

Bijlage A Toelichting backcastingmethodiek

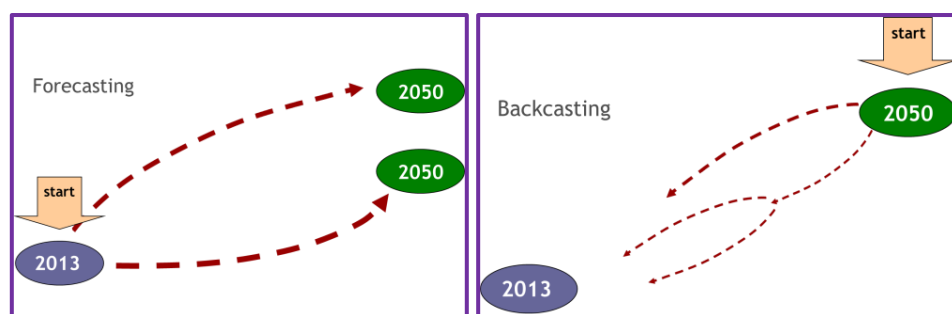
In deze bijlage wordt kort beschreven hoe de backcastingmethodiek werkt, en hoe deze is toegepast in de studie. Voor een uitgebreide beschrijving van de backcastingtechniek wordt verwezen naar (Quist, 2012).

A.1.1 Backcasting start bij het eindbeeld

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

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

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



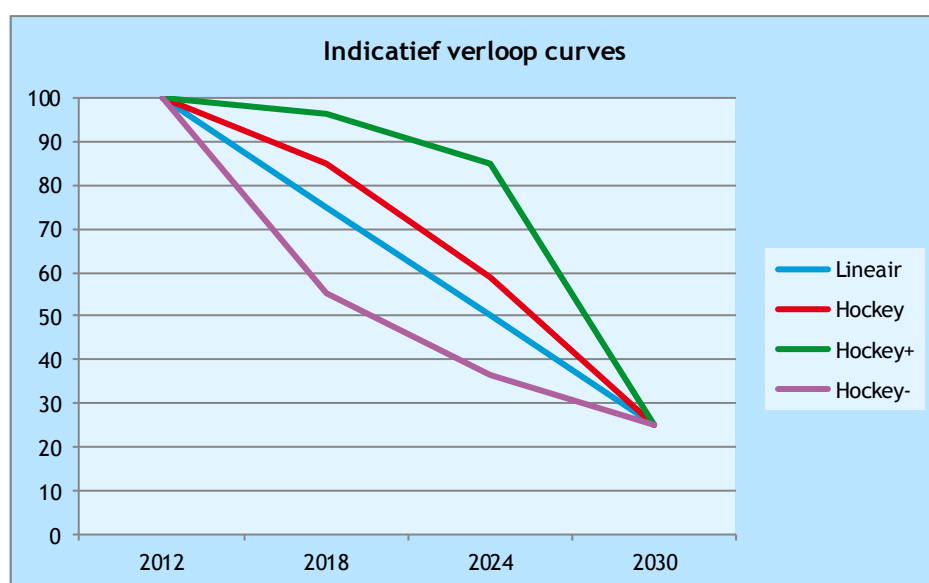
Voor een scherpe uitkomst is het bij backcasting essentieel dat het einddoel (de beoogde situatie in 2030) behoorlijk concreet wordt ingevuld. Hiervoor zijn in deze studie de vijf eindbeelden opgesteld. Het *business-as-usual*-scenario wordt gebruikt om te bepalen wat de meerkosten van de verschillende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

A.1.2 Uitvoering backcasting

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

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

Figuur 34 Indicatief verloop van backcastingcurves



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

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

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

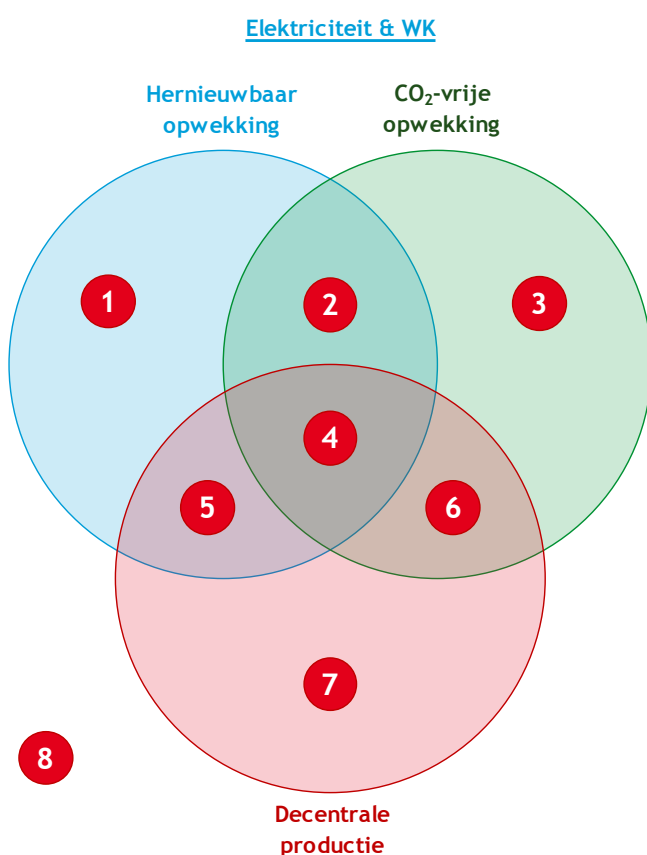
Deze methode is toegepast op alle aspecten, door aannames te doen over hun verwachte ontwikkelingstraject. Deze aannames zijn gebaseerd op de sectoroverzichten, zoals die zijn weergegeven in Bijlage J tot en met Bijlage M. Door deze aanpak verdwijnen veel details en nuances, maar wordt het wel mogelijk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

Bijlage B Technieken

B.1 Inleiding

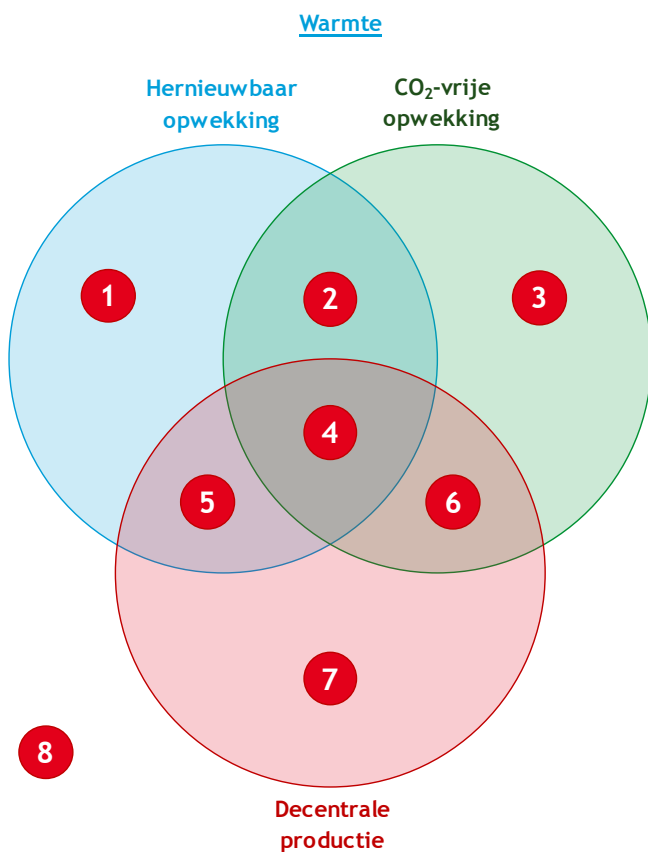
Voor het verhelderen van het inzicht in de eindbeelden en de verschillen die tussen de vijf, wordt in het onderstaande venndiagrammen weergegeven welke technieken in de detailuitwerking voor welke dimensie van toepassing zijn. Uit het diagram wordt duidelijk wat de bouwstenen van de eindbeelden zijn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

B.2 Elektriciteit en warmte/kracht



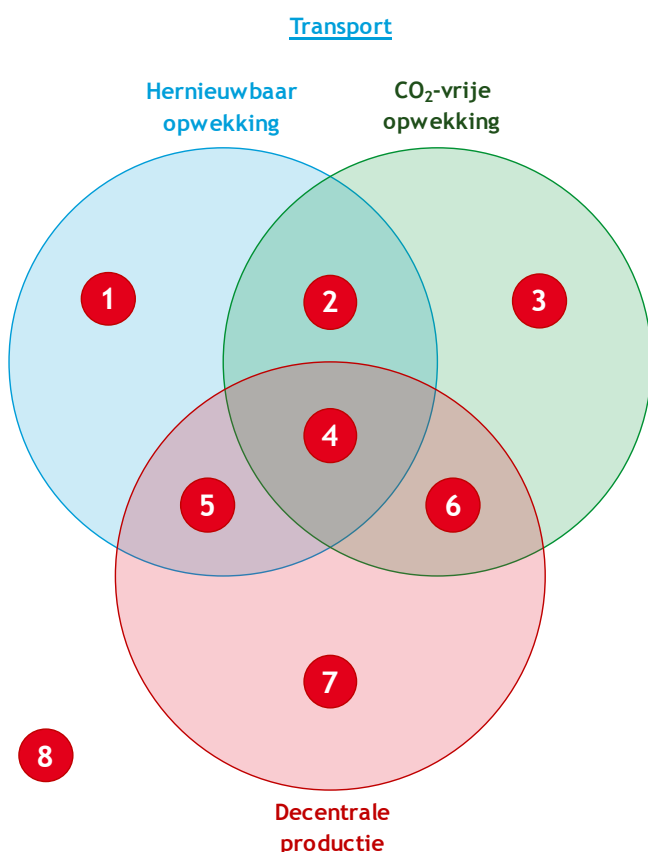
	Technologieën
1	• Komt niet voor. Alle hernieuwbare opwekking is per definitie op CO ₂ -vrije opwekking.
2	• Windturbines op zee • Biomassacentrales • Waterkracht
3	• Kolencentrales met CCS (alleen centraal) • Gascentrales met CCS (alleen centraal) • Kerncentrales
4	• Windturbines op land • Zon-PV •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

B.3 Warmte



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

B.4 Transport



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

B.5 Energieopslag

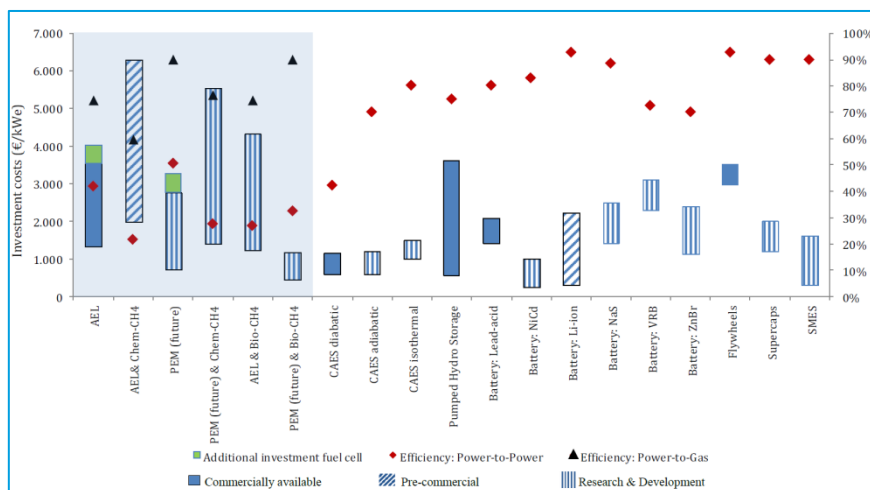
In voorgaande paragrafen is al aangeduid welke soorten opslag voorzien worden. Opslag in het profielmodel wordt gebruikt om pieken in de netbelasting en in het verbruik op te vangen. Ook wordt een deel ingezet voor het handhaven van de spanningskwaliteit. Bij het opvangen van piekbelasting wordt onderscheid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

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

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

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

Figuur 35 Overzicht van opslagtechnologieën



Bron: (DNV KEMA, 2013).

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

Tabel 26 Gemiddeld besparingspercentage per jaar voor bereiken eindbeeld in 2030

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



Bijlage C Conversiemodel

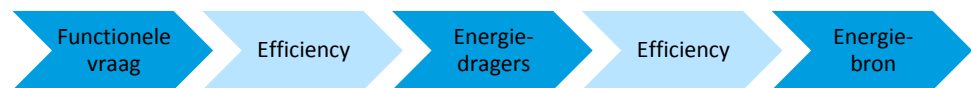
C.1 Opzet model

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

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

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

Figuur 36 Opbouw Conversiemodel



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

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

C.1.1 Bepaling dimensies

De eindbeelden zijn opgesteld volgens vooropgesteld criteria op het vlak van hernieuwbare energie, CO₂-reductie en het aandeel decentrale productie. Om te bepalen of deze criteria worden behaald, worden de volgende methodieken gehanteerd.

Hernieuwbare energie

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

CO₂-reductie

De reductie van CO₂ wordt bepaald door de totale emissie van het gebruik van aardgas, kolen en aardolie voor kracht, warmte en vervoer te vergelijken met de emissie in 1990: 168 Mton.

Aandeel decentraal potentieel

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

Alle productietechnieken die zijn aangesloten op het laag- en midden-spanningsnet zijn decentrale technieken (conform onderverdeling die het CBS hanteert). In deze studie zijn dit : zon-PV, wind op land²², WKK en micro-WKK.

C.2 Elektriciteit in 2030

C.2.1 Functionele vraag

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

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

C.2.2 Efficiency achter de meter

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

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

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



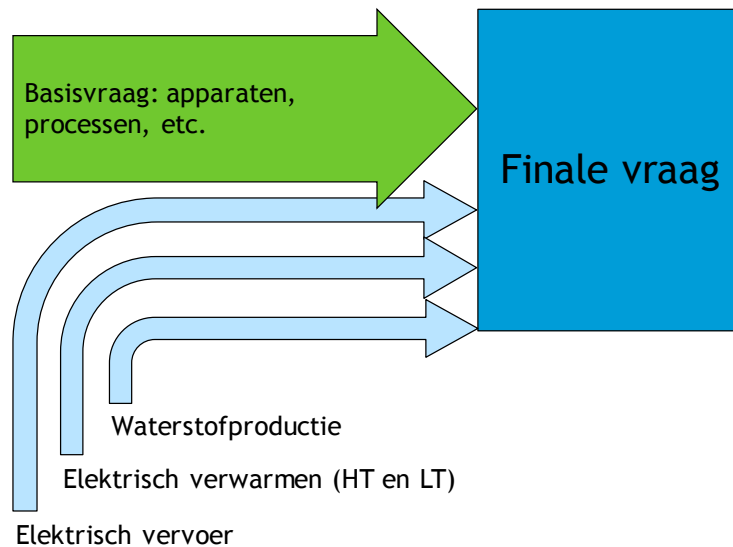
Tabel 27 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Elektriciteit

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

C.2.3 Finale vraag

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

Figuur 37 Opbouw finale elektriciteitsvraag



Tabel 28 Opbouw basisvraag elektriciteit (in PJ)

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

Tabel 29 Opbouw finale elektriciteitsvraag (in PJ)

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

C.2.4 Decentrale productie

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

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

WKK

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

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

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

Tabel 30 Decentraal potentieel - WKK (in PJ_e)

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

Micro-WKK

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

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

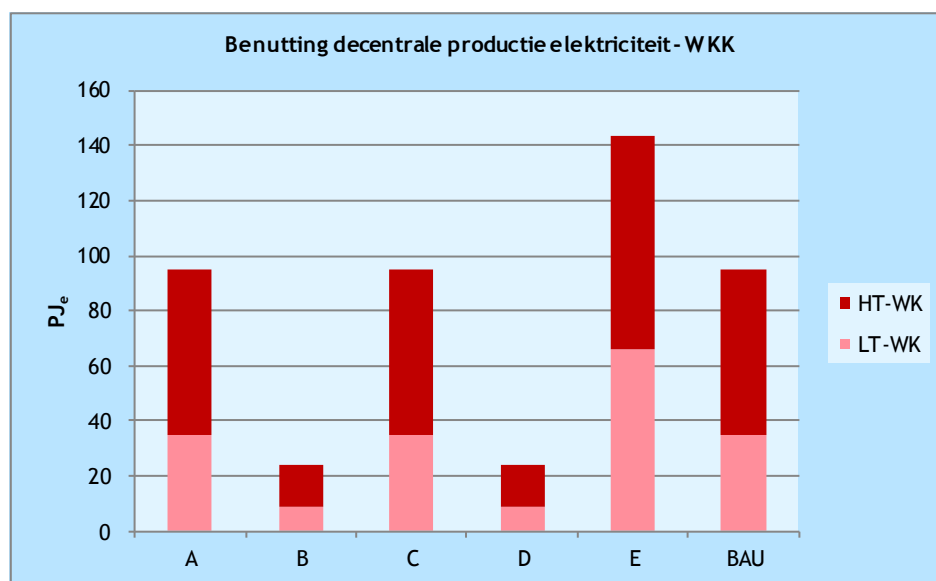


aardgas-WKK en 100% bio-WKK. De samenstelling van het mixgas per eindbeeld is weergegeven in Bijlage C.5.

Tabel 31 Decentraal potentieel - mWKK

	Laag	Midden	Hoog
Gemiddelde productie (kWh)	2.500	3.750	5.000
Aantal eenheden	500.000	1.000.000	1.500.000
Potentieel (PJ _e)	5	14	27

Figuur 38 Overzicht decentrale productie - WKK



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

Zon-PV

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

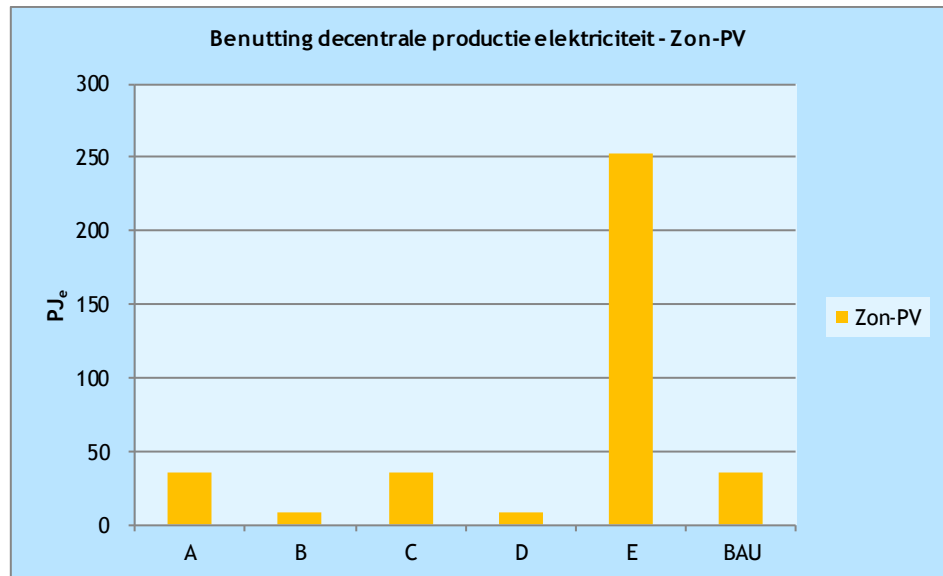
Tabel 32 Decentraal potentieel - zon-PV

	Laag	Midden	Hoog
Productie (TWh)	10	50	70
Productie (PJ _e)	36	180	252

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

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

Figuur 39 Overzicht decentrale productie - Zon-PV



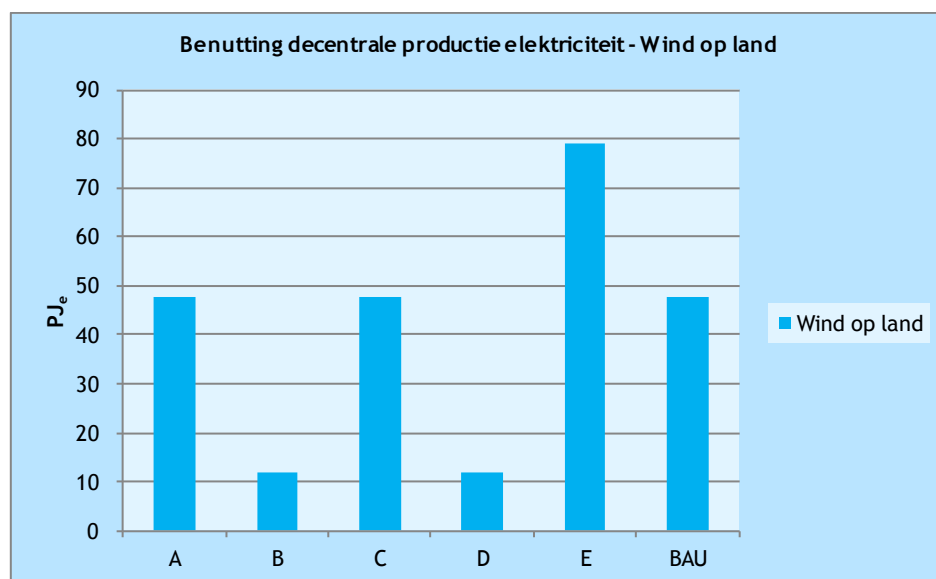
Wind op land

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

Tabel 33 Decentraal potentieel - Wind op land

	Laag	Midden	Hoog
Opgesteld vermogen (MW _e)	6.000	8.000	10.000
Productie (PJ _e)	48	63	79

