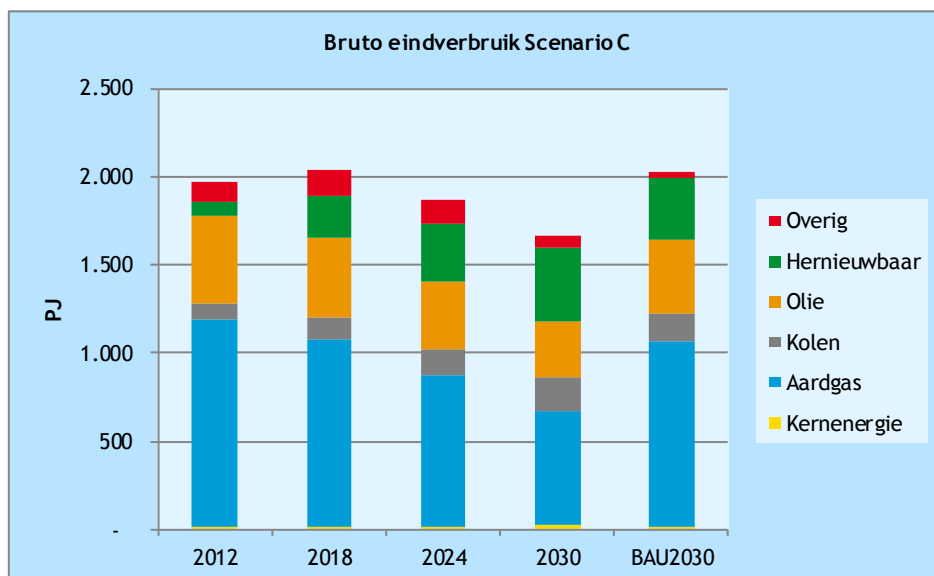


Tabel 8 Uitgangspunten Eindbeeld C

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

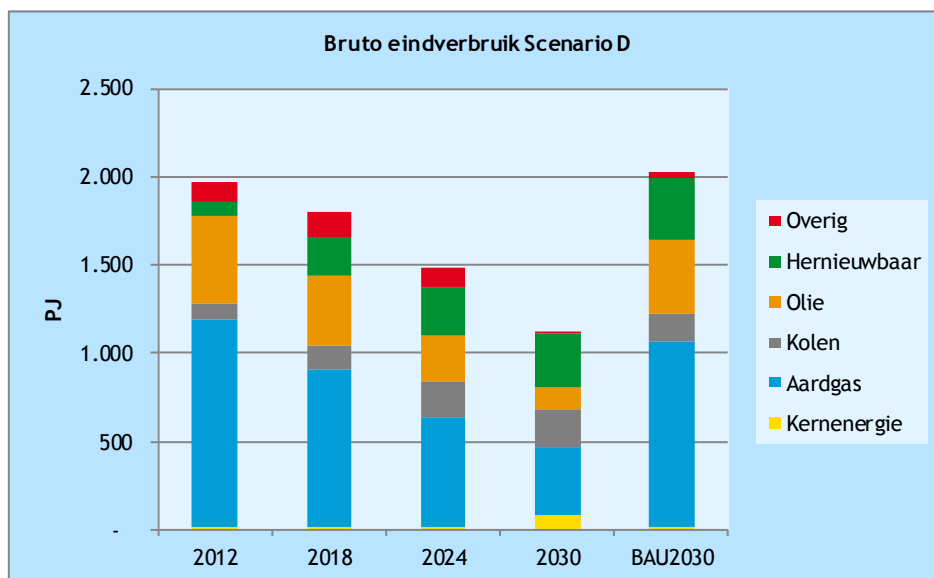
Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	25%
Benutting decentraal potentieel	25%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Laag</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Hoog</i>

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.

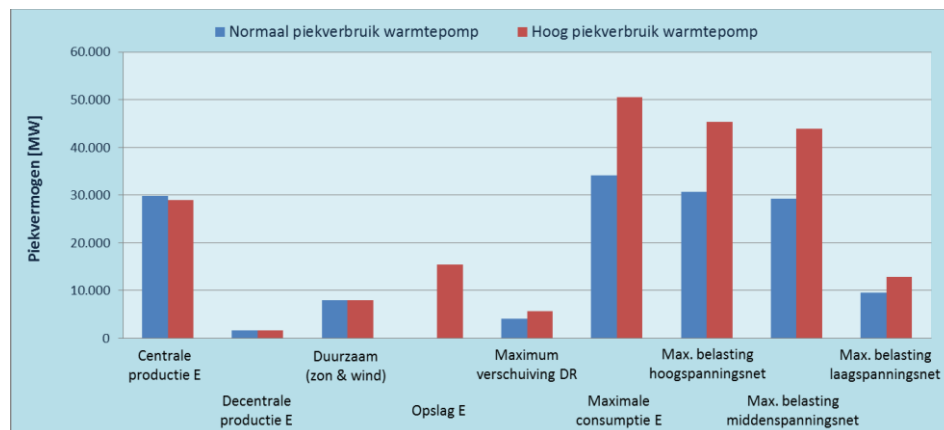
Het elektrisch piekvermogen van een warmtepomp kan daarom beduidend lager zijn dan het huidige gevraagde thermische piekvermogen op basis van de aardgasvraag voor ruimte- en tapwaterverwarming. Op basis van een COP van 3,5 blijkt daarom grootschalige opslag van elektriciteit niet noodzakelijk in dit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

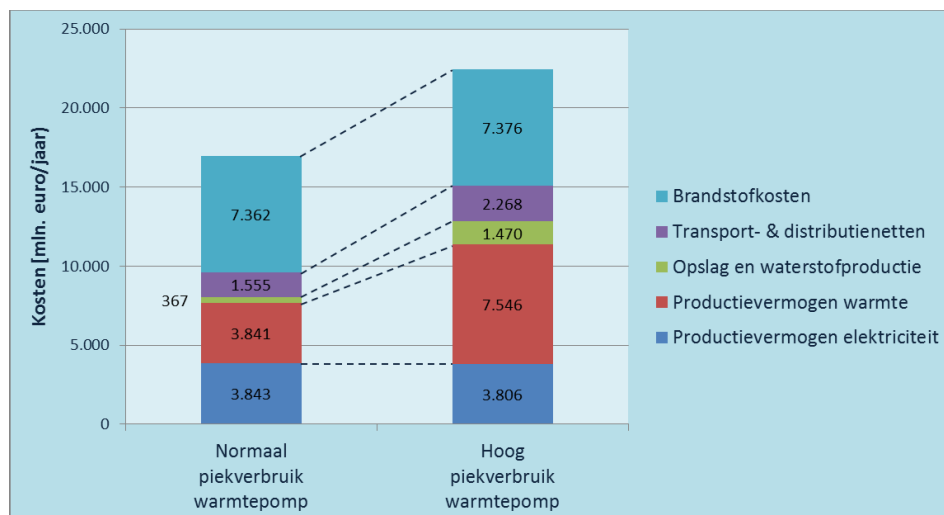


Figuur 14 geeft de gemiddelde jaarkosten in 2030 voor Scenario D weer, gebaseerd op kosten voor bedrijf, onderhoud, vervanging en brandstof. De bedrijfskosten nemen fors toe. Dit wordt deels veroorzaakt door de benodigde net- en opslagcapaciteit. De grootste kostenstijging wordt veroorzaakt door de warmtepompen 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

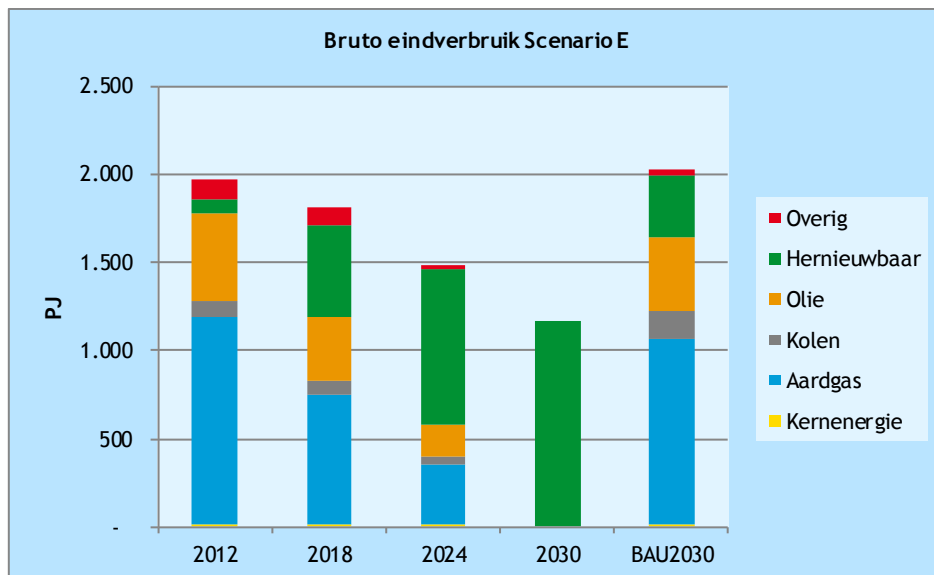
Eigenschap	Waarde
CO <sub>2</sub> -reductie	100%
Hernieuwbare energie	100%
Benutting decentraal potentieel	100%
<b>Aanvullende kenmerken</b>	
<i>Omvang decentraal potentieel</i>	<i>Hoog</i>
<i>Besparing achter de meter</i>	<i>Hoog</i>

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

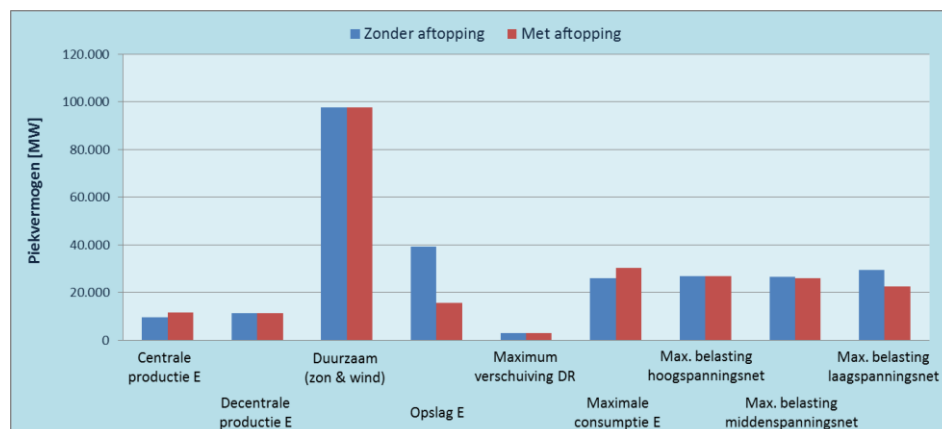


### Gevolgen van een groot vermogen zon-PV

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.

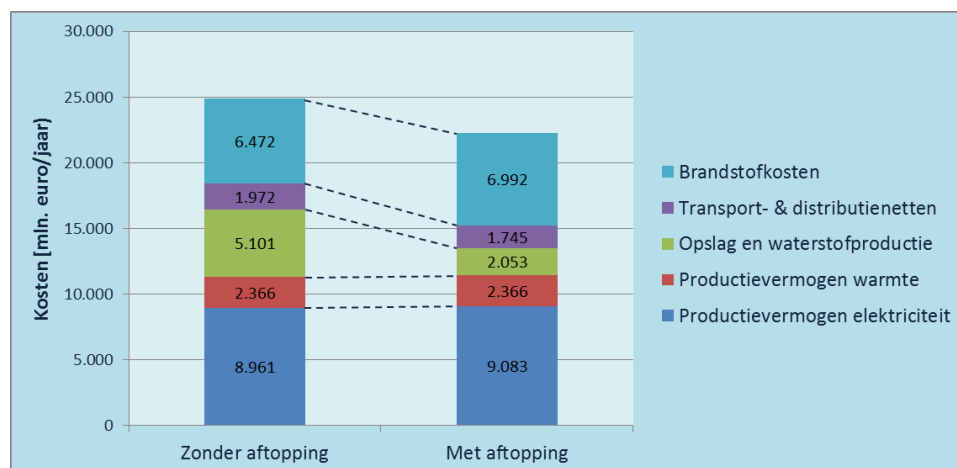
Figuur 16 geeft de invloed van aftopping van 55% van de maximale productie van zon-PV weer op de piekbelasting in het systeem. Er is fors minder opslag nodig. Het centraal productievermogen neemt iets toe en de belasting op het laagspanningsnet neemt significant af.