Figuur 40 Overzicht decentrale productie - Wind op land



Decentrale opslag

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

Tabel 34 Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag

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

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

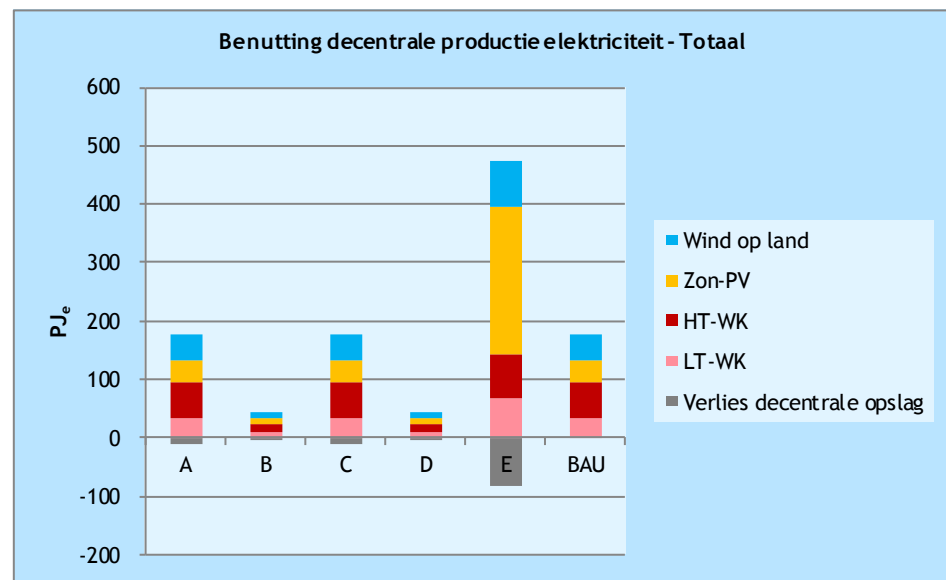
Totaal decentraal potentieel

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

Tabel 35 Decentrale potentiëlen per eindbeeld (in 2030)

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

Figuur 41 Overzicht decentrale productie



C.2.5 Centrale productie

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

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

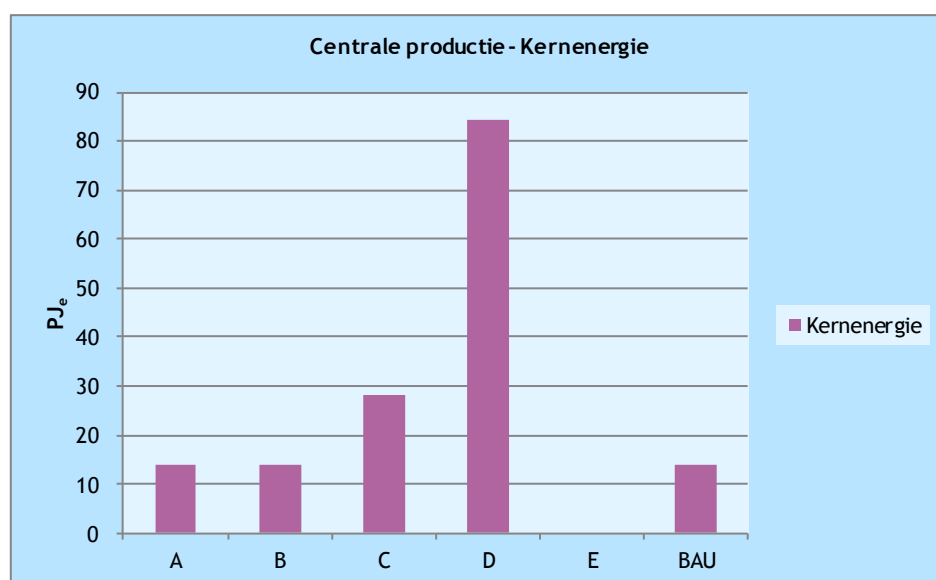
Per eindbeeld is op basis van expert schattingen een productiemix uit deze opties opgesteld, waarmee voldaan kan worden aan de criteria van het eindbeeld. Een belangrijke drijfveer hierbij is de CO₂-reductie die behaald moet worden: veel CO₂-reductie betekent veel inzet van CO₂-arme/vrije technieken als CCS en kernenergie. Het aandeel hernieuwbaar is in de meeste eindbeelden *bepert* tot 25% en wordt behaald door inzet van wind op zee en biomassa.

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

Kerncentrale

Op dit moment wordt jaarlijks ongeveer 14 PJ aan elektriciteit geproduceerd door de kerncentrale in Borssele. Aangenomen wordt dat in Eindbeelden A, B en BAU de kerncentrale een gelijke omvang/productie heeft. In Eindbeelden C en D is de CO₂-reductiedoelstelling hoger (55 en 100%) en wordt een grotere bijdrage van kernenergie verwacht: respectievelijk 500 en 2.500 MW_e extra opgesteld vermogen. In Eindbeeld E vindt geen productie met kernenergie plaats.

Figuur 42 Overzicht centrale productie - Kernenergie



Aardgas

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

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

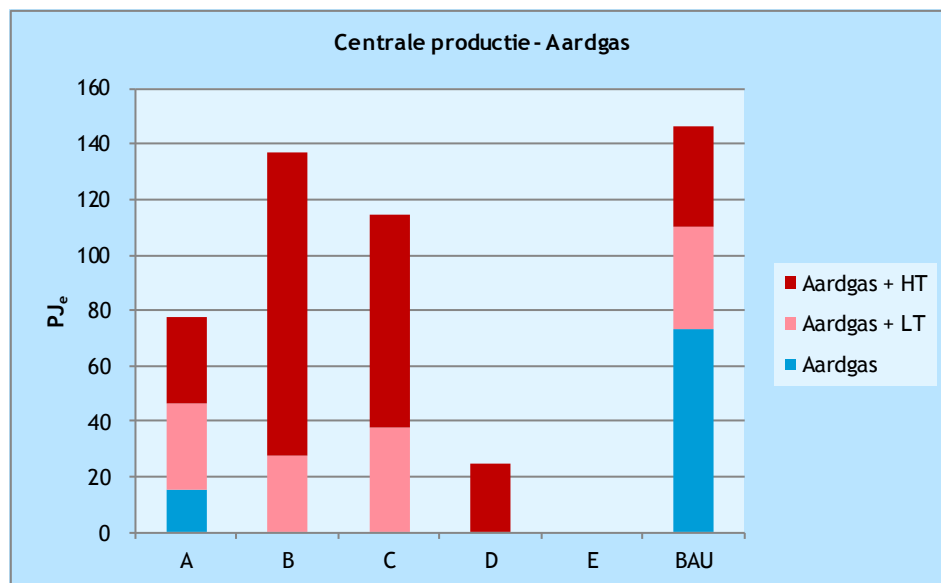
In het conversiemodel wordt met een generieke gascentrale gewerkt, zonder specifiek onderscheid te maken in het type (STEG, gasturbine, et cetera). Op basis van expert schattingen, rekening houdend met de criteria voor CO₂-reductie en hernieuwbare energie is voor ieder eindbeeld een verdeling van de productie uit gaseenheden gemaakt. De optie van gas met CCS wordt beperkt toegepast, met name in eindbeeld D (100% CO₂-reductie).

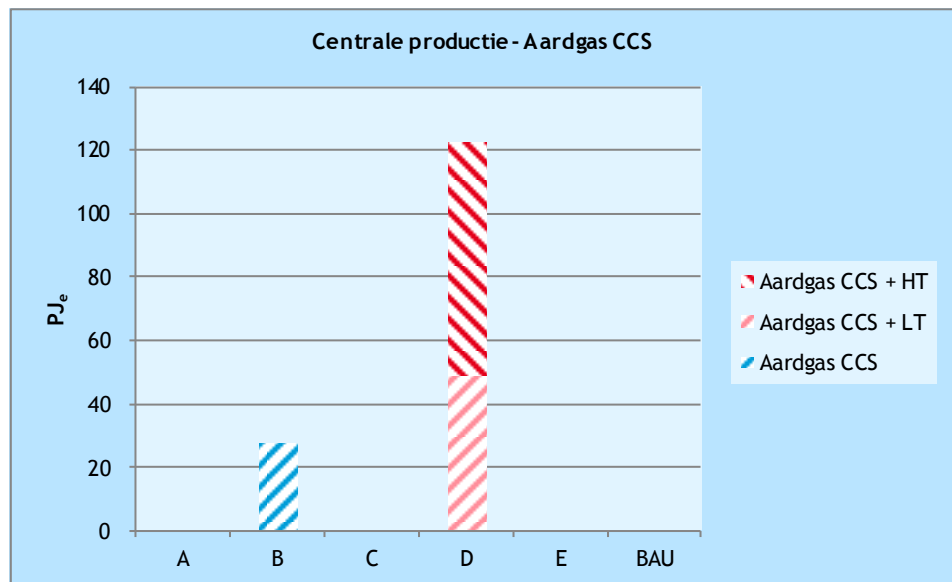
Beperkingen van CCS

Het toepassen van het afvangen en opslaan van CO₂ (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 CO₂ heeft ook nog meerdere jaren te gaan. Daarnaast wordt in Nederland al meerdere jaren nagedacht over de opslag van de CO₂ 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 CO₂. In 2012 bedroeg de totale emissie van CO₂, gerelateerd aan de elektriciteitsproductie, 45 Mton (Emissieregistratie, 2014). Indien de volledige emissie wordt afgevangen en opgeslagen, dan is er dus voldoende capaciteit onder de Noordzee voor 20 jaar opslag. Wanneer ook de emissies van bijvoorbeeld de warmteproductie worden meegenomen, dan neemt het aantal jaren sterk af.

Figuur 43 Overzicht centrale productie - Aardgas





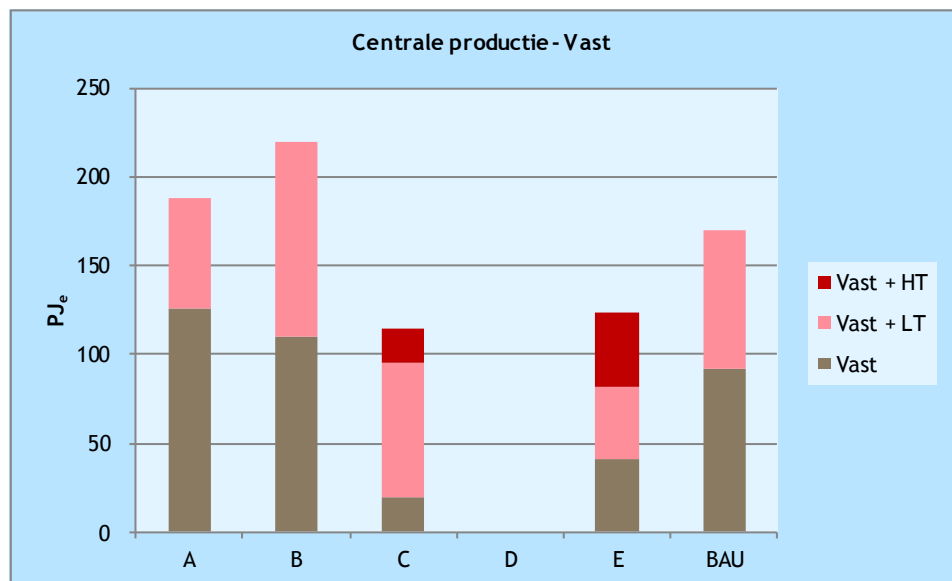
Kolen en bijstook

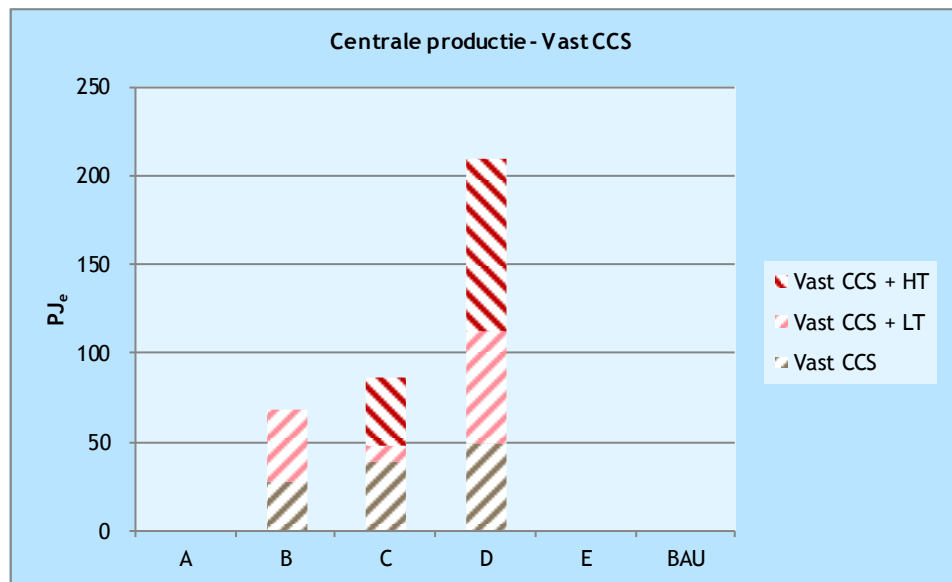
In het conversiemodel is een generieke centrale opgenomen die gebruik maakt van vaste brandstoffen. Deze vaste brandstoffen zijn kolen en biomassa en kunnen in iedere verhouding staan tussen de 0-100%. Op deze wijze kan zowel rekening worden gehouden met bijstookpercentages die zijn afgesproken in Nederland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

Daarnaast zijn er, net als bij aardgas, zes varianten met en zonder toepassing van warmtelevering en CCS. Door toepassing van (bijstook van) biomassa te combineren met CCS, wordt additioneel CO₂ gereduceerd. Het aandeel biomassa per eindbeeld wordt weergegeven in Bijlage C.5.

Op basis van expert schattingen, rekening houdend met de criteria voor CO₂-reductie en hernieuwbare energie is voor ieder eindbeeld een verdeling van de productie uit eenheden op vaste brandstoffen gemaakt.

Figuur 44 Overzicht centrale productie - Kolen en bijstook

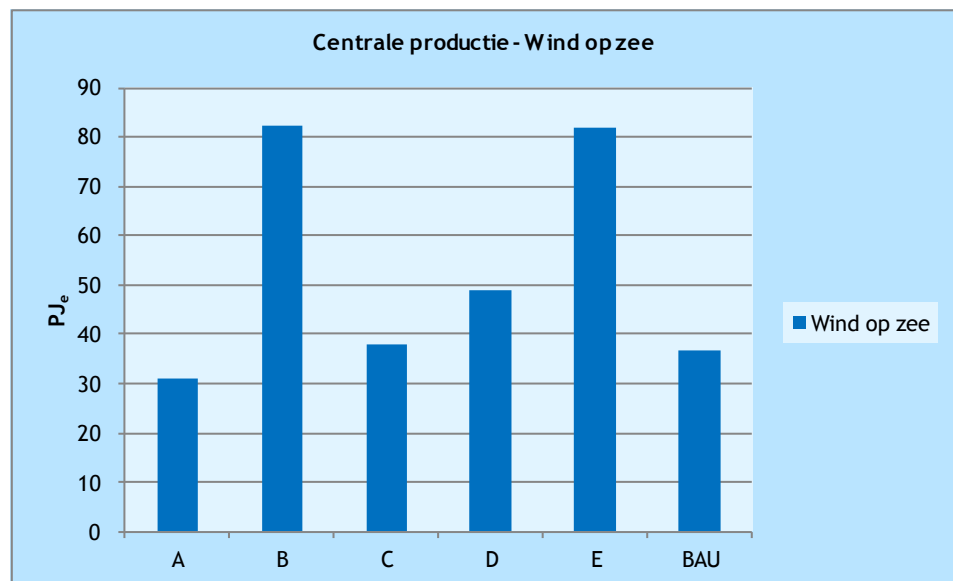




Wind op zee

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

Figuur 45 Overzicht centrale productie - Wind op zee



Centrale opslag

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

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

De Tabel 36 geeft de aangenomen verliespercentages weer.

Tabel 36 Centrale productie - Verlies centrale opslag

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

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

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

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

Import en export

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

Totaal centrale productie

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

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

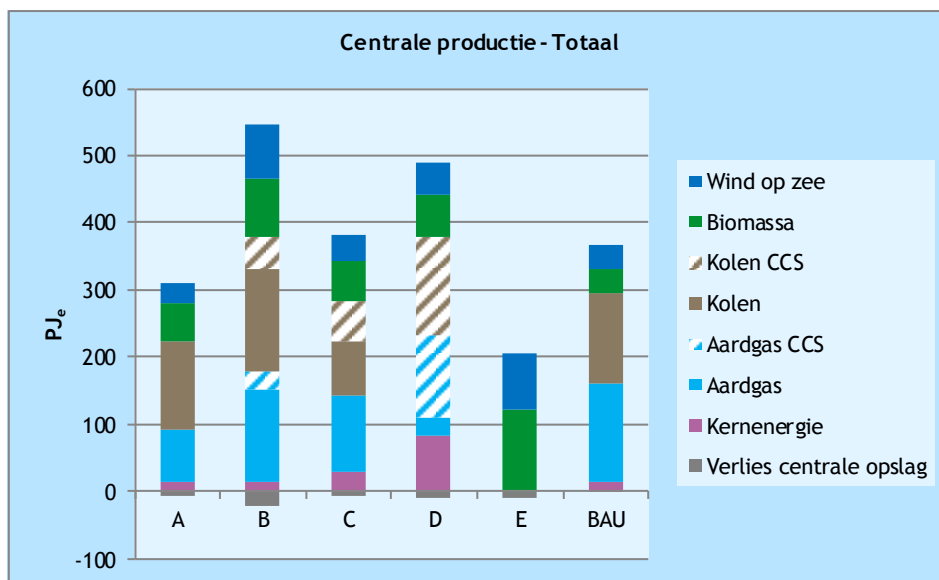
	A	B	C	D	E	BAU
Kernenergie	14	14	28	84	0	14
Aardgas	15	0	0	0	0	73
Aardgas + LT	31	27	38	0	0	37
Aardgas + HT	31	109	76	24	0	37
Aardgas CCS	0	27	0	0	0	0
Aardgas CCS + LT	0	0	0	49	0	0
Aardgas CCS + HT	0	0	0	73	0	0
Vast	125	109	19	0	40	91
Vast + LT	62	109	76	0	40	77
Vast + HT	0	0	19	0	40	0
Vast CCS	0	27	38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



Tabel 38 Productiemix centrale productie per eindbeeld (in 2030)

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

Figuur 46 Opbouw centrale productie per eindbeeld (in 2030)



C.2.6 Productieconversie

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

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

Tabel 39 Conversierendementen productietechnieken

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

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

C.2.7 Primaire vraag

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

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

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



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

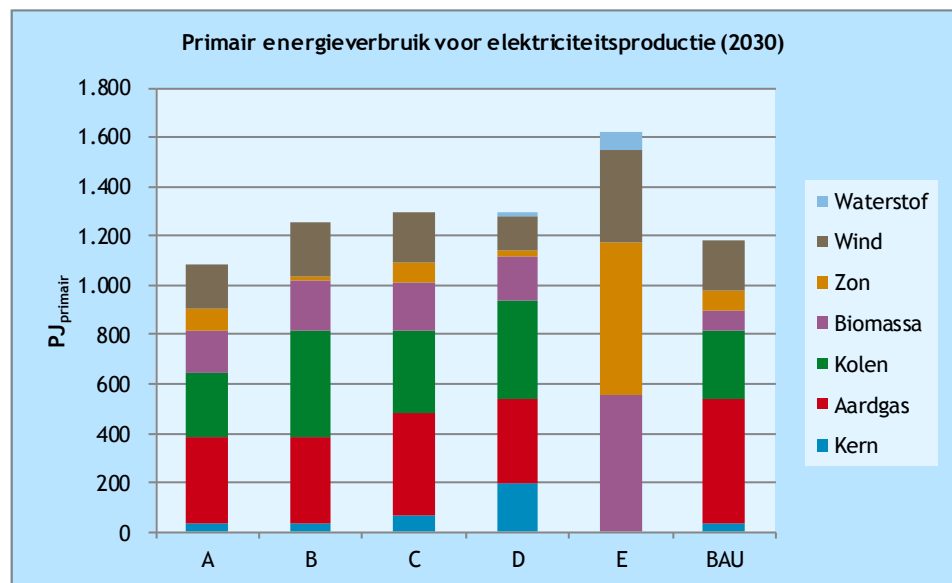
Tabel 41 Primaire brandstoffen voor elektriciteitsproductie in PJ (in 2030)

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

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

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

Figuur 47 Primair energieverbruik voor elektriciteitsproductie



C.3 Motorbrandstoffen in 2030

C.3.1 Functionele vraag

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



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

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

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

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

Tabel 42 Vraag naar motorbrandstoffen

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

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

In de studie van ECN zijn de volgende modaliteiten meegenomen²³:

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

C.3.2 Efficiency achter de meter

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

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



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

Tabel 43 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Motorbrandstoffen

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

C.3.3 Finale vraag

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

Tabel 44 Opbouw finale vervoersvraag (in PJ)

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

C.3.4 Vervoersmix

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

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

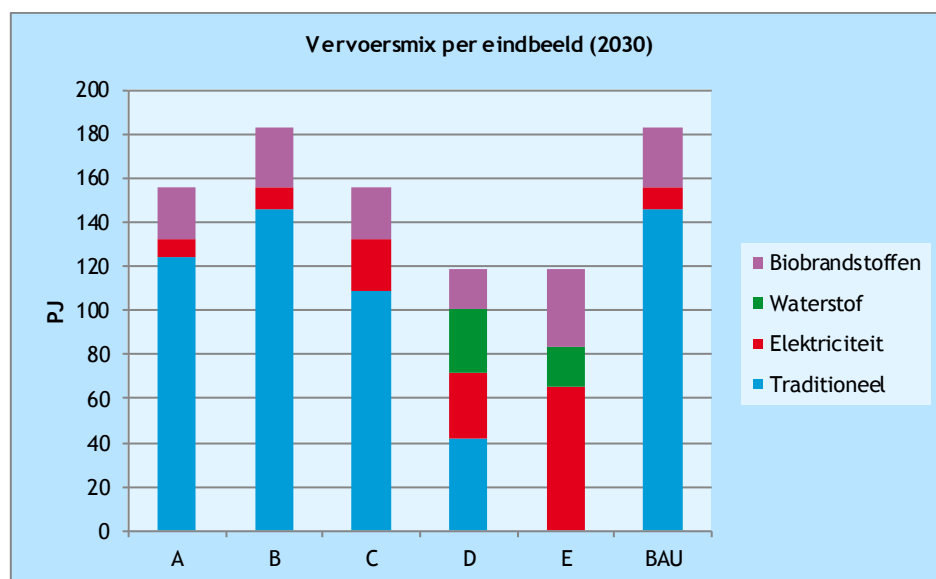
Vervoersexperts van CE Delft hebben een schatting gemaakt van de verdeling van deze typen over de verschillende eindbeelden. Hierbij is rekening gehouden met de verschillende criteria van de eindbeelden en verwachte mogelijkheden op het gebied van beschikbaarheid van technieken. De volgende tabel en grafiek geven hiervan een overzicht. Met name de omvang van de CO₂-reductie en het aandeel hernieuwbaar bepalen in vergaande mate de mix.