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).

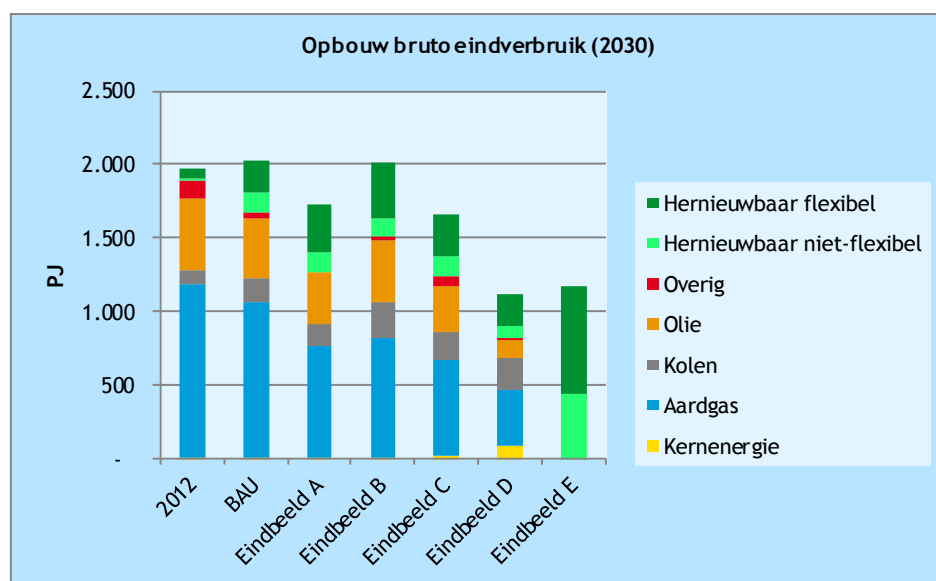
### Energievraag

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



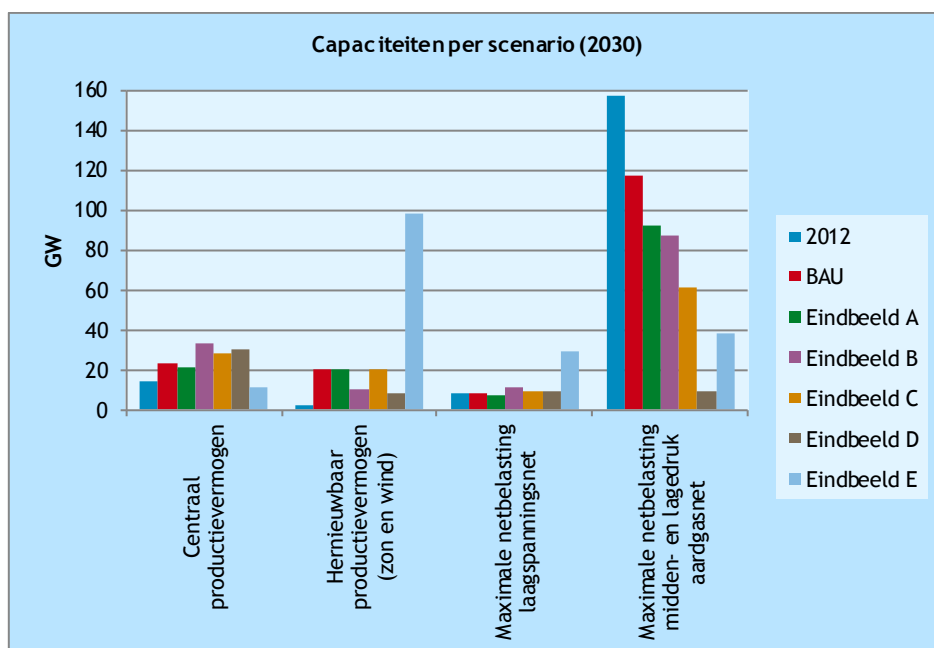
### Capaciteiten

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>

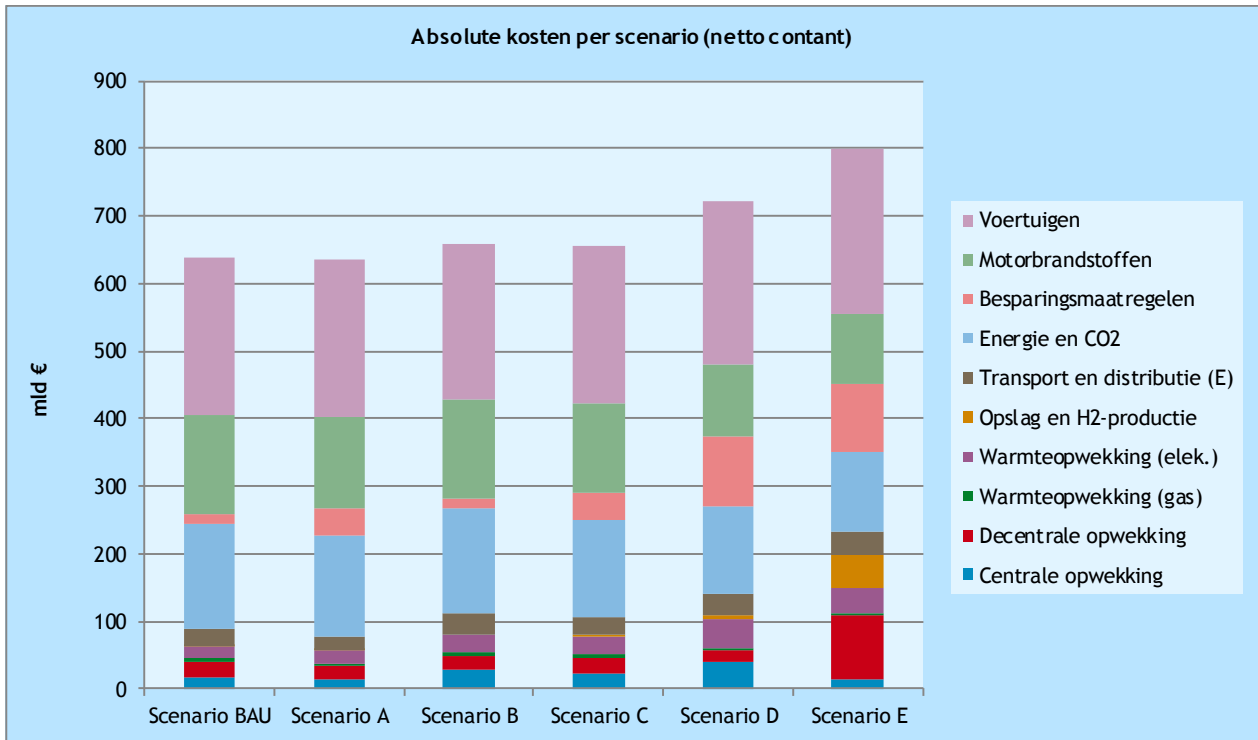
Opmerking: In de berekening met uitloop is rekening gehouden met de effecten van de getroffen maatregelen na 2030. Zodat niet alleen de kosten van een maatregel die wordt getroffen in 2029 meetellen, maar ook de besparingen die de maatregel na 2030 behaald.