Tabel 45 Verdeling vervoersmix per eindbeeld

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



Figuur 48 Opbouw vervoersmix per eindbeeld



C.3.5 Productieconversie

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

Tabel 46 Conversierendementen motorbrandstoffen

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

C.3.6 Primaire vraag

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

Tabel 47 Bruto eindverbruik en primaire vraag van motorbrandstoffen

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

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

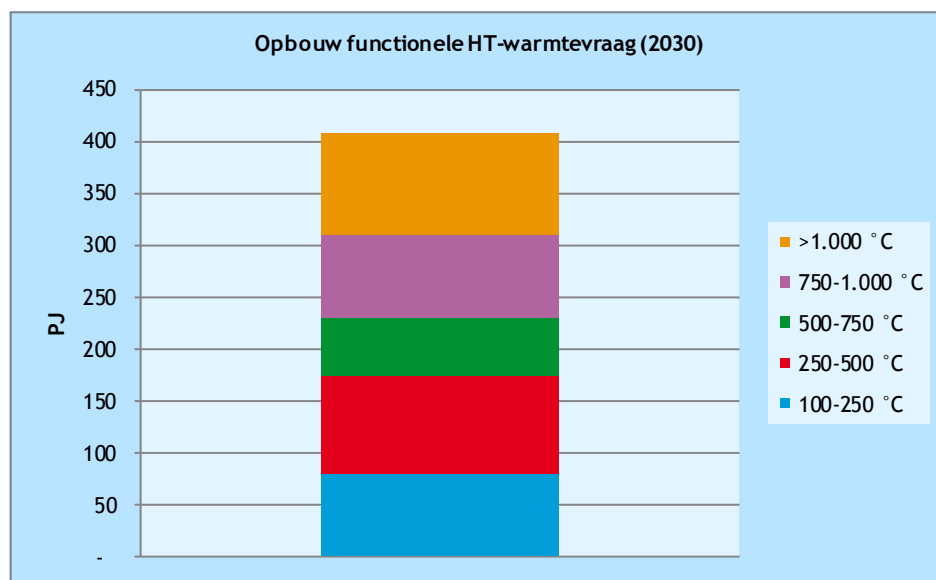
C.4 Hoogwaardige warmte

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

C.4.1 Functionele vraag

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

Figuur 49 Functionele HT-warmtevraag



Bron: (CE Delft, 2014).

C.4.2 Efficiency achter de meter

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

Tabel 48 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Hoogwaardige warmte

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

C.4.3 Finale vraag

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

Tabel 49 Opbouw finale HT-warmtevraag (in PJ)

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

Structuurverandering industrie in Eindbeeld E

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

C.4.4 Productiemix

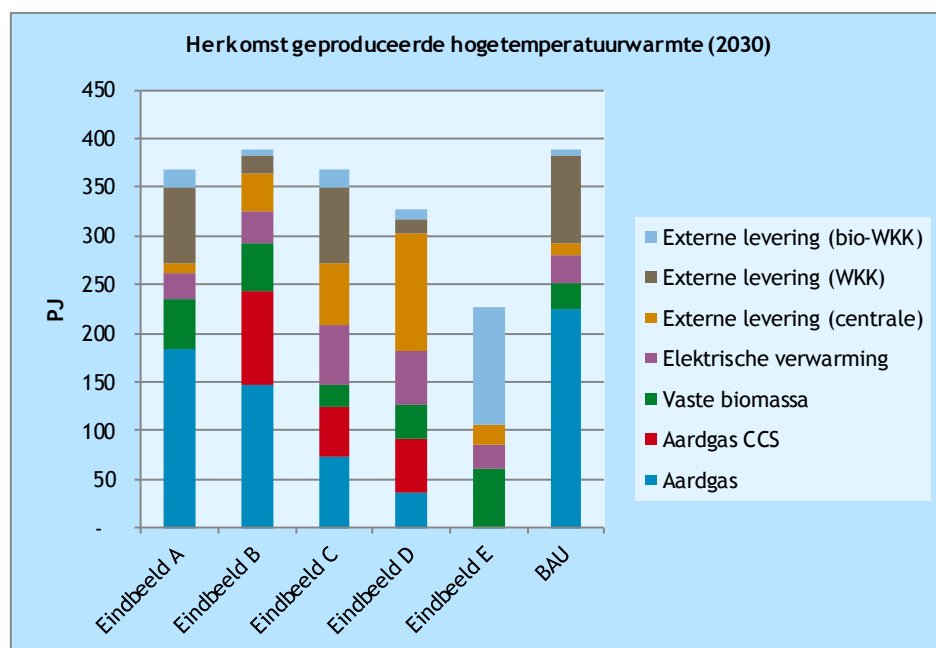
In de modelberekening is een viertal productiemogelijkheden onderscheiden voor HT-warmte. Dit zijn de opties naast HT-warmte uit centrale kolen- en gaseenheden en decentrale WKK's:

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

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



Figuur 50 Productiemix HT-warmte



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

Tabel 50 Productiemix HT-warmte

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

C.4.5 Productieconversie

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

Tabel 51 Rendementen HT-warmte

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

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

C.4.6 Primaire vraag

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

Tabel 52 Primaire vraag van HT-brandstoffen

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

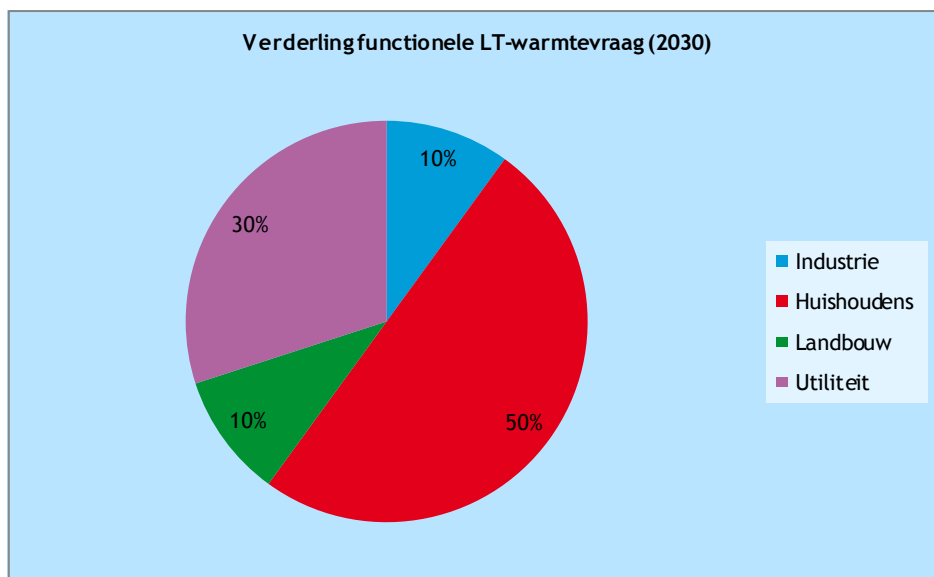
C.5 Laagwaardige warmte

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

C.5.1 Functionele vraag

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

Figuur 51 Verdeling LT-warmtevraag over sectoren



C.5.2 Efficiency achter de meter

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

Tabel 53 Overzicht niveaus Efficiency achter de meter - Laagwaardige warmte

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

C.5.3 Finale vraag

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

Tabel 54 Opbouw finale LT-warmtevraag (in PJ)

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

C.5.4 Productiemix

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

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

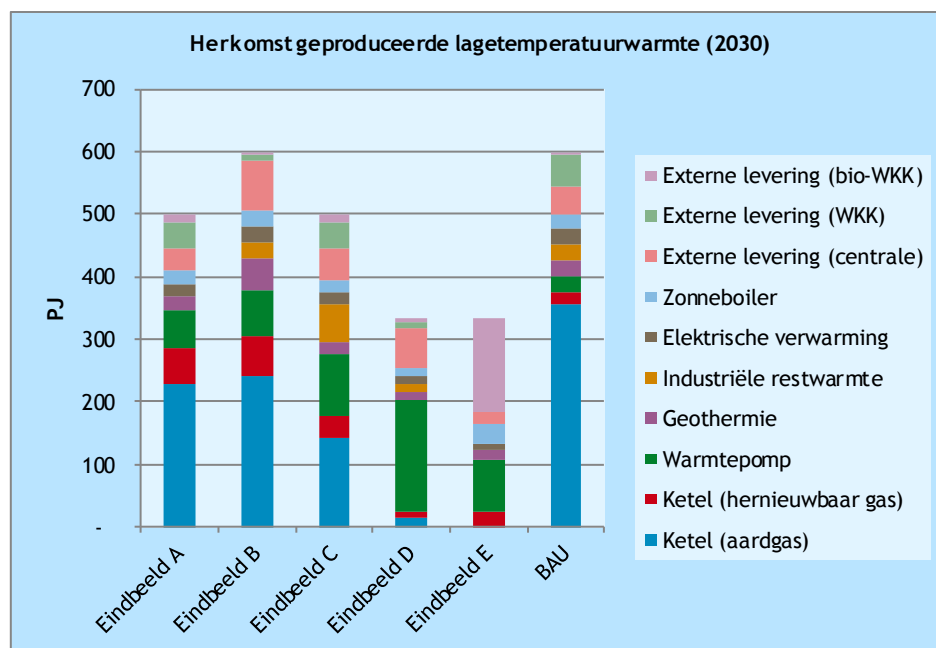
Hoewel in de praktijk het aantal technieken vele malen groter is, is voor deze studie een keuze gemaakt uit de grotere technieken, waarvan de komende vijftien jaar een significante bijdrage verwacht mag worden in het leveren van de LT-warmte. Ook binnen de opties die nu worden meegenomen zit veel



variatie, voor de modelberekening is echter telkens uitgegaan van één representatieve eenheid met haar respectievelijke eigenschappen²⁴. Daarnaast wordt warmte geproduceerd uit de eerder genoemde centrale en decentrale elektriciteitsproductie.

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

Figuur 52 Productiemix LT-warmte



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

Tabel 55 Productiemix LT-warmte

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

C.5.5 Productieconversie

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

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



Tabel 56 Conversierendementen LT-warmte

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

In toelichting op de bovengenoemde rendementen:

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

C.5.6 Primaire vraag

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

Tabel 57 Primaire energievraag voor LT-warmte

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

C.6 Brandstofmix

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



Vaste brandstof

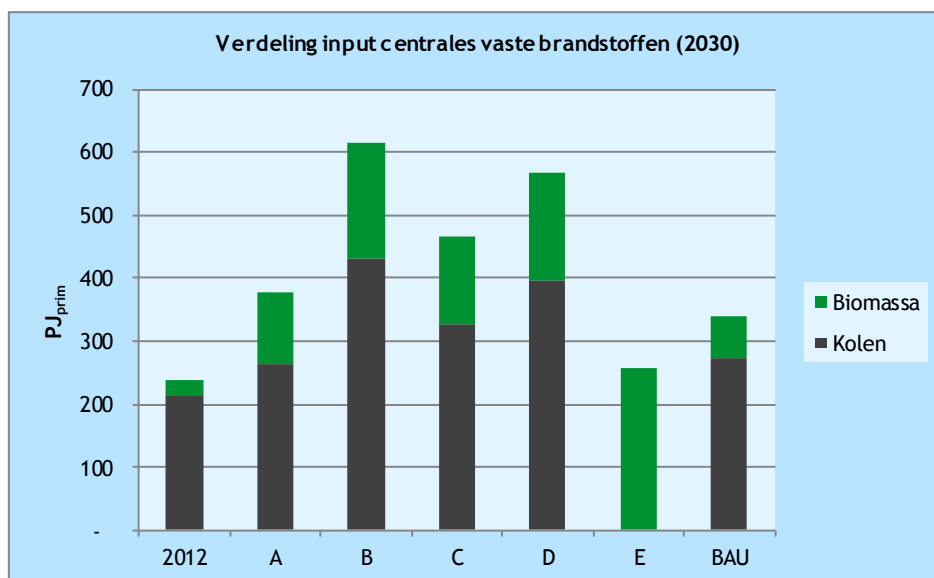
De centrale eenheden op vaste brandstof zijn de kolencentrales. In de kolencentrales kan biomassa worden meegestookt. In het model is rekening de mogelijkheid opgenomen dat dit meestookpercentage kan variëren tussen de 0 en 100% (volledig kolen en stand alone biomassacentrale). Op deze wijze kan voor het centrale productiepark, op een generieke wijze, een gemiddelde meestookpercentage worden doorgerekend. Dit heeft effect op het aandeel hernieuwbaar en de uiteindelijke CO₂-reductie.

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

Tabel 58 Verdeling input centrales op vaste brandstoffen

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

Figuur 53 Absolute hoeveelheden inzet vaste brandstoffen



Gasvormige brandstof

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

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

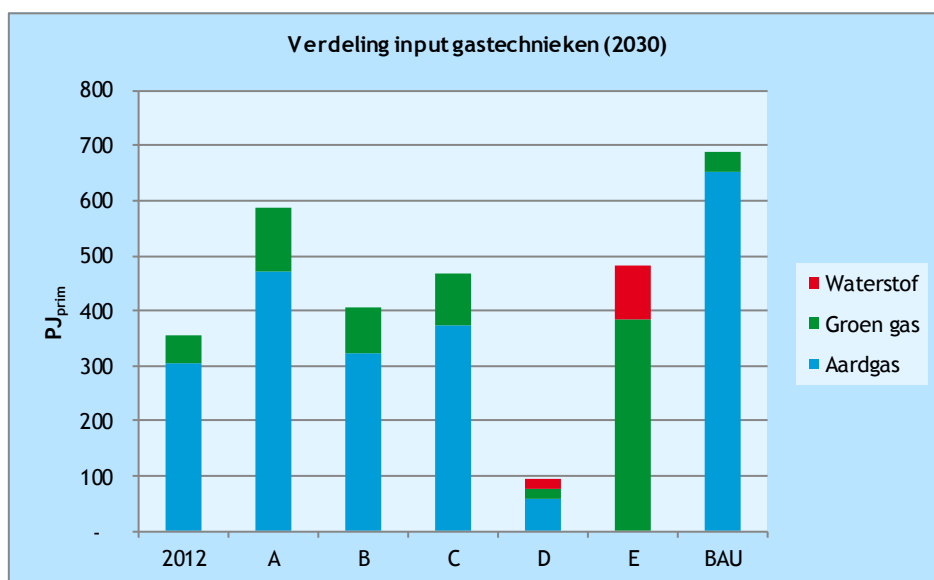
- WKK + HT;
- WKK + LT;
- mWKK + LT;
- CV-ketel²⁵.

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

Tabel 59 Verdeling input decentrale technieken op gasvormige brandstoffen

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

Figuur 54 Absolute hoeveelheden inzet gasvormige brandstoffen



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



Bijlage D Eindbeelden & scenario's

D.1 Eindbeeld en Scenario A

D.1.1 Eindbeeld A

Eindbeeld A kenmerkt zich door een CO₂-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 100% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde efficiency achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 60.

Tabel 60 Uitgangspunten Eindbeeld A

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

Elektriciteit

Vraag

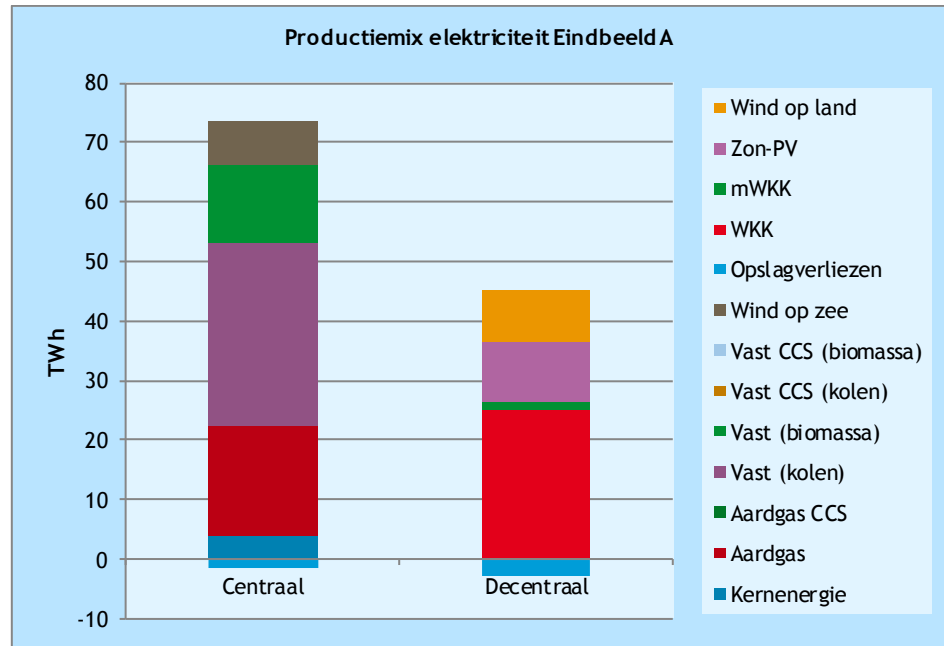
De vraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag uit de verschillende sectoren met een besparing van 25% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel van elektriciteit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

Aanbod

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



Figuur 55 Productiemix elektriciteit Eindbeeld A

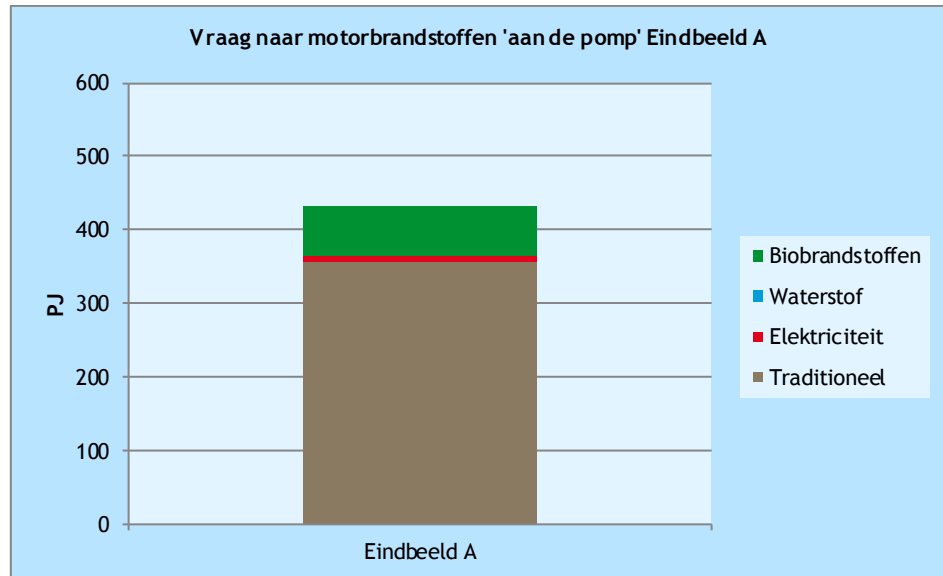


In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die vaste brandstof gebruiken. Deze brandstof heeft een gemiddelde mix van 30% biomassa en 70% kolen. Het gas in de centrale eenheden bestaat volledig uit aardgas, het gas in de decentrale eenheden bestaat voor 20% uit groen gas.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

Motorbrandstoffen

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

Figuur 56 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld A



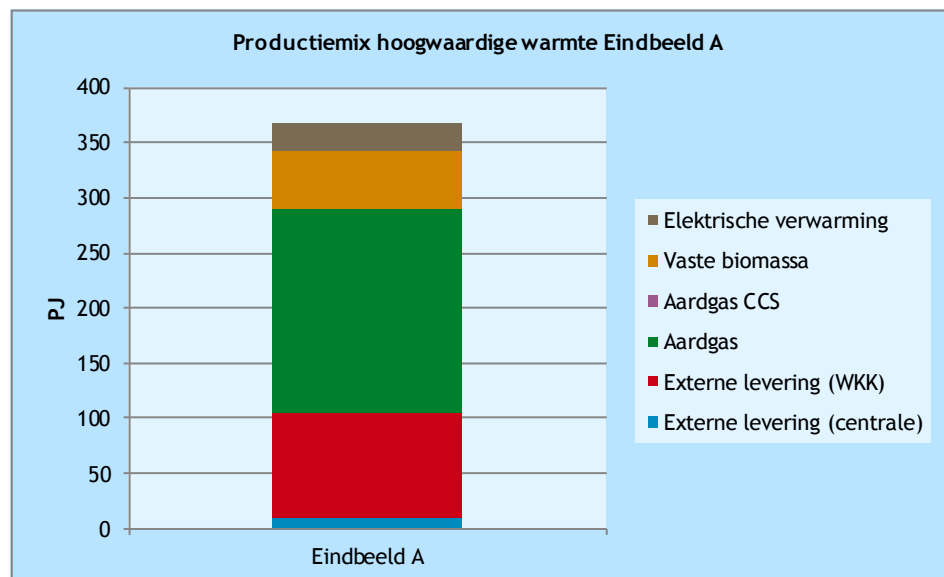
Hoogwaardige warmte

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

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

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

Figuur 57 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld A



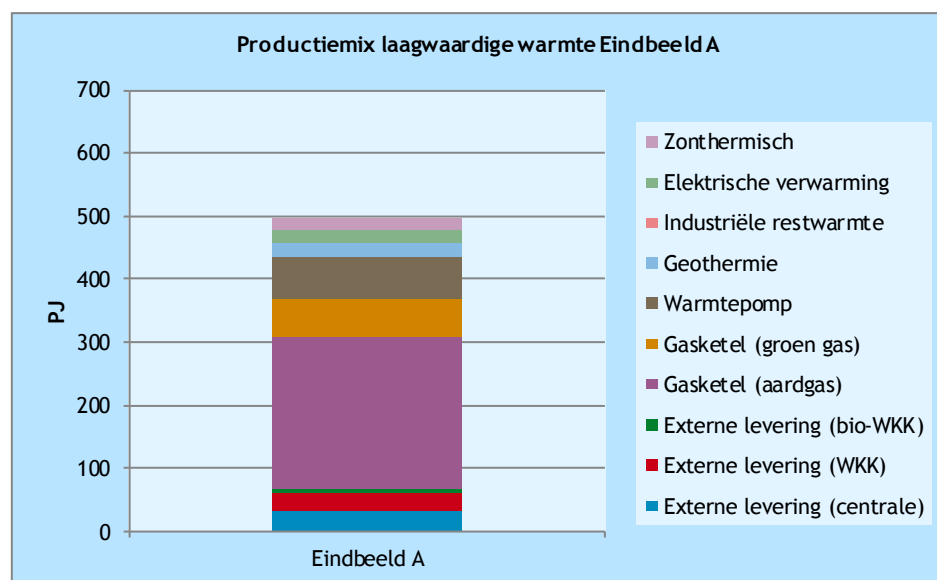
Laagwaardige warmte

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

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

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

Figuur 58 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld A



Totaal energiegebruik

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

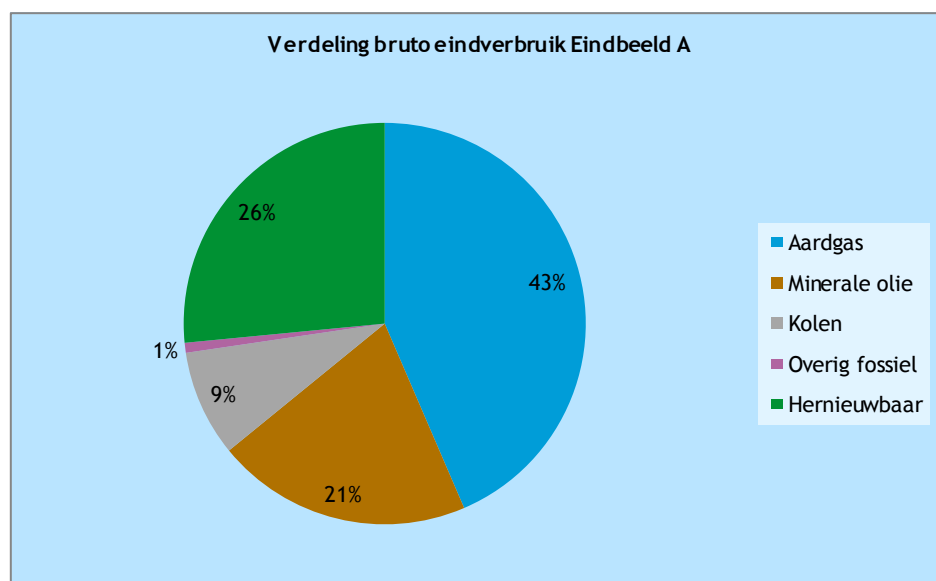
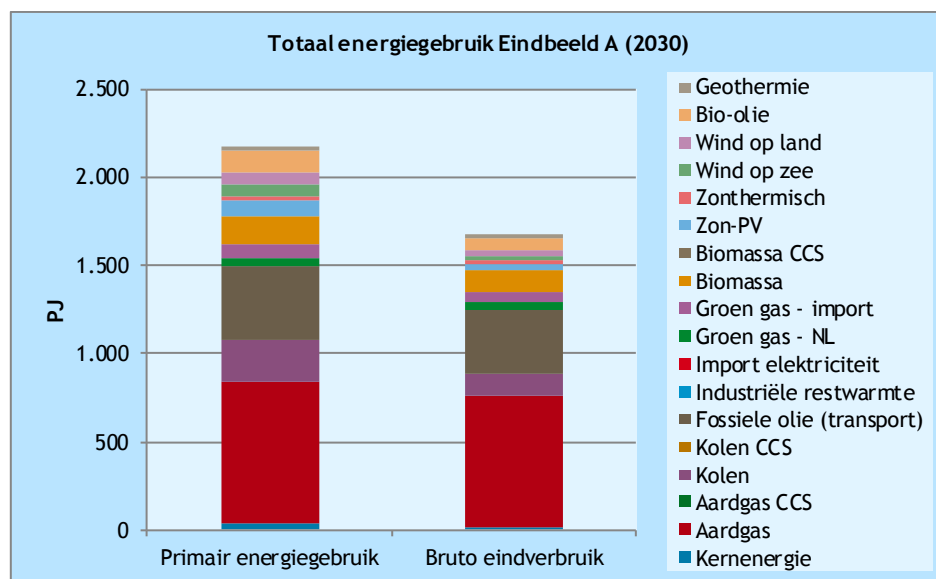
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld²⁶. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 59 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld A weergegeven.

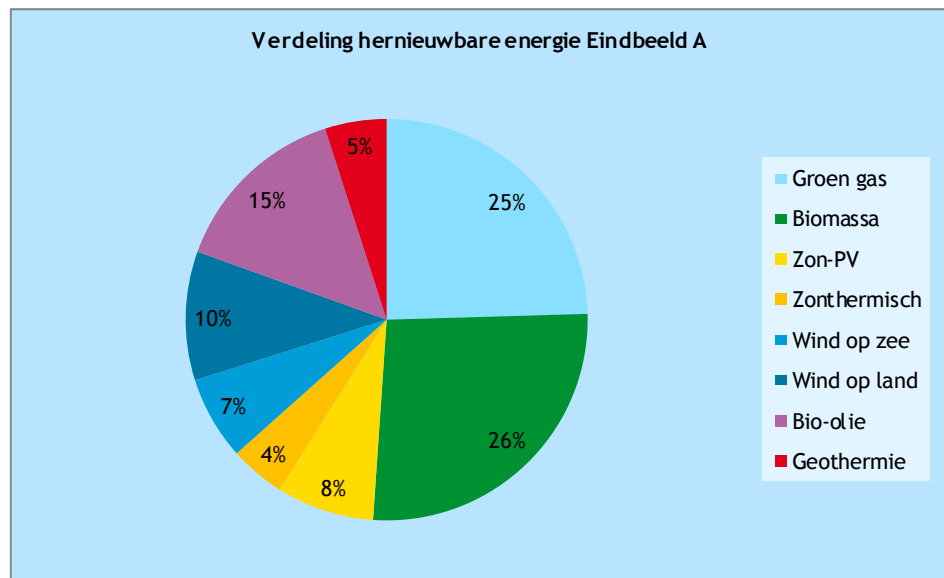
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 37% van het primaire gebruik en 44% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door minerale oliën (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer

²⁶ Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

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

Figuur 59 Totaal energiegebruik Eindbeeld A



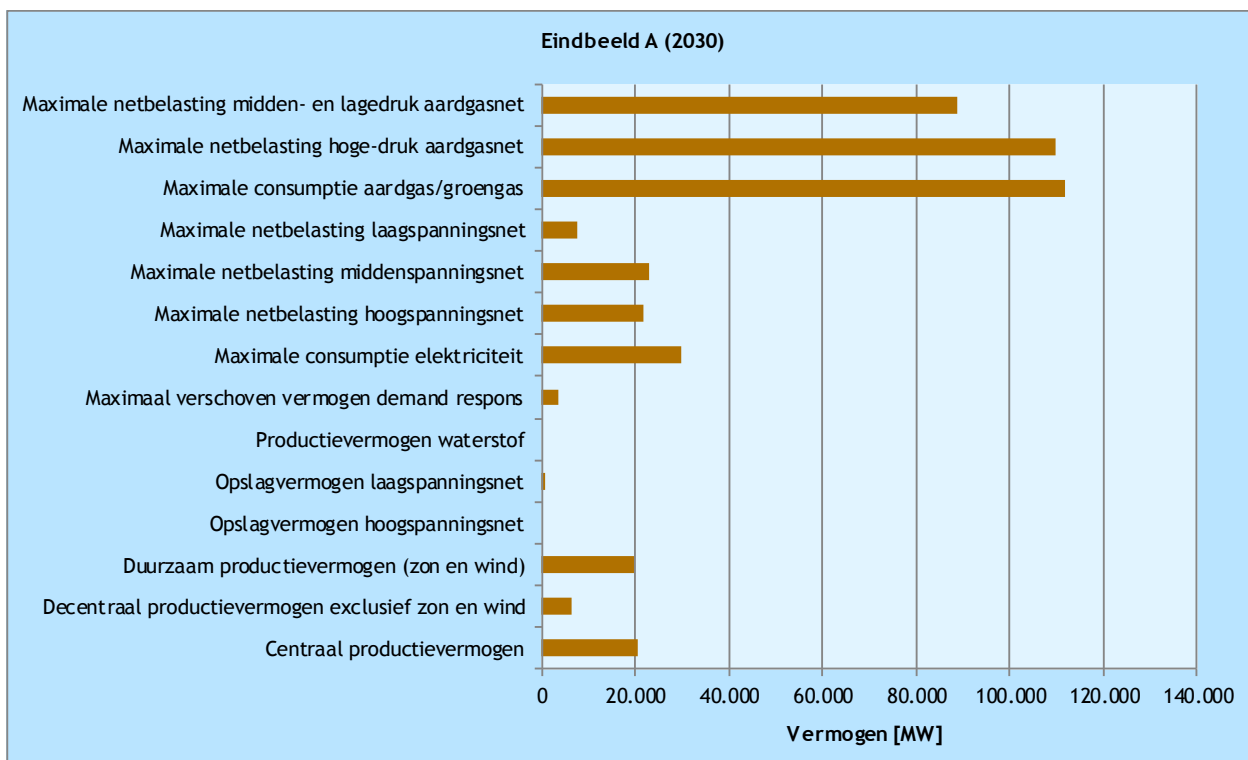


Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

In Figuur 60 is een overzicht gegeven van een aantal belangrijke vermogensparameters voor dit eindbeeld. Voor het gasnet en het elektriciteitsnet zijn de maximale belasting en de maximale totale gas²⁷- en elektriciteitsconsumptie weergegeven. Het maximaal verschoven vermogen ten gevolge van demand respons is gebaseerd op een verschuifbaar percentage vermogen van 5% voor woningen en bedrijven op laagspanning en 15% voor bedrijven en industrie op midden en hoogspanning. Er wordt beperkt opslag toegepast op laagspanningsniveau vanwege zon-PV en het handhaven van power quality. Centraal opslagvermogen is niet nodig om een import/exportsaldo te vermijden. Het meeste vermogen wordt nog via het aardgasnet getransporteerd. Het decentraal (duurzaam) productievermogen is groter dan het centraal productievermogen.

²⁷ Gebaseerd op de onderste verbrandingswaarde (onderwaarde) van aardgas (31,67 MJ/m³).

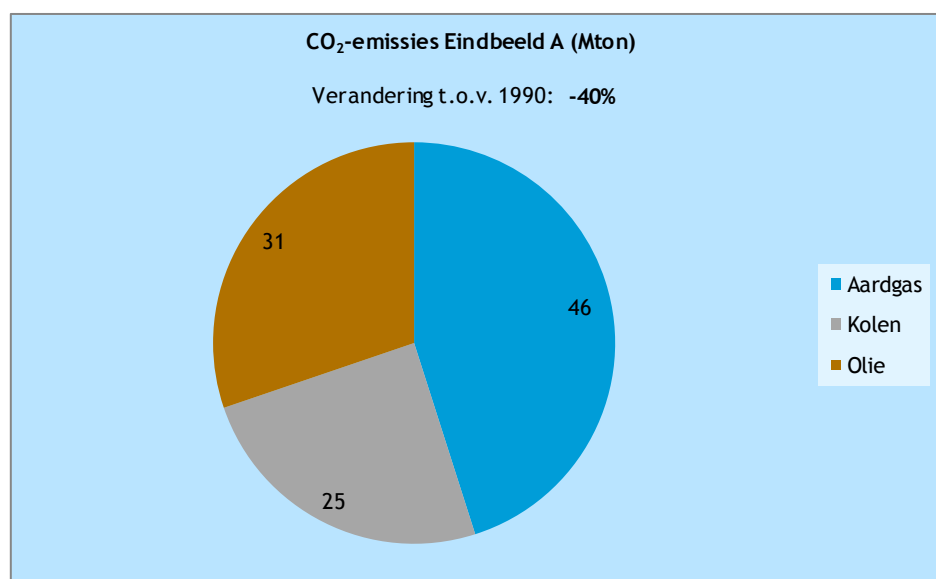
Figuur 60 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld A



Emissies

De CO₂-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Aangezien er geen CCS plaatsvindt in het eindbeeld, komt de CO₂-emissie volledig van rekening van het totaalgebruik van deze fossiele energiebronnen. Figuur 61 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 40% CO₂-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

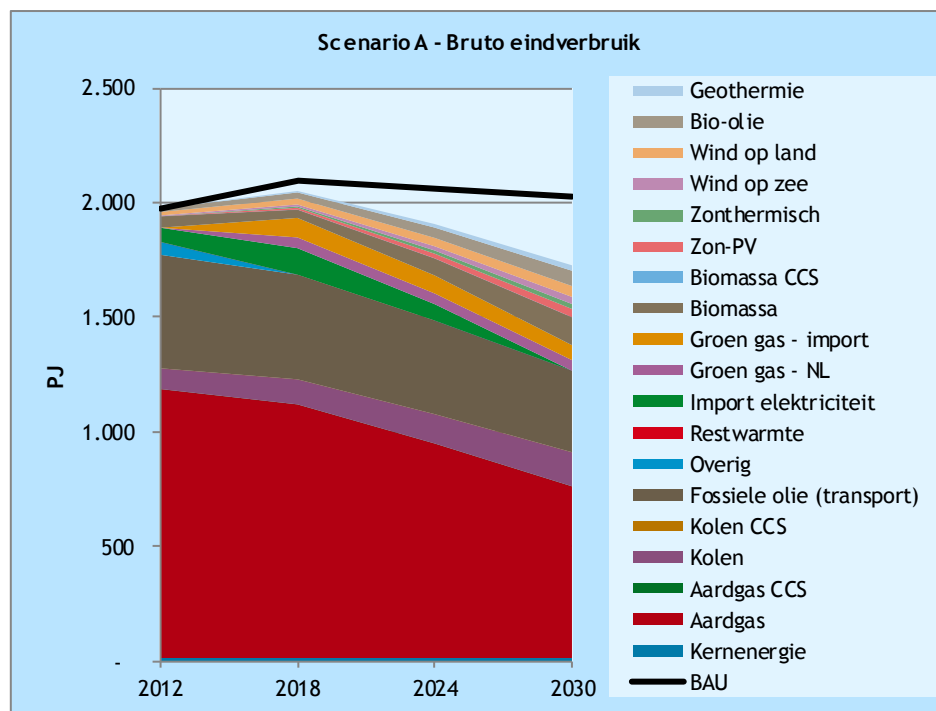
Figuur 61 CO₂-emissies Eindbeeld A



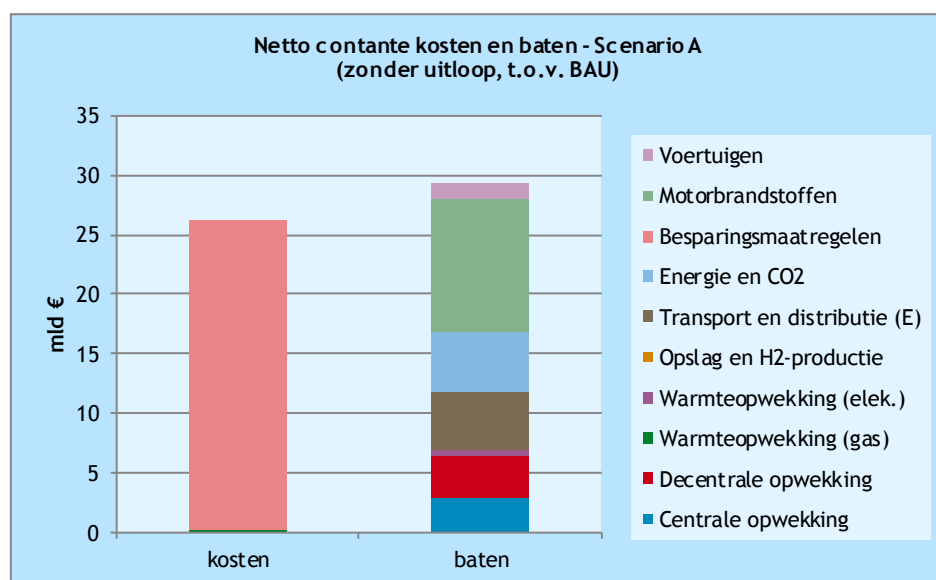
D.1.2 Scenario A

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

Figuur 62 Scenario A



Figuur 63 Totale netto contante kosten Scenario A



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

D.2 Eindbeeld en Scenario B

D.2.1 Eindbeeld B

Eindbeeld B kenmerkt zich door een CO₂-reductie van 40%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en 25% benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een lage besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 61.

Tabel 61 Uitgangspunten Eindbeeld B

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

Elektriciteit

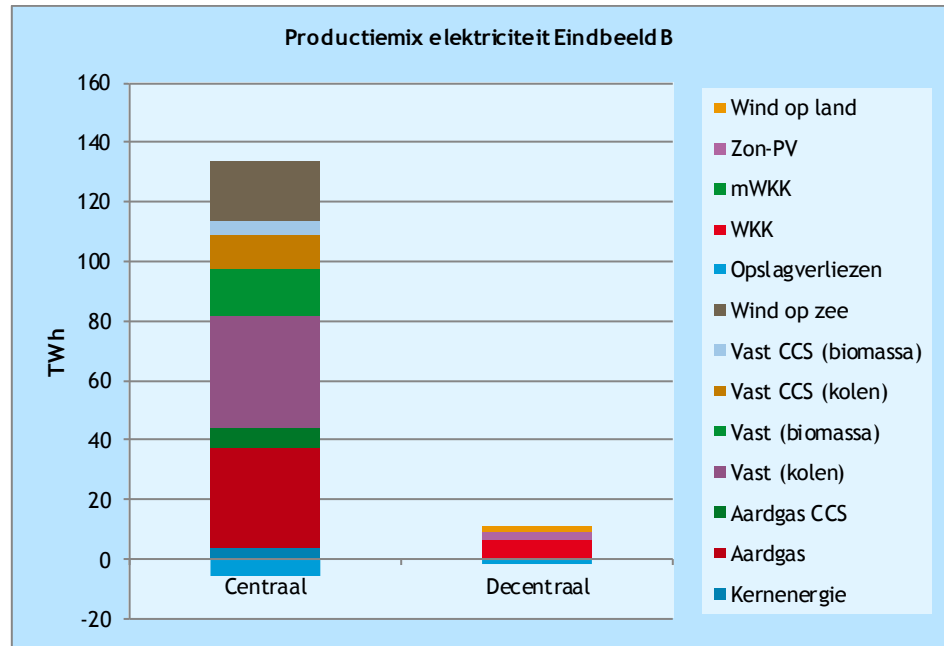
Vraag

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

Aanbod

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

Figuur 64 Productiemix elektriciteit Eindbeeld B



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

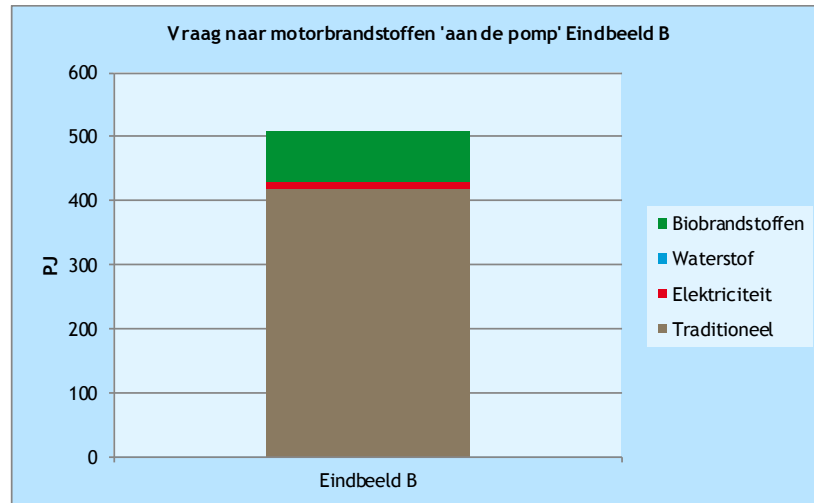
In dit eindbeeld vindt zowel bij vaste als gascentrales beperkt CCS plaats.