#### 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.

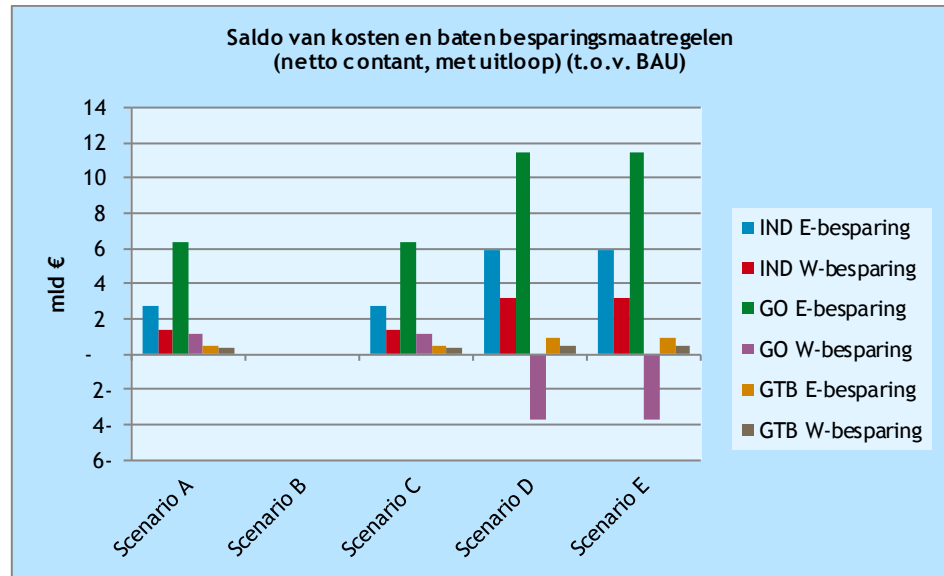
Voor de vraag naar laagwaardige warmte wordt momenteel vooral aardgas gebruikt. Dit zal afnemen door substitutie naar efficiëntere opties als elektrische/hybride warmtepompen, het gebruik van geothermie en restwarmte en grote WKO-projecten. Dit gebeurt in alle scenario's. De last die de LT-warmtevraag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

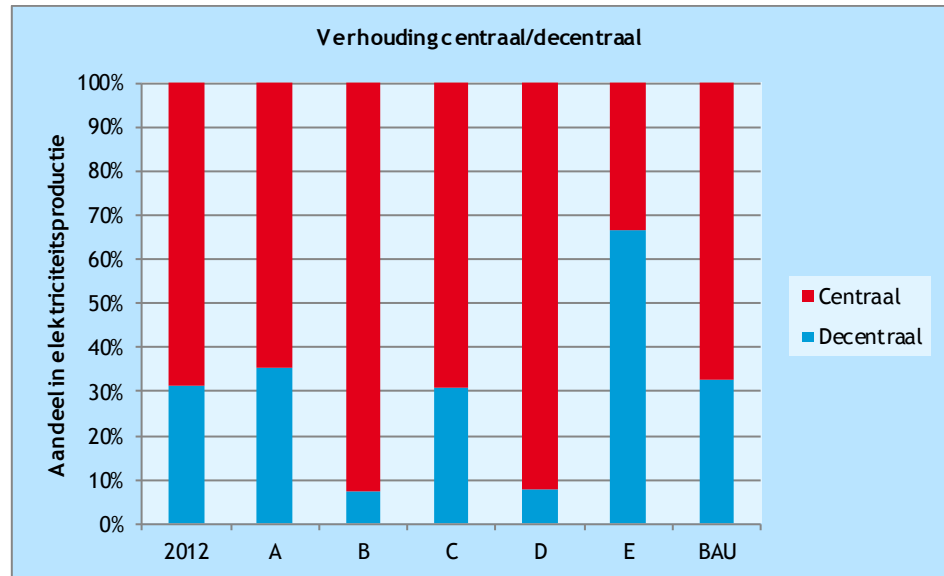
Omdat er in deze studie geen optimalisatie plaatsvindt, is er bij het opstellen van de criteria rekening mee gehouden, dat de aannames die zijn gedaan op dit vlak vooral tot doel hebben om de mogelijke bandbreedtes van effecten weer te geven. In de eindbeelden is daarom aangenomen dat de ontwikkeling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