Motorbrandstoffen

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

Figuur 65 geeft hiervan het overzicht.

Figuur 65 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld B



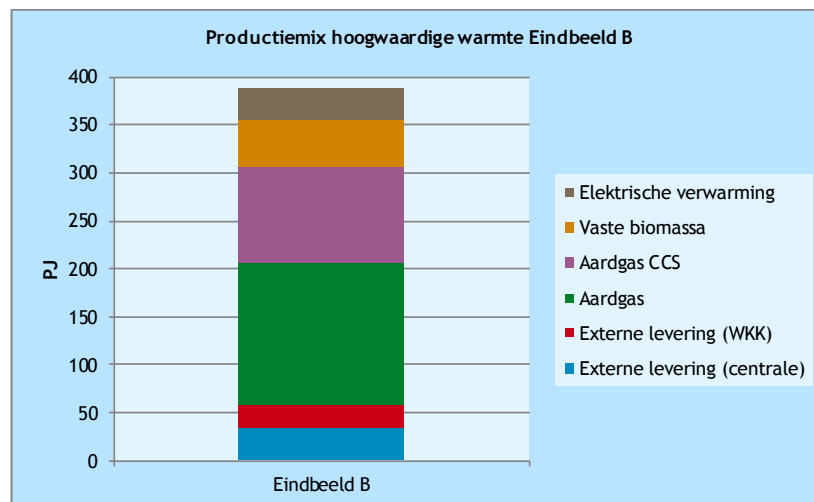
Hoogwaardige warmte

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

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

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

Figuur 66 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld B



Laagwaardige warmte

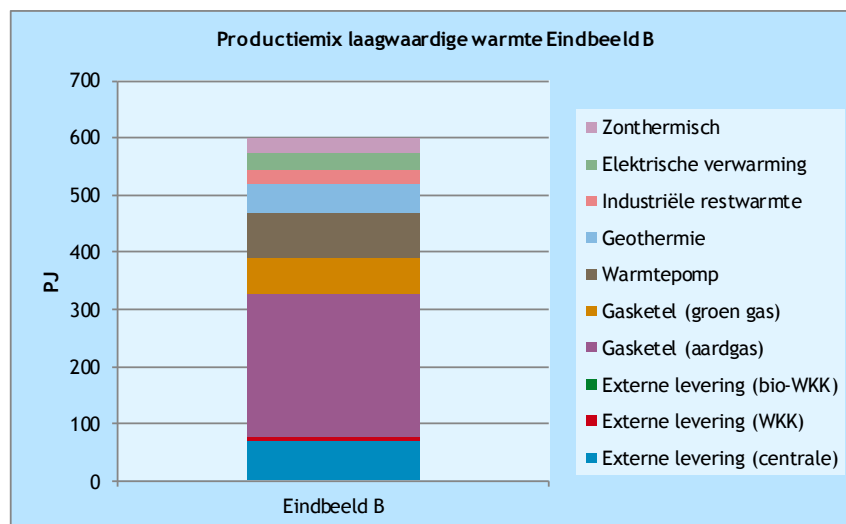
De vraag naar laagwaardige warmte is de grootste vraag van de vier energiestromen. De vraag komt uit de sectoren gebouwde omgeving (voor ruimteverwarming en warm tapwater), glastuinbouw (ruimteverwarming) en industrie (ruimteverwarming en proceswarmte). Hierbij is de vraag uit de

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

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

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

Figuur 67 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld B



Totaal energiegebruik

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

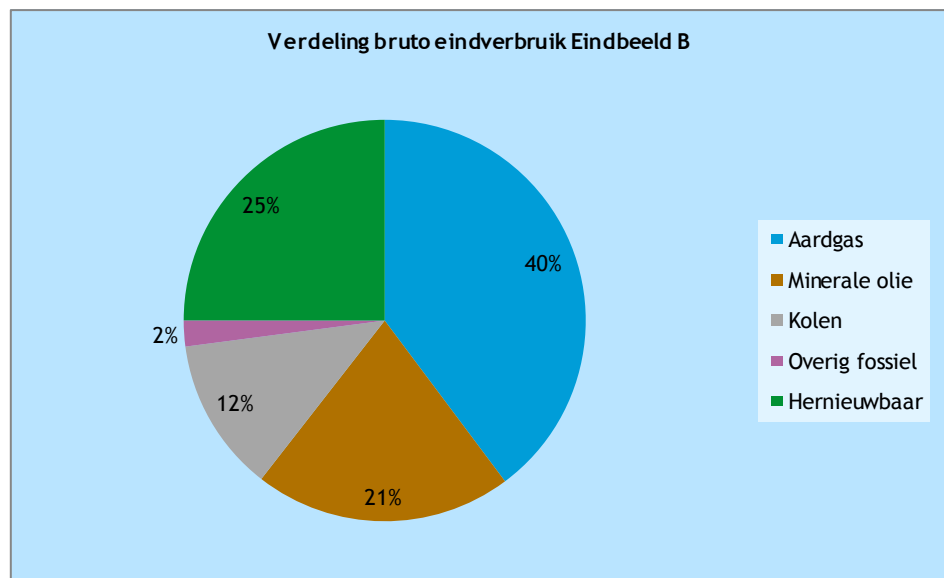
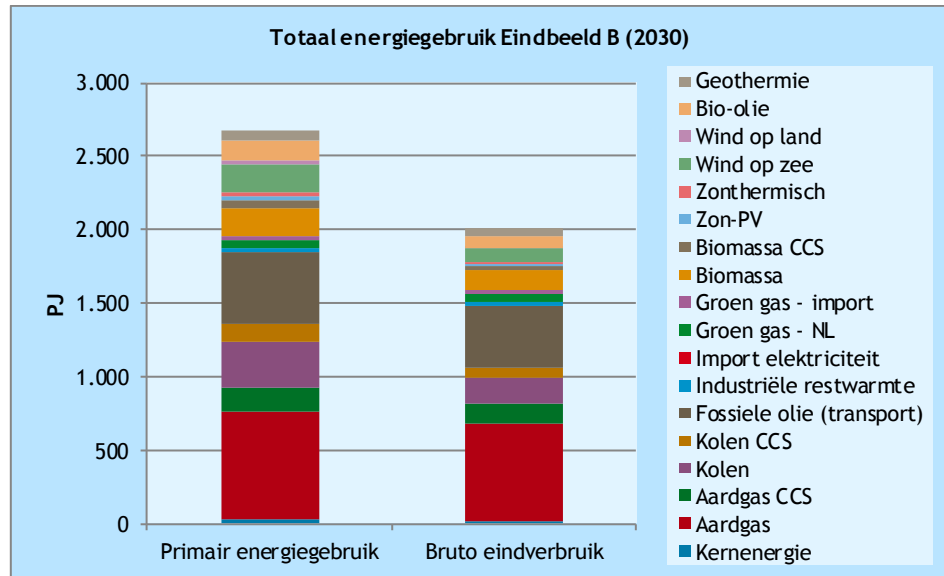
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld²⁸. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 68 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld B weergegeven.

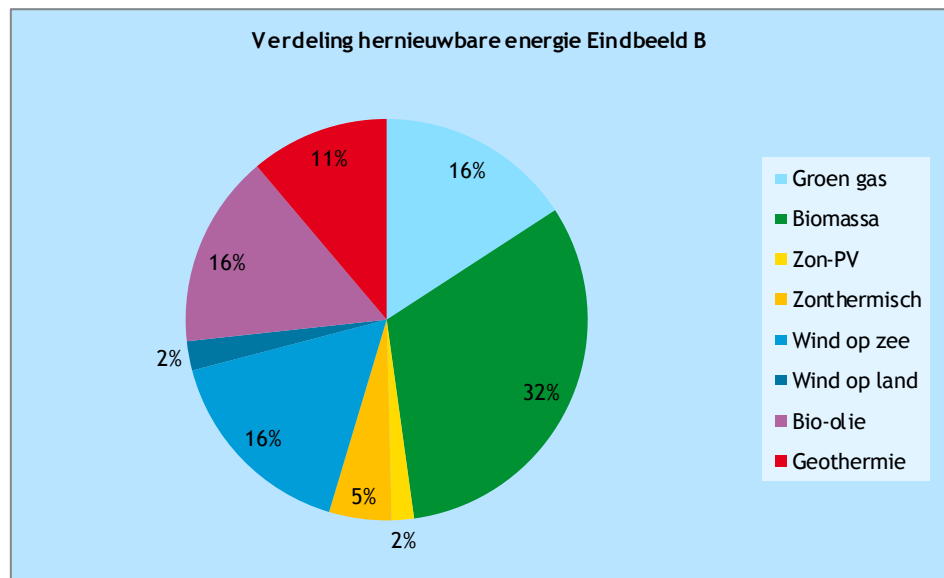
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 34% van het primaire gebruik en 40% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door minerale oliën (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer 10%).

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

²⁸ Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

Figuur 68 Totaal energiegebruik Eindbeeld B

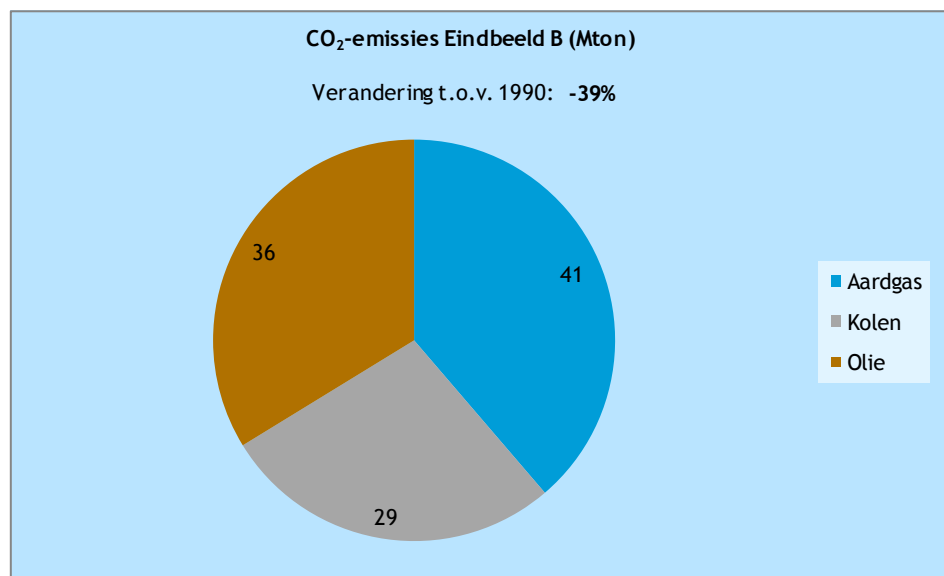




Emissies

De CO₂-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Ondanks het hogere verbruik van primaire brandstoffen, ten opzichte van Eindbeeld A, vindt er meer CO₂-reductie plaats. Dit komt door de toepassing van CCS. Figuur 69 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 39% CO₂-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

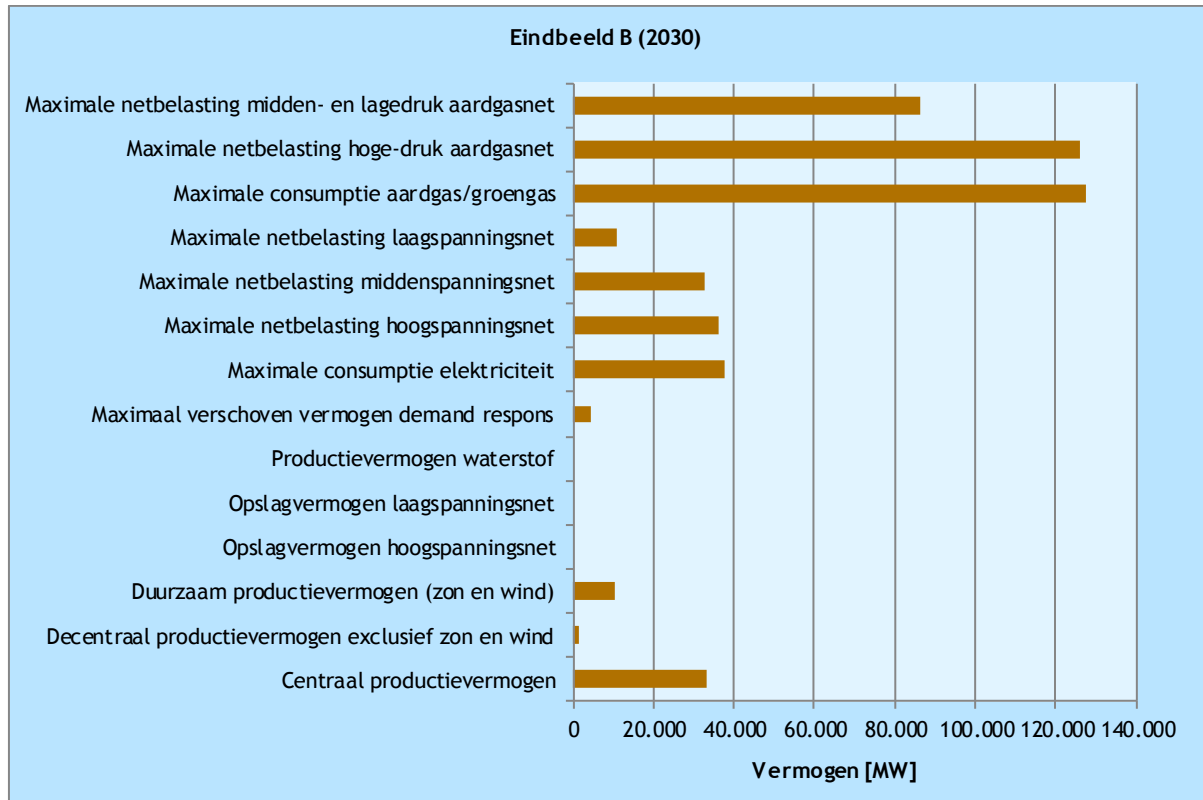
Figuur 69 CO₂-emissies Eindbeeld B



Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

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

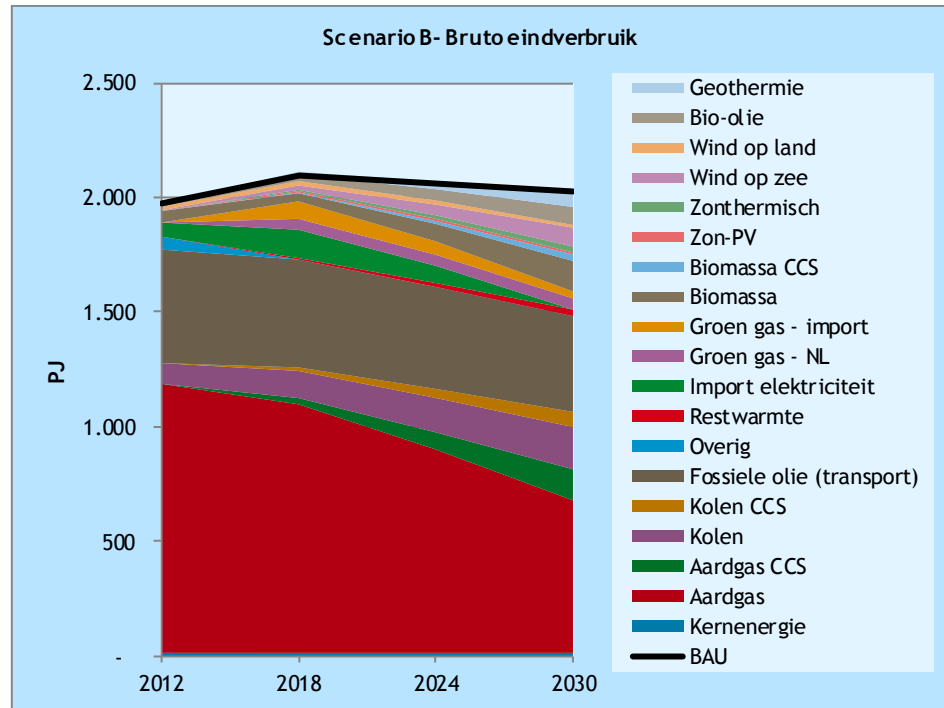
Figuur 70 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld B



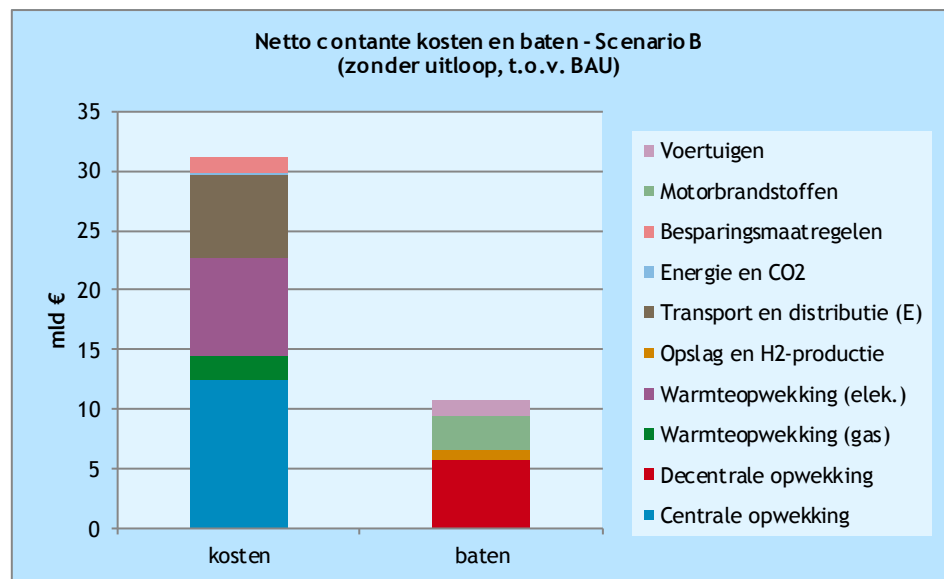
D.2.2 Scenario B

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

Figuur 71 Scenario B



Figuur 72 Totale netto contante kosten Scenario B



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



D.3 Eindbeeld en Scenario C

D.3.1 Eindbeeld C

Eindbeeld C kenmerkt zich door een CO₂-reductie van 55%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en volledige benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een gemiddelde besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 62.

Tabel 62 Uitgangspunten Eindbeeld C

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

Elektriciteit

Vraag

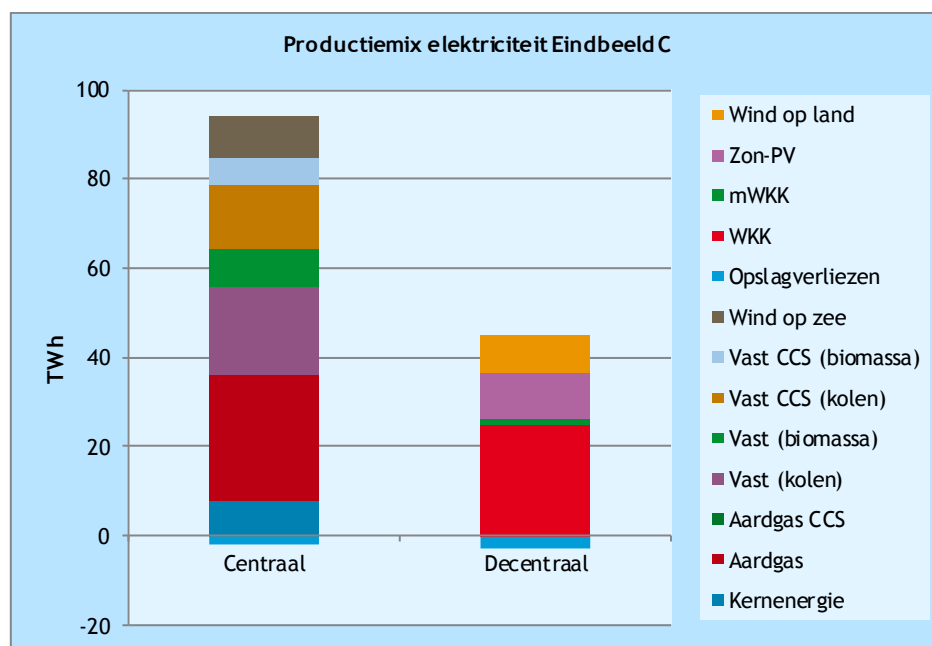
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 25% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel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

Aanbod

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



Figuur 73 Productiemix elektriciteit Eindbeeld C

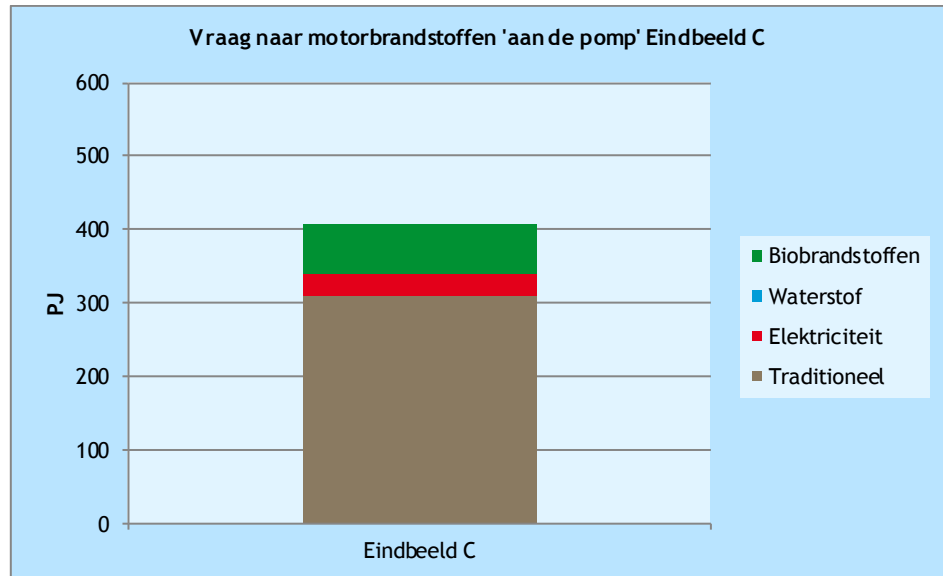


In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die aardgas of groen gas als brandstof gebruiken. Voor de centrale productie is dit 100% aardgas, voor de decentrale eenheden is dit 80% aardgas en 20% groen gas. De vaste centrales gebruiken een mix van 70% kolen en 30% biomassa.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