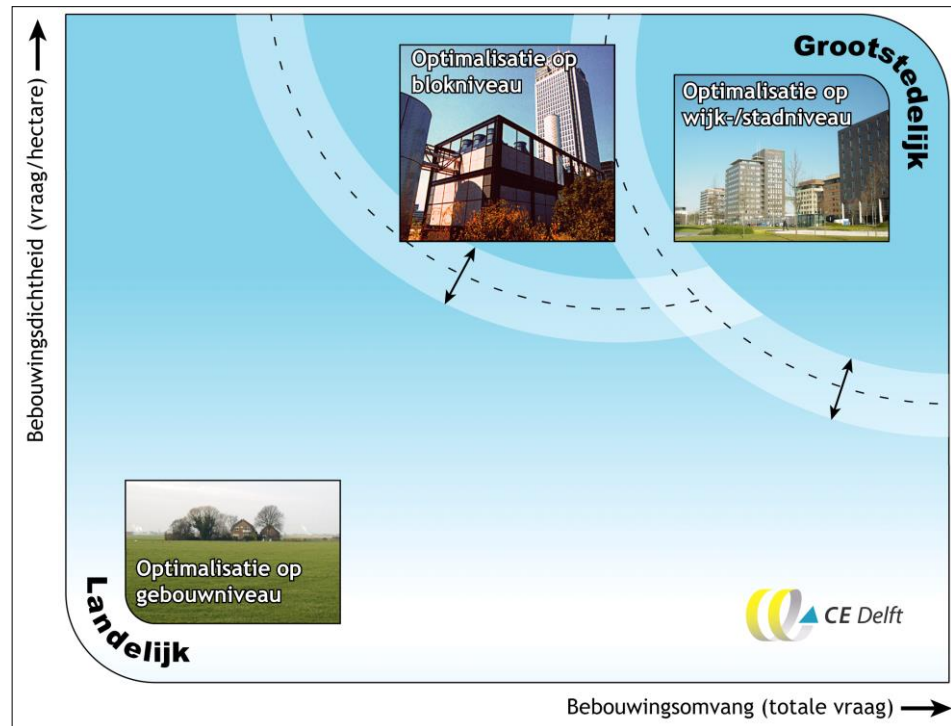
### Warmtelevering

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

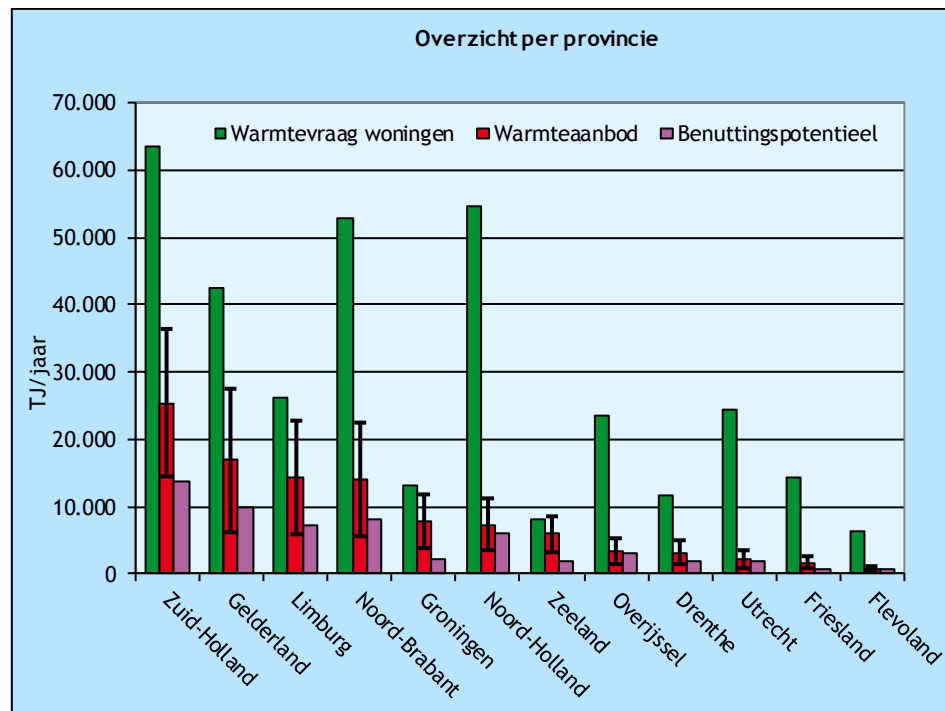


Indien de criteria uit het Afwegingskader Locaties worden toegepast op de warmtevraag van alle wijken in Nederland (gegevens CBS), dan blijkt dat ongeveer 220 PJ van de huidige warmtevraag hieraan voldoet en dus potentieel interessant is voor warmtelevering (CE Delft, 2011)<sup>8</sup>. Deze vraag bevindt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

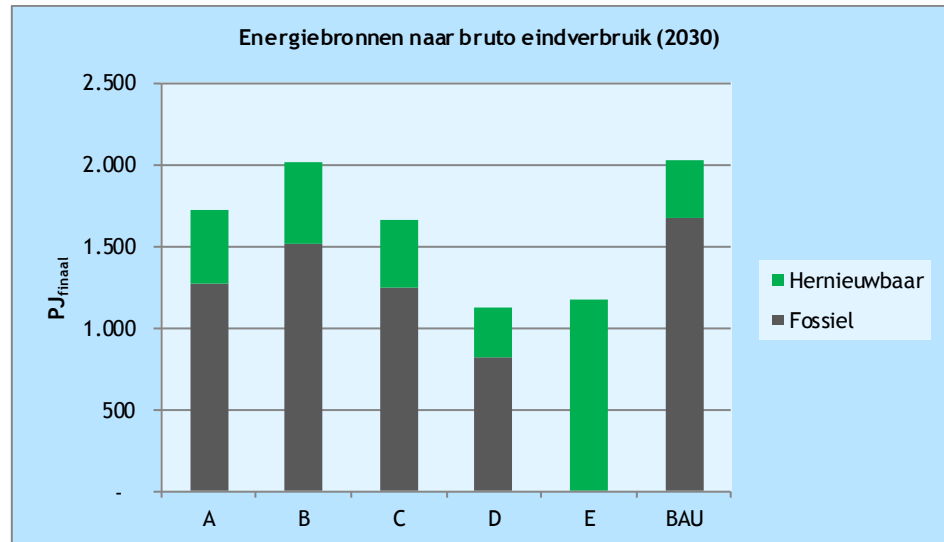
Scenario	Analyse
A	50 PJ groen gas uit Nederland, 68 PJ import. De productie en invoeding van groen gas kan regionaal tot problemen leiden. Aanvullende analyse van de gebieden is nodig om de omvang van de problemen in te kunnen schatten en de benodigde maatregelen te identificeren.
B	50 PJ groen gas 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