Motorbrandstoffen

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

Figuur 74 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld C



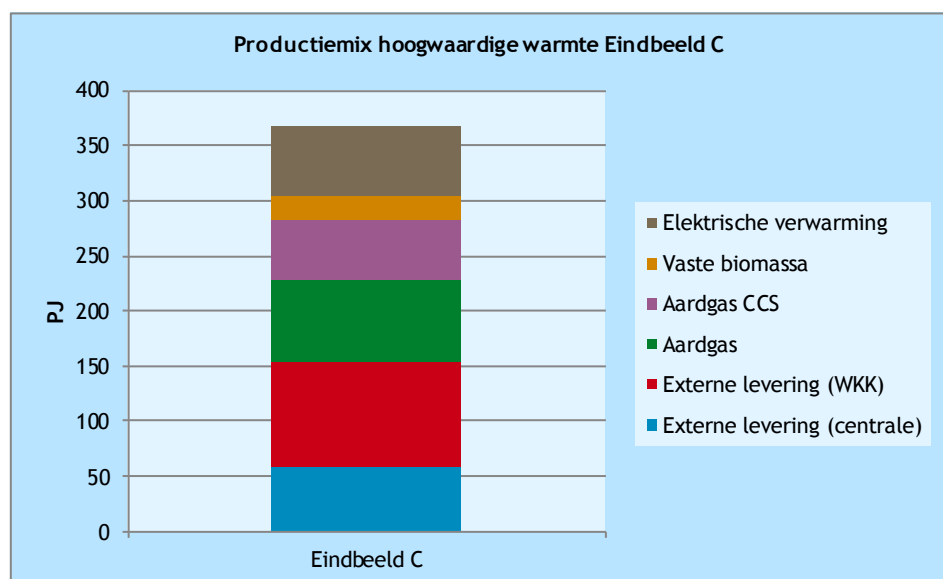
Hoogwaardige warmte

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

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

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

Figuur 75 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld C



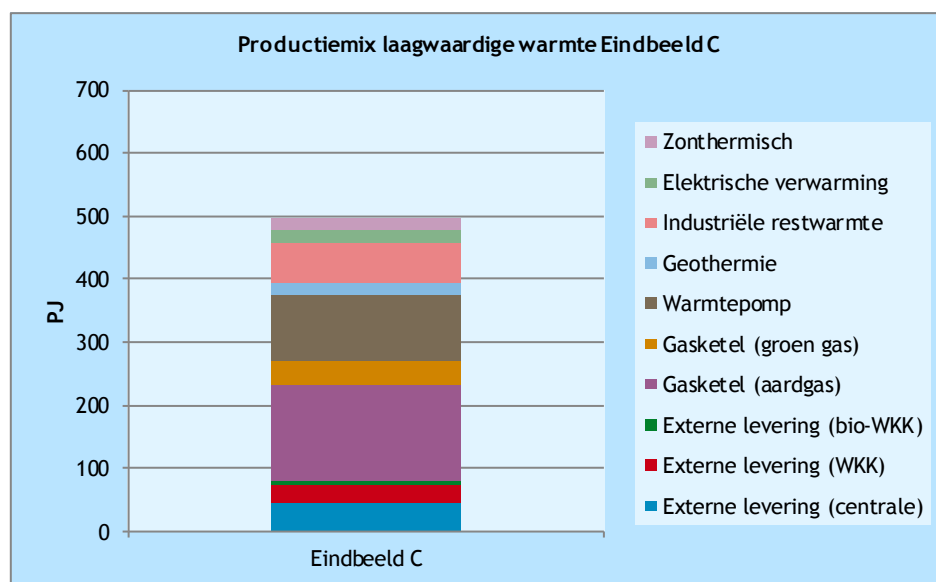
Laagwaardige warmte

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

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

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

Figuur 76 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld C



Totaal energiegebruik

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

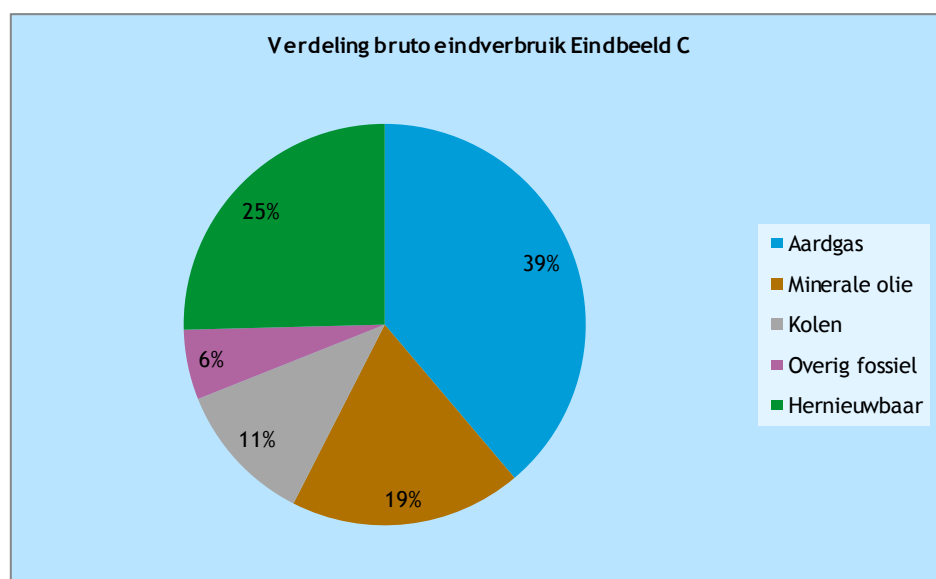
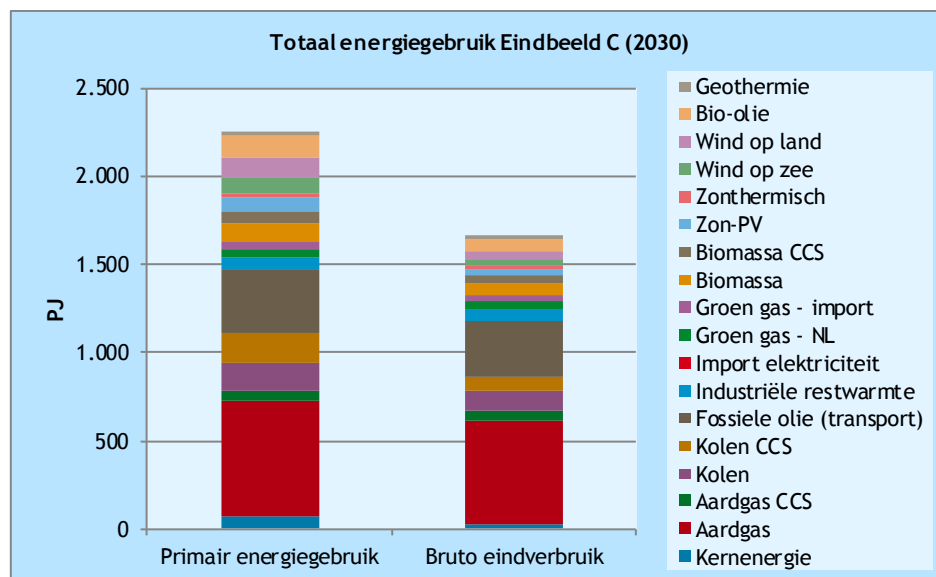
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld²⁹. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 77 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld C weergegeven.

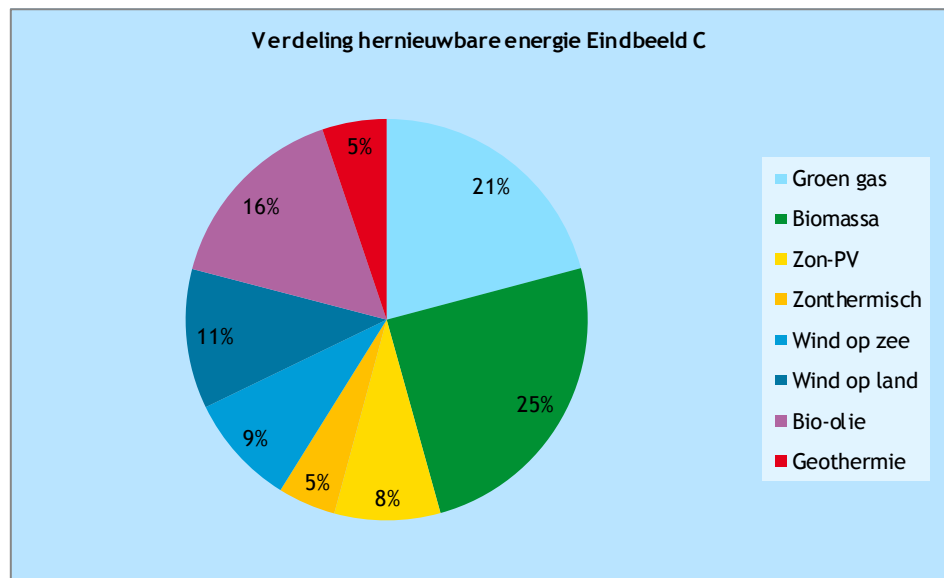
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 33% van het primaire gebruik en 39% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door minerale oliën (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer

²⁹ Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

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

Figuur 77 Totaal energiegebruik Eindbeeld C

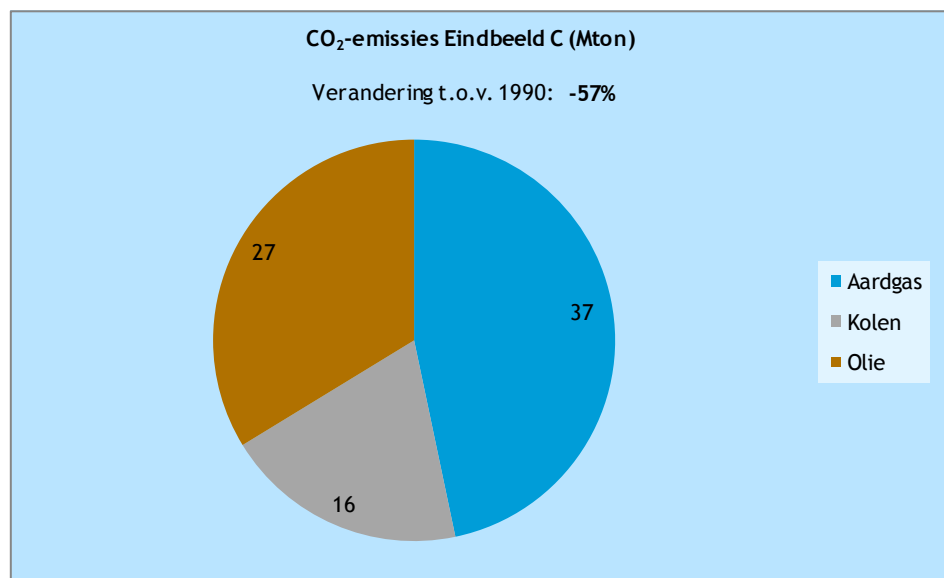




Emissies

De CO₂-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Door inzet van onder andere CCS en kernenergie komt in dit eindbeeld de CO₂-reductie hoger uit dan bij Eindbeelden A en B, ondanks het gelijke aandeel hernieuwbare energie. Figuur 78 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 57% CO₂-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

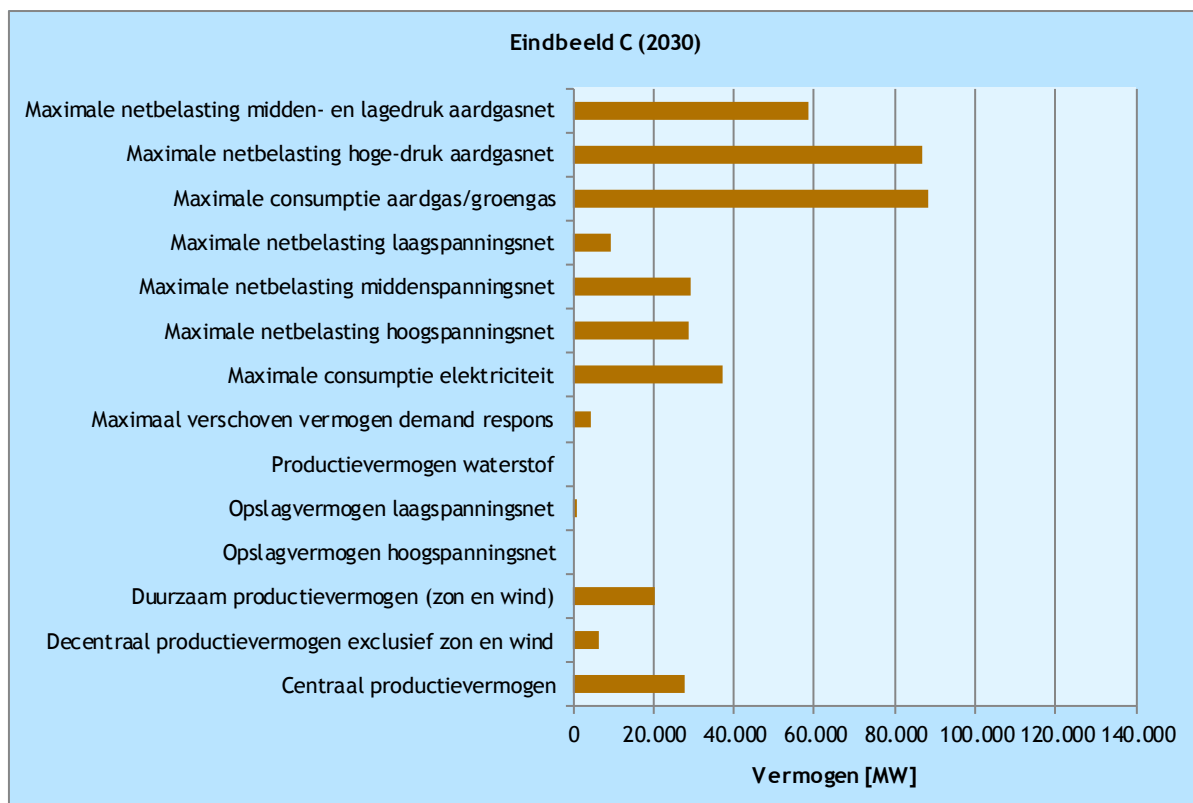
Figuur 78 CO₂-emissies Eindbeeld C



Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

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

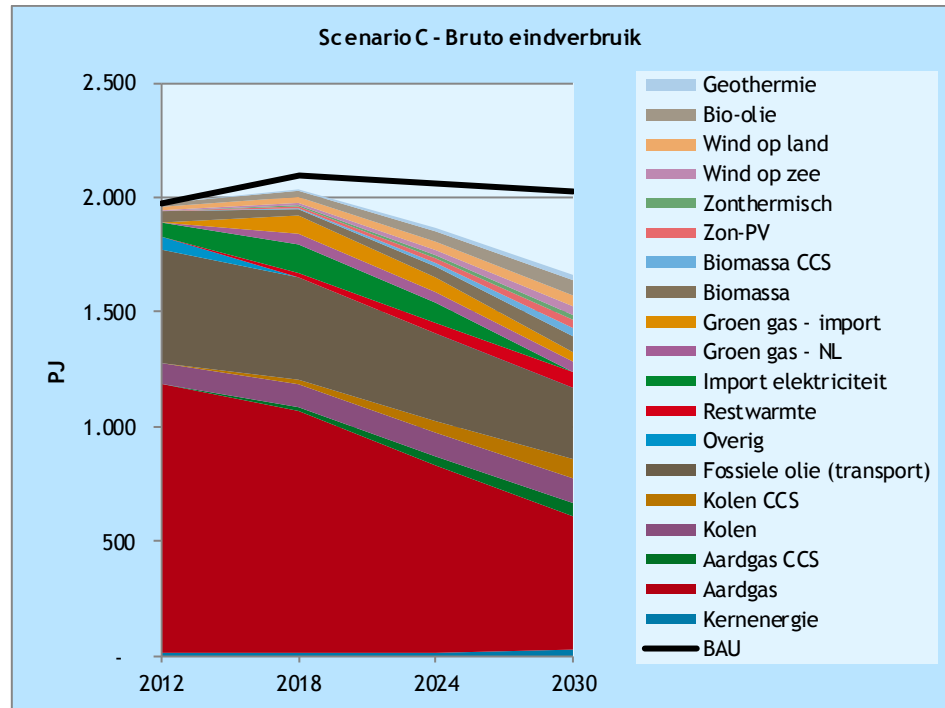
Figuur 79 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld C



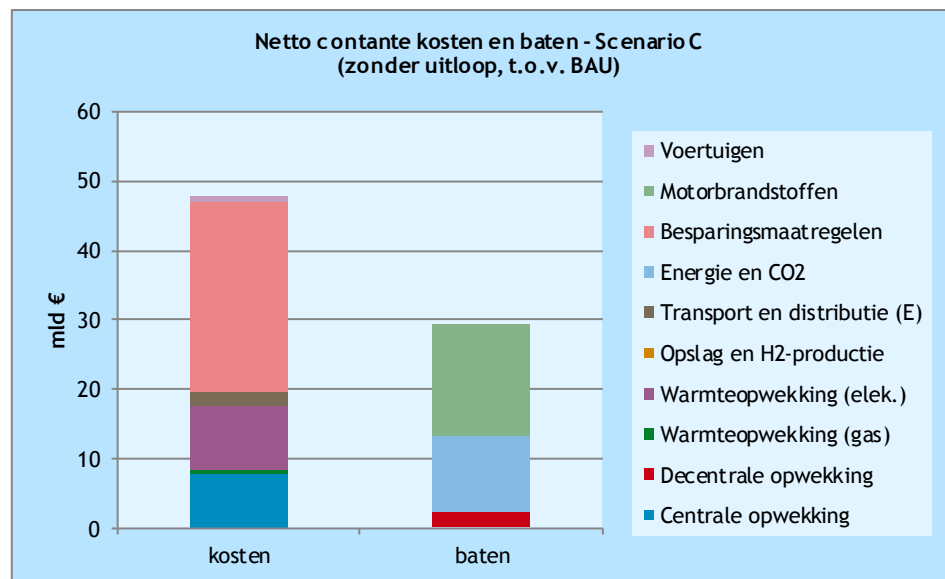
D.3.2 Scenario C

Scenario C kent dezelfde energiebesparing als A, maar een grotere CO₂-reductiedoelstelling. Dit is zichtbaar door de groei van de productie van CO₂-vrije/arme conversietechnieken zoals CCS en kernenergie. Ondanks die groei, komt het grootste deel van de energie uit nog steeds uit aardgas en fossiele olie zonder CCS. Doordat CCS ook wordt toegepast op het meestoken van biomassa in kolencentrales ontstaat daar een CO₂-sink.

Figuur 80 Scenario C



Figuur 81 Totale netto contante kosten Scenario C



In Scenario C wordt meer bespaard dan in BAU, waardoor de kosten voor de besparingsmaatregelen hoger zijn, maar de baten van de brandstoffen ook. Tevens ligt de CO₂-reductie hoger, waardoor deze post een hogere baat geeft. Ten opzichte van BAU verschillen de kosten voor de energie-infrastructuur en opslag beperkt.



D.4 Eindbeeld en Scenario D

D.4.1 Eindbeeld D

Eindbeeld D kenmerkt zich door een CO₂-reductie van 100%, een aandeel van 25% hernieuwbare energie en beperkte benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een hoge besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 63.

Tabel 63 Uitgangspunten Eindbeeld D

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

Elektriciteit

Vraag

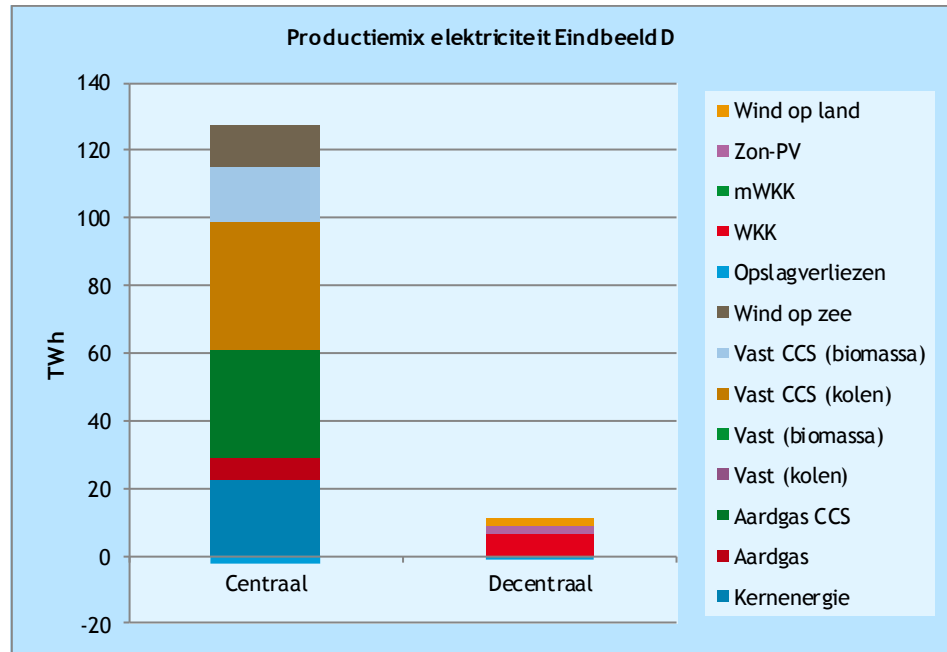
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 50% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel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

Aanbod

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



Figuur 82 Productiemix elektriciteit Eindbeeld D



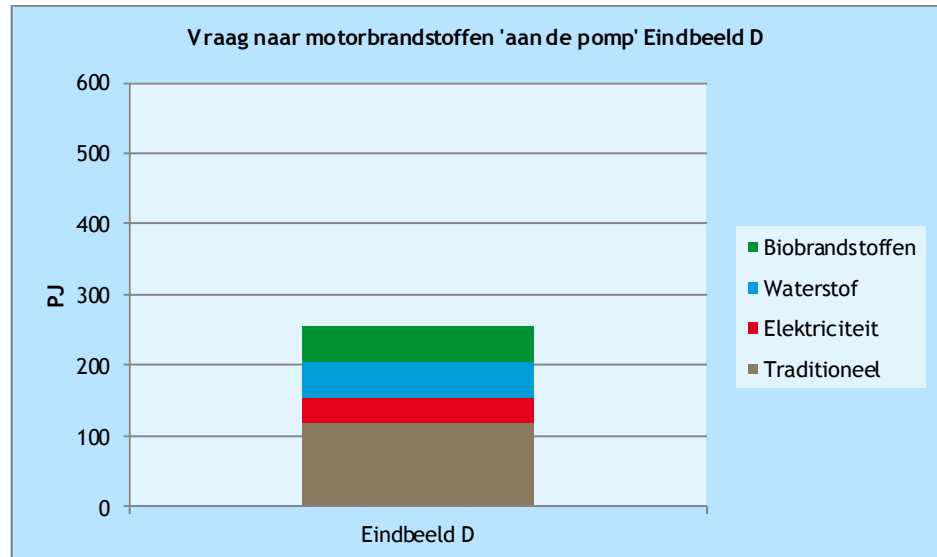
In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die een vaste mix van kolen en biomassa gebruiken. Daarnaast vormt aardgas een belangrijke brandstof en heeft kernenergie een groot aandeel in de productie. De hernieuwbare opties hebben tezamen een aandeel van 26% in de elektriciteitsproductie.

Om 100% CO₂-reductie te bewerkstelligen, wordt in dit eindbeeld op grote schaal ingezet op CCS bij zowel vaste als gascentrales.

Motorbrandstoffen

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

Figuur 83 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld D



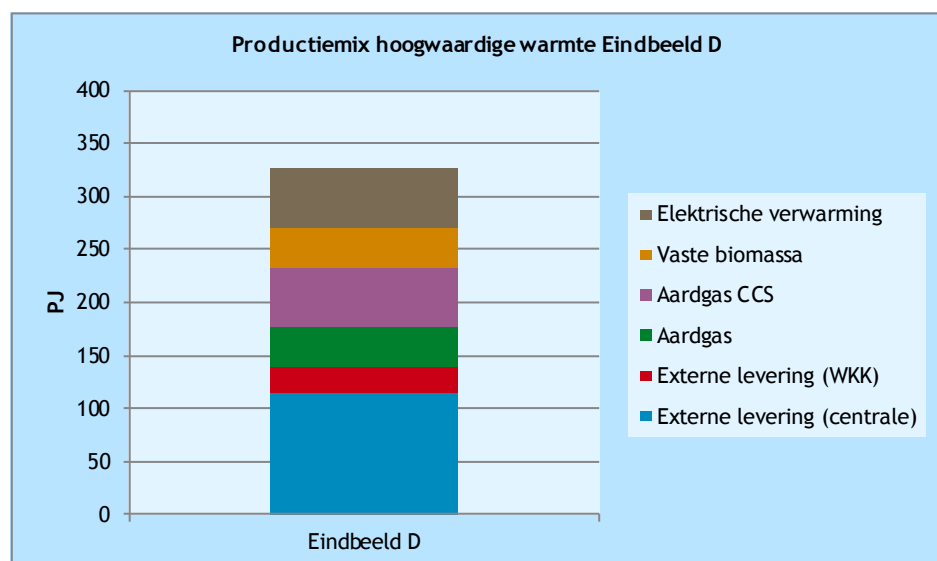
Hoogwaardige warmte

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

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

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

Figuur 84 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld D



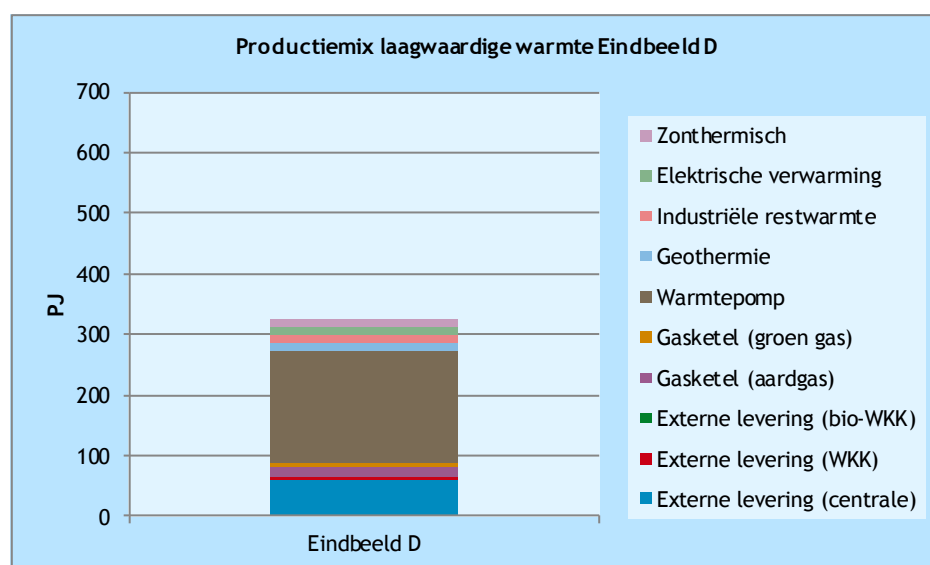
Laagwaardige warmte

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

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

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

Figuur 85 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld D



Totaal energiegebruik

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

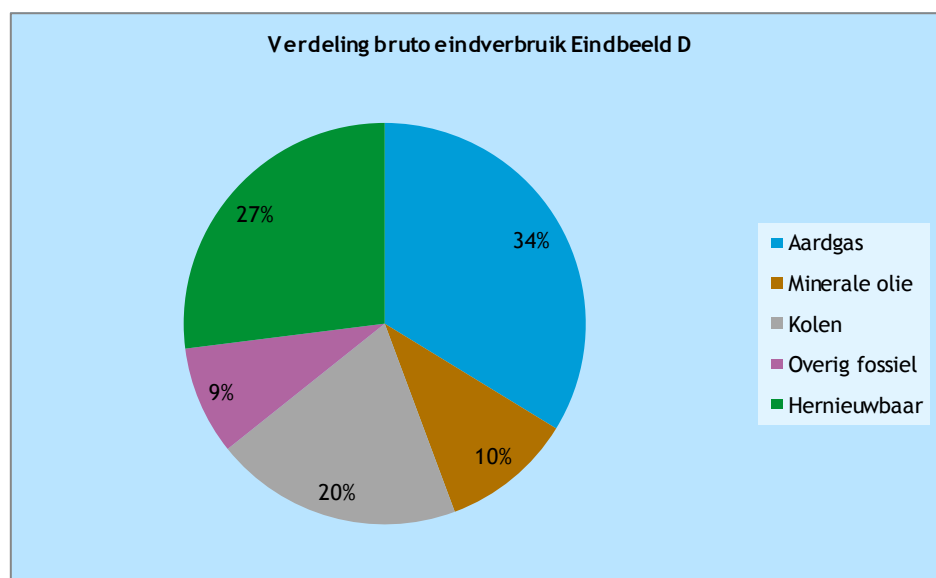
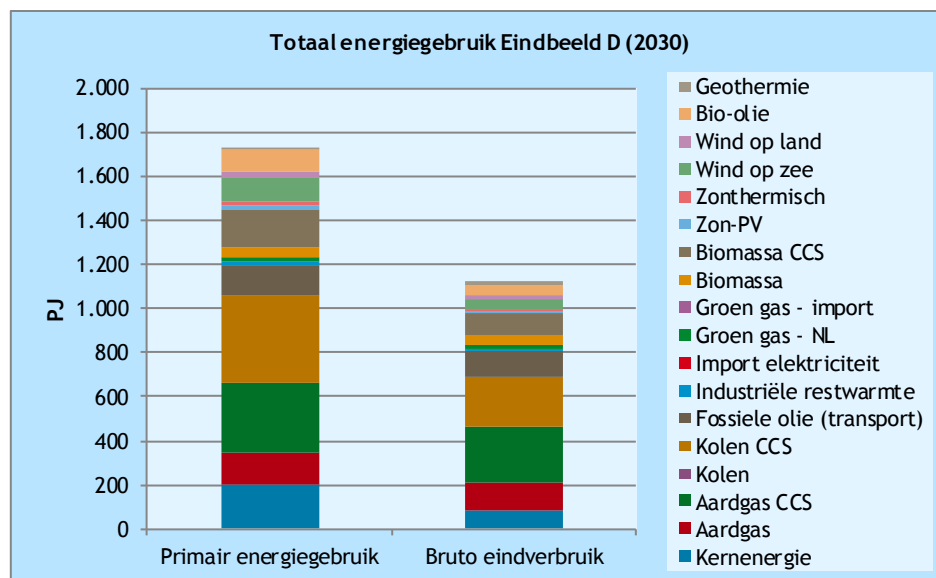
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld³⁰. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 85 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld D weergegeven.

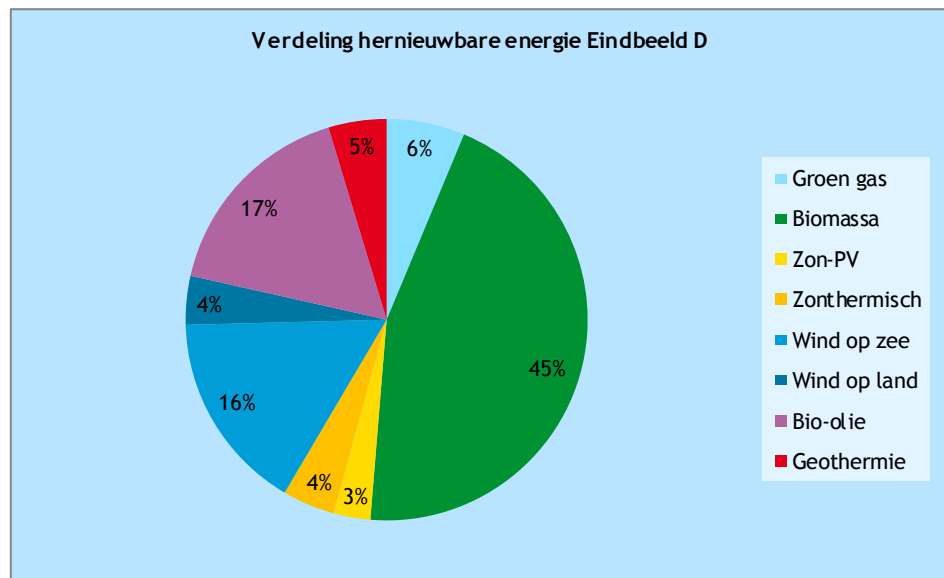
³⁰ Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

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

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

Figuur 86 Totaal energiegebruik Eindbeeld D

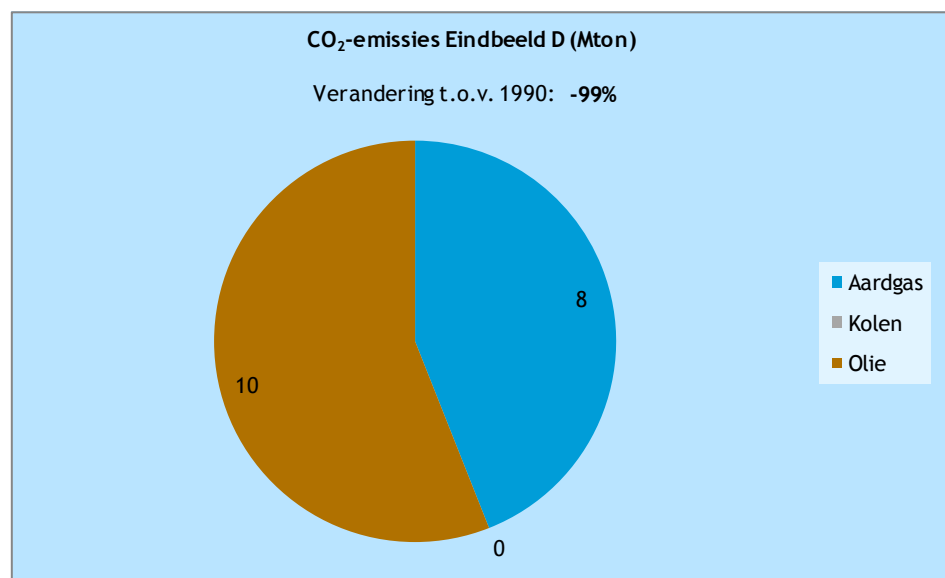




Emissies

De CO₂-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Dit eindbeeld heeft als doel een reductie van 100% te halen. Door grootschalige inzet van onder andere CCS en kernenergie komt in dit eindbeeld de CO₂-reductie aanzienlijk hoger uit dan bij Eindbeelden A, B en C, ondanks het gelijke aandeel hernieuwbare energie. Figuur 87 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 99% CO₂-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

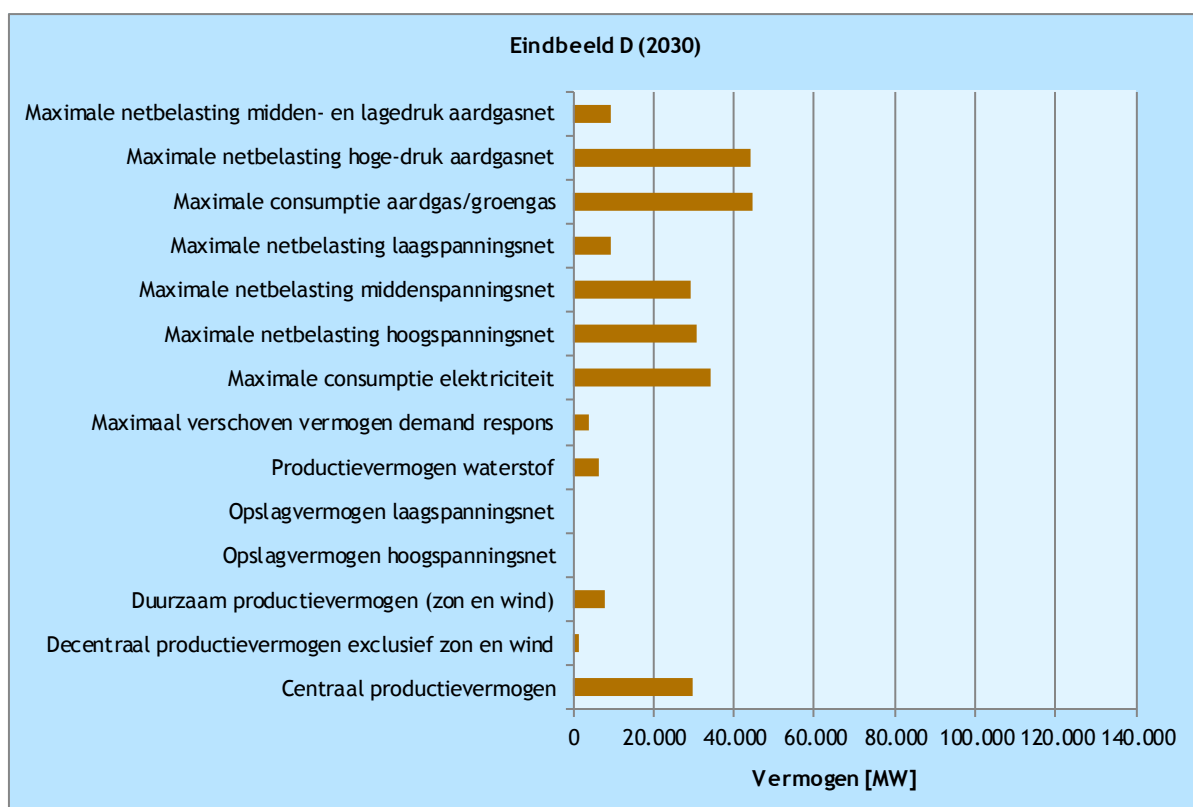
Figuur 87 CO₂-emissies Eindbeeld D



Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

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

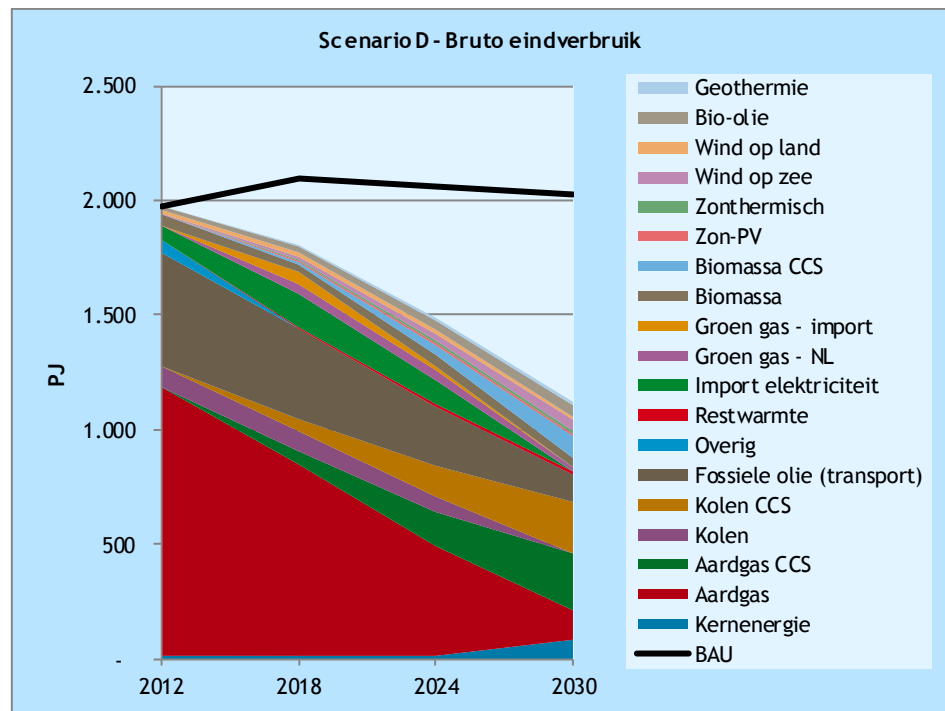
Figuur 88 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld D



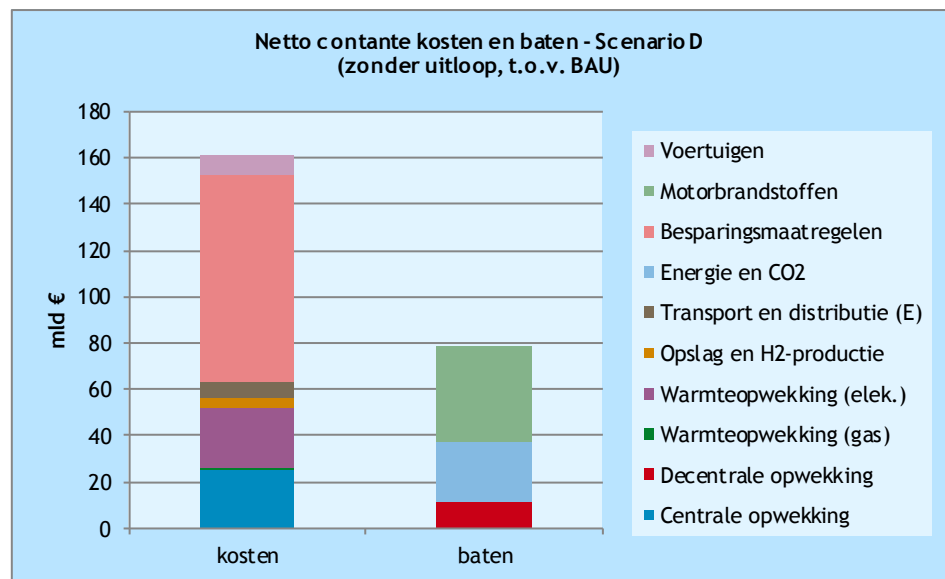
D.4.2 Scenario D

Door de ambitieuze doelstelling van 100% CO₂-reductie, wordt in dit scenario groot ingezet technieken als CCS en kernenergie. Doordat er veel energiebesparing plaatsvindt in dit scenario daalt daarnaast de vraag naar aardgas zeer sterk. In combinatie met CCS is het nog wel de meest gebruikte energiebron, maar is het niet meer zo dominant als in de andere scenario's. In dit scenario neemt ook het toepassen van CCS bij de productie van HT-warmte in de industrie sterk toe naar 2030. Doordat in dit scenario ook biomassa met CCS wordt toegepast, hoeft de transportsector niet voor de volle 100% van fossiele motorbrandstoffen af en kan er nog een klein deel hier gebruik van maken. Dit geldt ook voor aardgas voor de productie van HT-warmte.