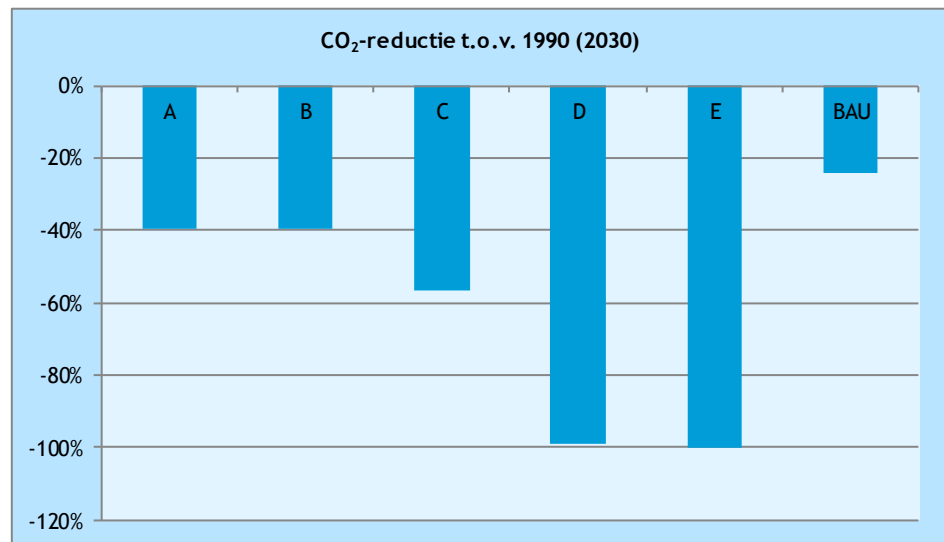
De duurzaamheid van de scenario's is een gegeven op basis van de aannames die op voorhand zijn gesteld en de scenario's voldoen hier dus per definitie aan. In de uitwerking van de eindbeelden is de invulling van de energievoorziening niet geoptimaliseerd, waardoor de beoogde percentages niet exact worden 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 gastransport systeem 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 ordegrrootte 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

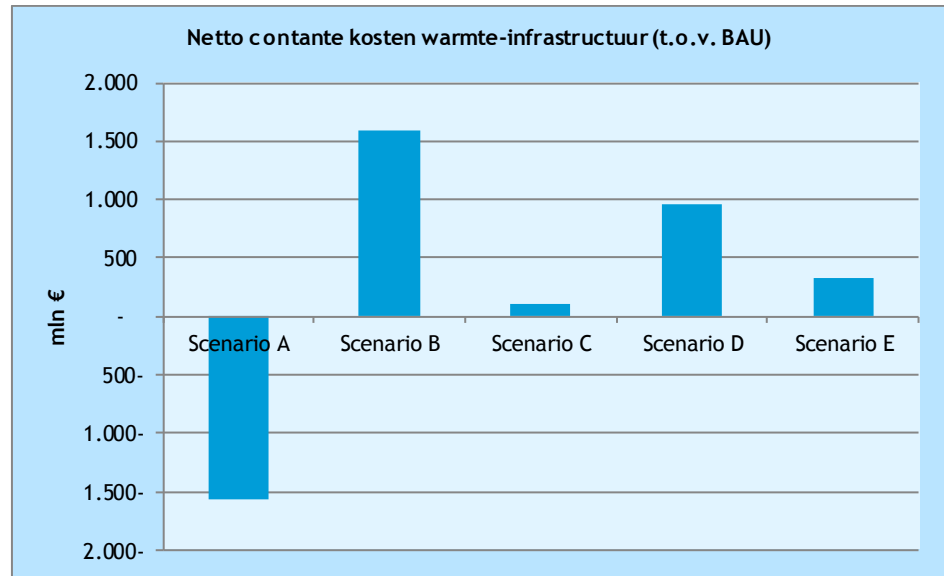
Figuur 27

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

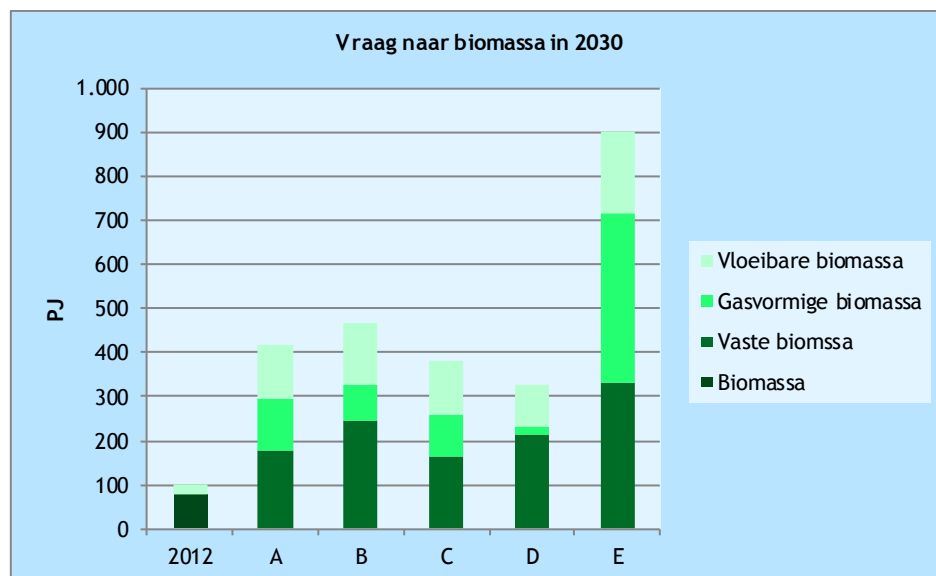
Het soort energiebronnen zal verschuiven van overwegend fossiel naar meer hernieuwbaar tot zelfs volledig hernieuwbaar (Scenario E). Een deel van deze hernieuwbare bronnen bestaat uit intermitterende bronnen waarvan de productie wordt bepaald door het windregime en de uren zonneshijn. Dat deel van de 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 tariefsystemen nodig zijn. In alle scenario's is er een fors percentage hernieuwbare, intermitterende bronnen die dergelijk flexibele installaties, ICT en tariefsystemen 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.

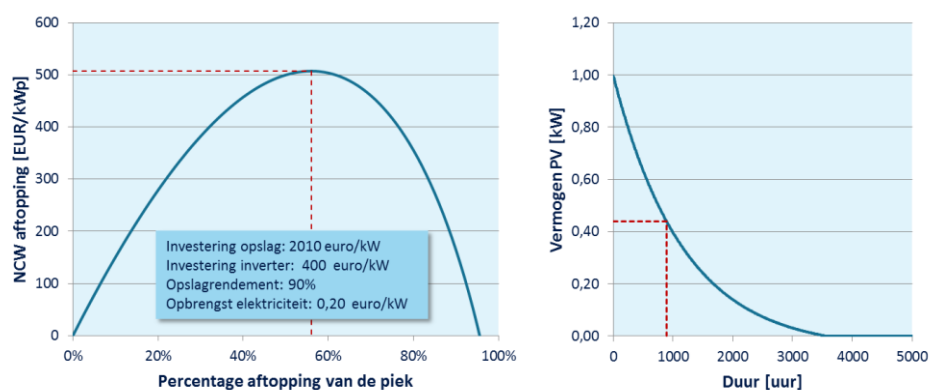
Voorals in duurzame scenario's met veel zon-PV-productie kunnen er situaties optreden met een landelijk overschot aan productie. Dit gaat gepaard met een zeer lage energieprijs en het voor de hand liggende alternatief, naast aftopping, is het opslaan van het overschot aan zonne-energie om dit op een

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.

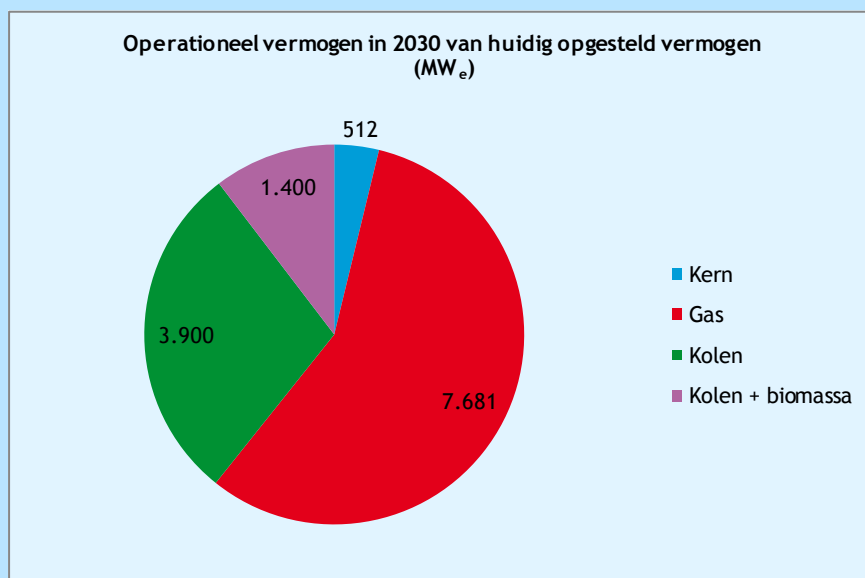
De snelheid van verandering zorgt voor extra hoge kosten doordat installaties omgebouwd of afgebroken moeten worden voordat de levensduur is beëindigd (vervroegde afschrijving installaties/centrales vooral Scenario E). In de Scenario's B, C en D moeten de centrales en HT-warmte-installaties worden omgebouwd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

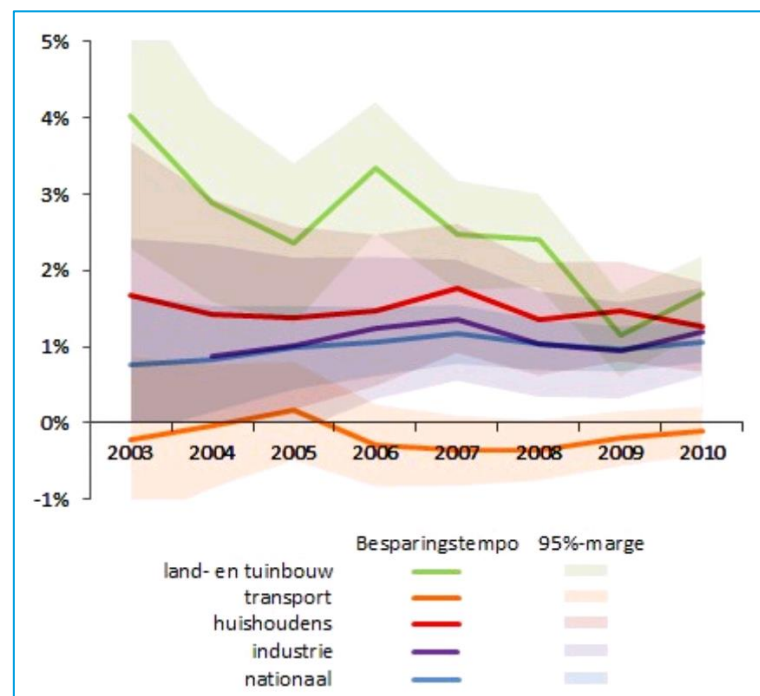


Tabel 22 Gemiddeld besparingspercentage per jaar voor bereiken eindbeeld in 2030

	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 kolenprijs 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

Voorale 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.

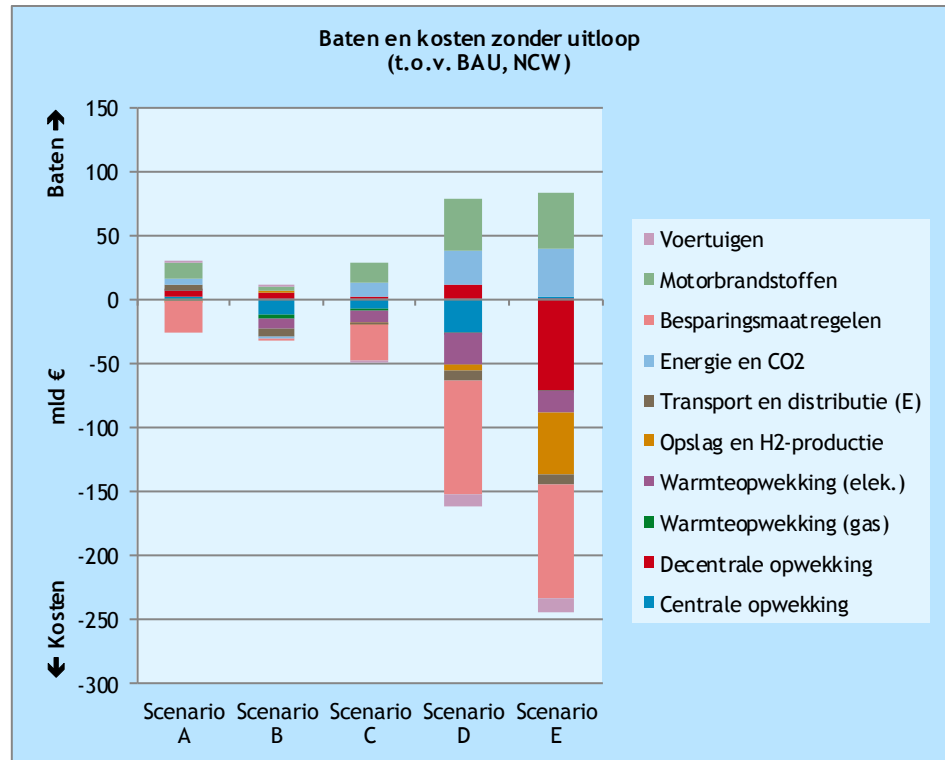
### 4.3 Kosten van scenario's

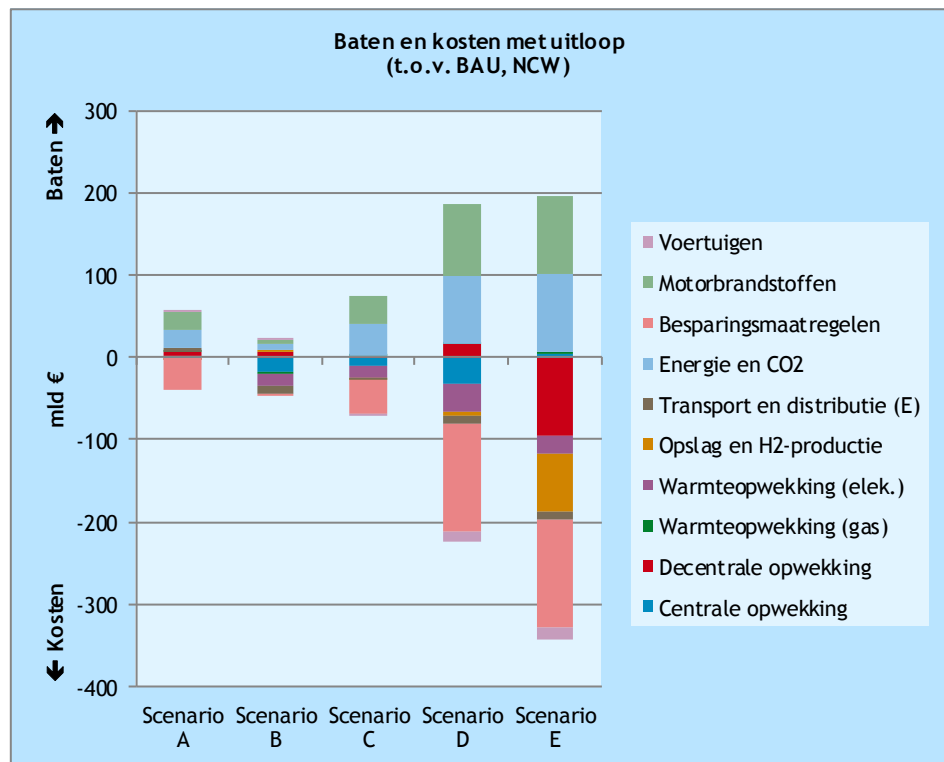
In de studie is een eerste berekening gemaakt van de kosten van de vijf scenario's voor de gehele energievoorziening. De scenario's hebben al doel de 'randen van het speelveld' af te tasten en zo geven de uitkomsten van de kostenberekeningen dan ook een indicatie van de omvang van de kosten en baten 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

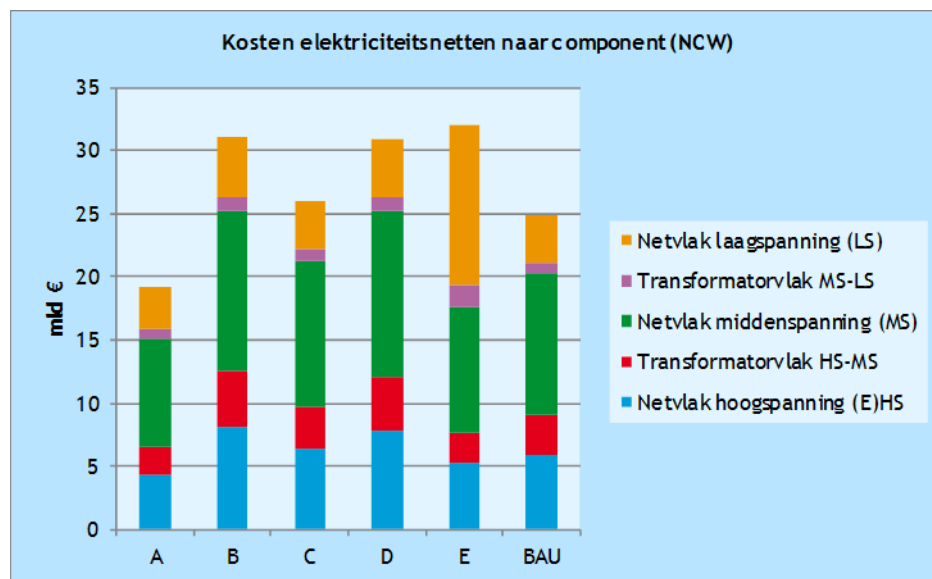
<sup>18</sup> De kosten voor de infrastructuur voor Wind op zee zijn niet expliciet gemaakt, deze zitten in de totale kosten van deze optie verwerkt. Een schatting is dat 15% van de kosten voor deze optie voor rekening zijn van de infrastructuur.



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.

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.

Ontwikkel ingrijpende regelgeving voor energiebesparing

#### 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.

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.

Ontwikkel regels en marktmechanismen om flexibele vraag en productie te accommoderen

#### 4.4.3 Opslag van elektriciteit

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.

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



#### 4.4.4 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 energieinfrastructuur 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.