Figuur 89 Scenario D



Figuur 90 Totale netto contante kosten Scenario D



Het Scenario D kenmerkt zich onder andere door de aanzienlijke besparingen op het energiegebruik die plaatsvinden in het scenario. Dit komt tot uitdrukking in de kosten van de besparingsmaatregelen. Voor de 100% CO₂-reductie wordt daarnaast sterk ingezet op elektrische verwarmingsopties en zijn er forse investeringen in het centrale productiepark (CCS-eenheden). Door grote besparingen op vervoer en een verschuiving naar efficiënter vervoer (elektrisch, waterstof) wordt daarnaast veel bespaard op motorbrandstoffen.



D.5 Eindbeeld en Scenario E

D.5.1 Eindbeeld E

Eindbeeld E kenmerkt zich door een CO₂-reductie van 100%, een aandeel van 100% hernieuwbare energie en volledige benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een hoge besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie hoog is. Dit wordt weergegeven in Tabel 64.

Tabel 64 Uitgangspunten Eindbeeld E

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

Elektriciteit

Vraag

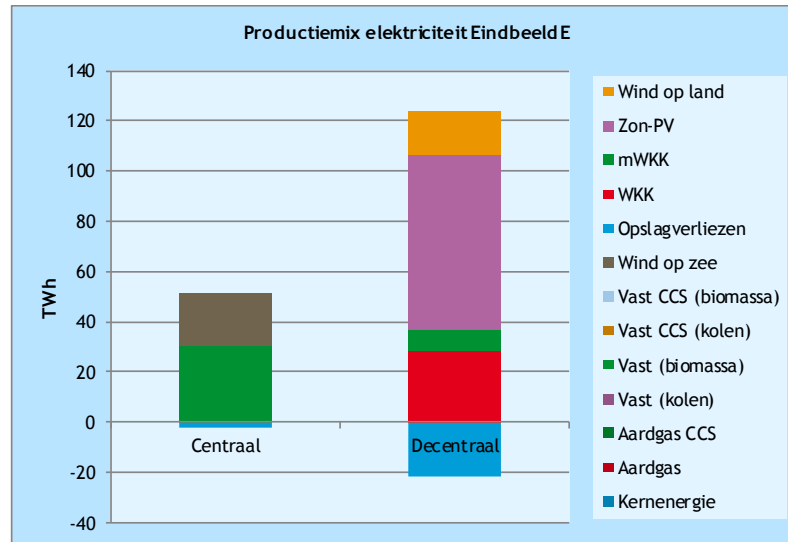
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 50% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel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

Aanbod

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



Figuur 91 Productiemix elektriciteit Eindbeeld E

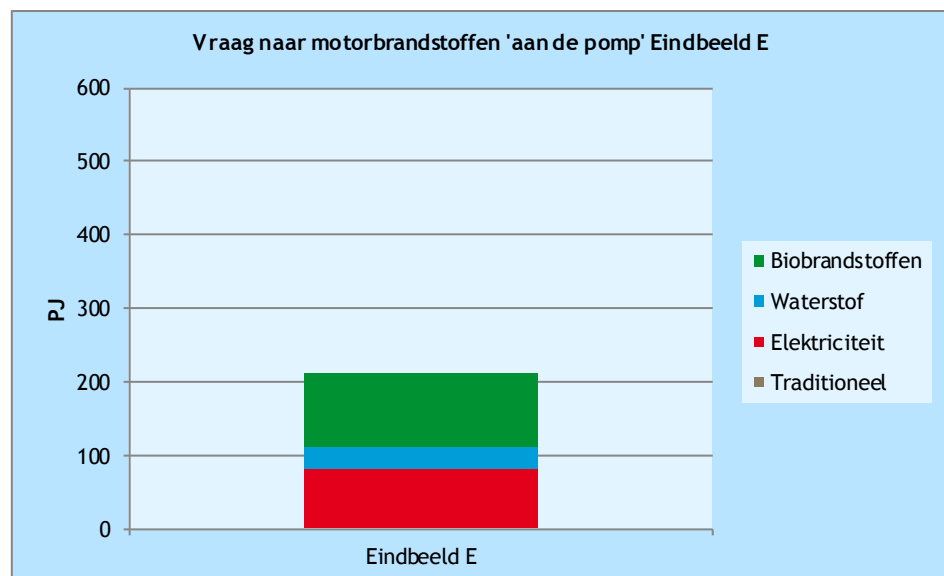


In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit zon-PV, maar deze leidt tegelijkertijd tot grote verliezen door de benodigde grote opslagcapaciteit. Biomassacentrales vormen daarnaast de tweede grote productie-optie, gevolgd door wind op zee en WKK op een mix van groen gas en waterstof.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

Motorbrandstoffen

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

Figuur 92 Vraag naar motorbrandstoffen Eindbeeld E



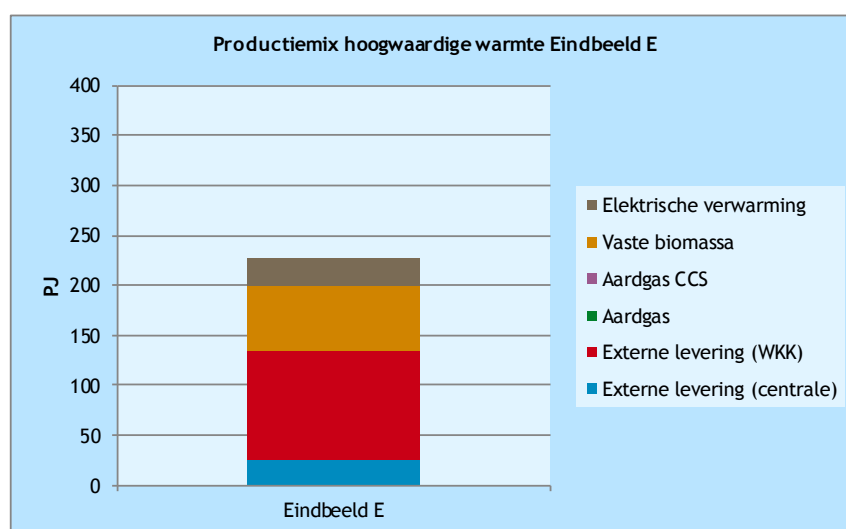
Hoogwaardige warmte

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

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

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

Figuur 93 Productiemix hoogwaardige warmte Eindbeeld E



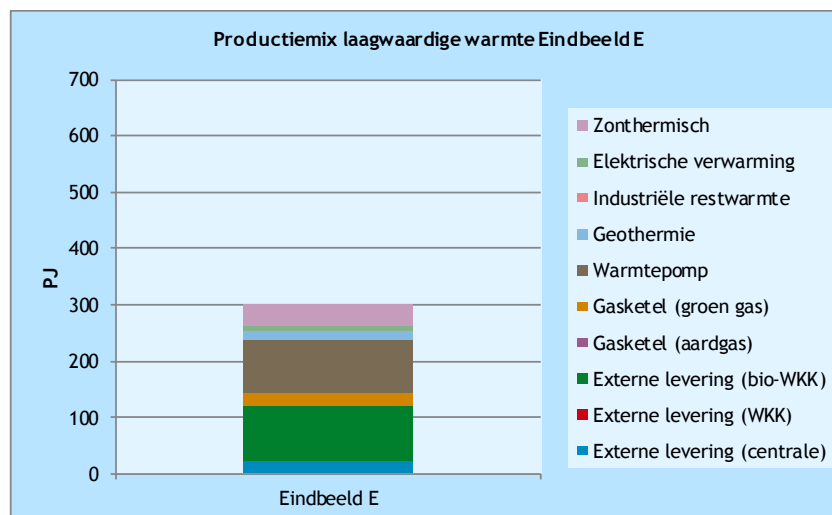
Laagwaardige warmte

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

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

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

Figuur 94 Productiemix laagwaardige warmte Eindbeeld E



Totaal energiegebruik

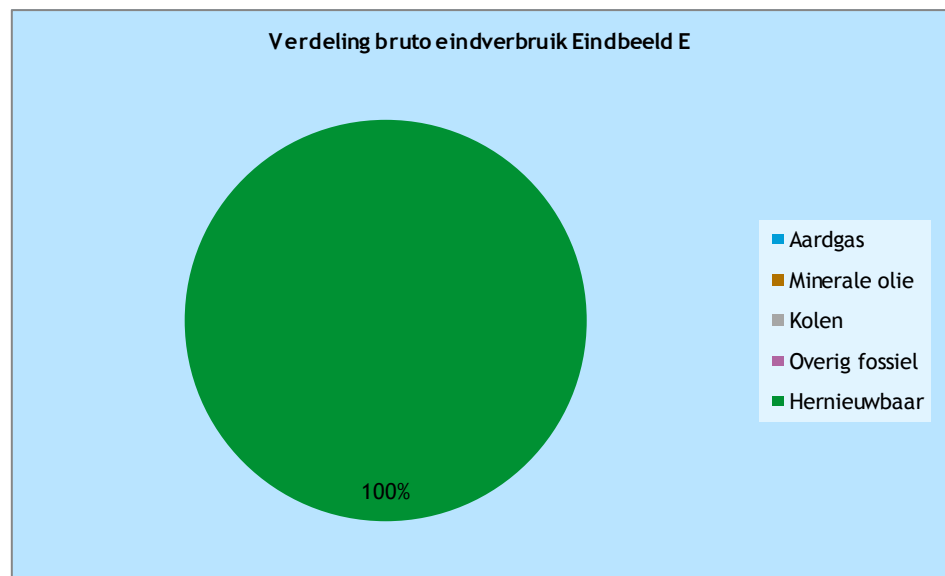
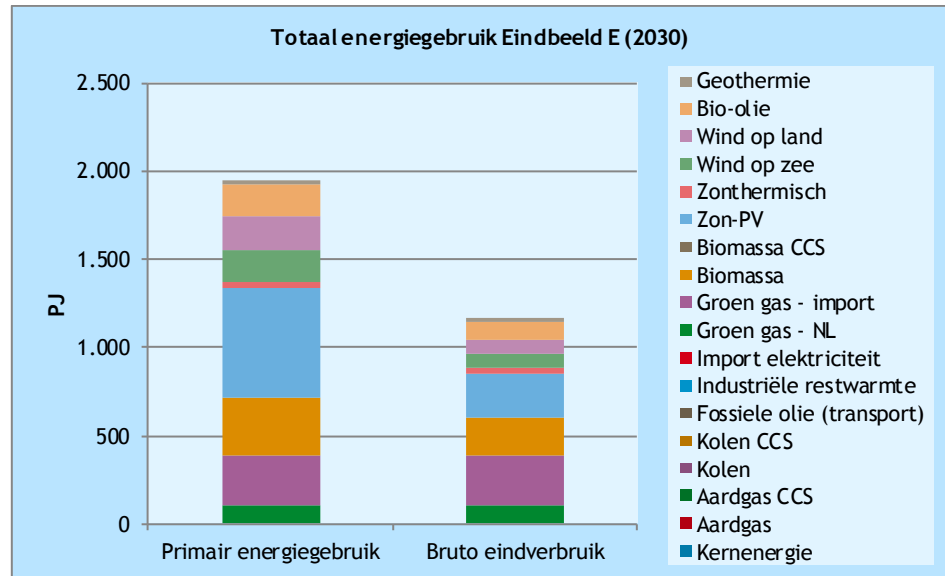
De energievraag uit de voorgaande paragrafen betreft het bruto eindverbruik, zoals dat is gedefinieerd in de *Renewable Energy Directive* van de Europese Unie. Aan de hand van dit bruto eindverbruik wordt het aandeel hernieuwbare energie in Nederland bepaald. In Figuur 95 wordt de opbouw van het bruto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

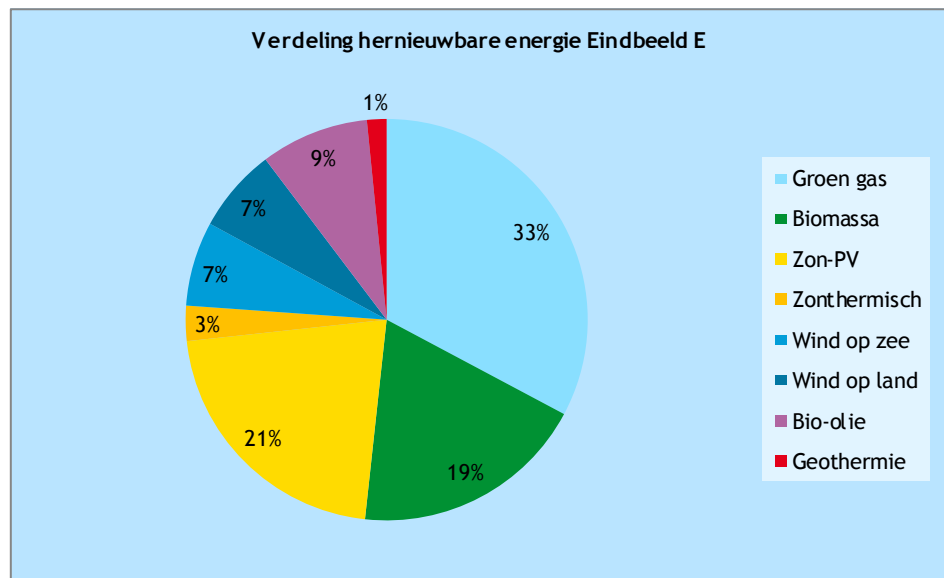
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld³¹. In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 95 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor Eindbeeld E weergegeven.

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

³¹ Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

Figuur 95 Totaal energiegebruik Eindbeeld E





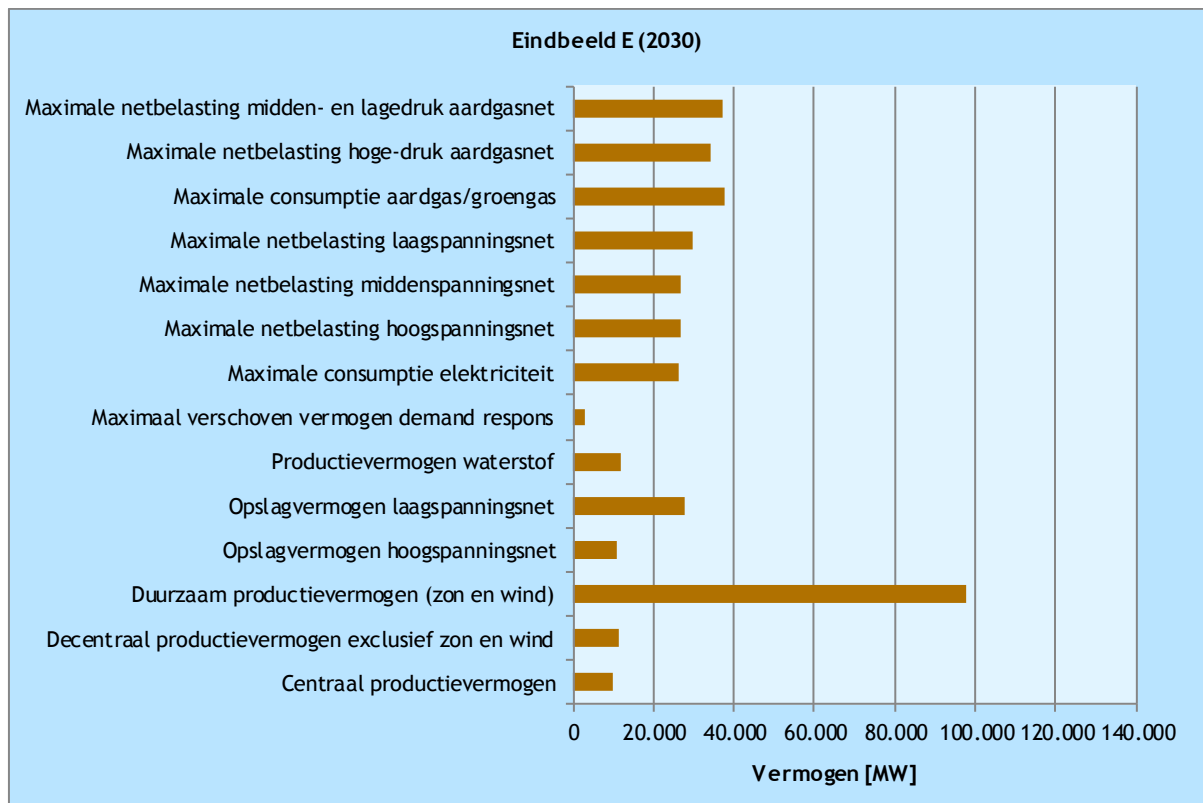
Emissies

De CO₂-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld worden geen fossiele energiebronnen toegepast, waarmee de CO₂-reductie ten opzichte van 1990 op 100% uitkomt.

Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

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

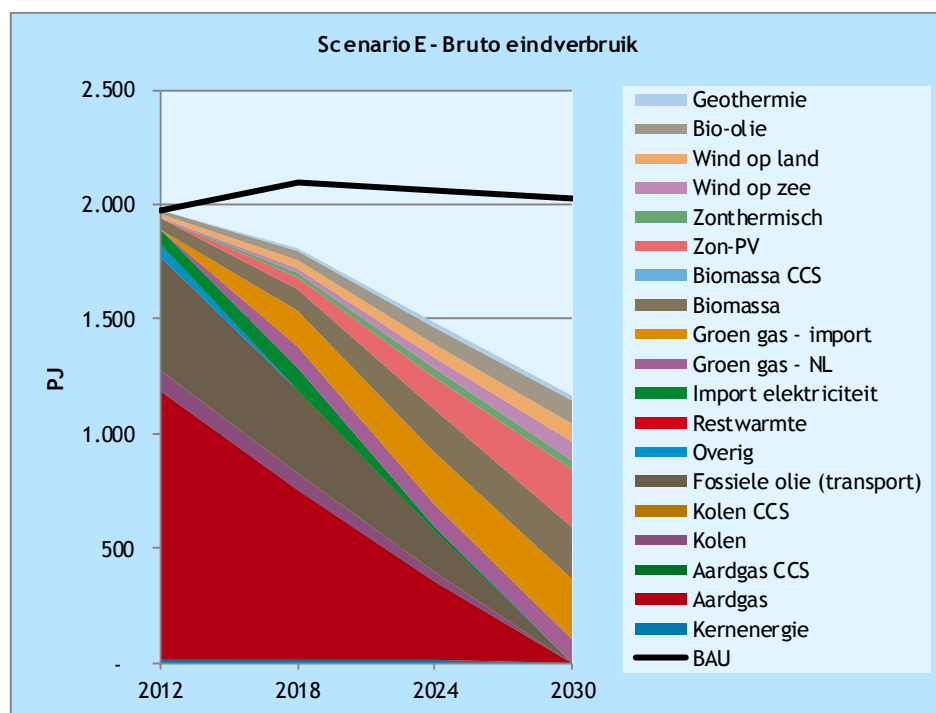
Figuur 96 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld E



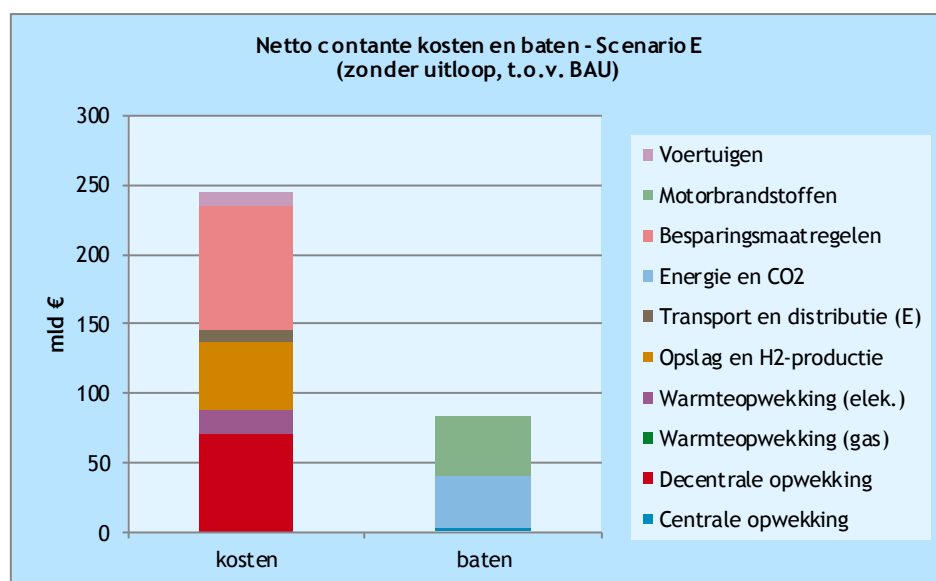
D.5.2 Scenario E

Scenario E is het meest extreme scenario, waarbij alle fossiele energiebronnen worden vervangen en 100% CO₂-reductie wordt behaald. Aardgas, kolen en olie verdwijnen hiermee volledig buiten beeld en in 18 jaar worden deze vervangen door met name biomassa, in de vorm van groen gas, vaste biomassa en vloeibare biomassa. Daarnaast groeit vanaf 2018 de productie van zon-PV explosief (ten opzichte van 2012 is zon-PV in 2030 een factor 250 groter). Het toepassen CCS-technieken is in dit scenario niet nodig en ook kernenergie wordt in de aanloop naar 2030 uitgefaseerd.

Figuur 97 Scenario E



Figuur 98 Totale netto contante kosten Scenario E



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

D.6 Eindbeeld BAU

BAU kenmerkt zich door een CO₂-reductie van 22% (voortzetting huidig vastgesteld beleid), een aandeel van 16% hernieuwbare energie en beperkte benutting van het decentrale potentieel. In het eindbeeld wordt daarnaast aangenomen dat er een lage besparing achter de meter plaatsvindt en het potentieel aan decentrale elektriciteitsproductie laag is. Dit wordt weergegeven in Tabel 65.

Tabel 65 Uitgangspunten BAU

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

Elektriciteit

Vraag

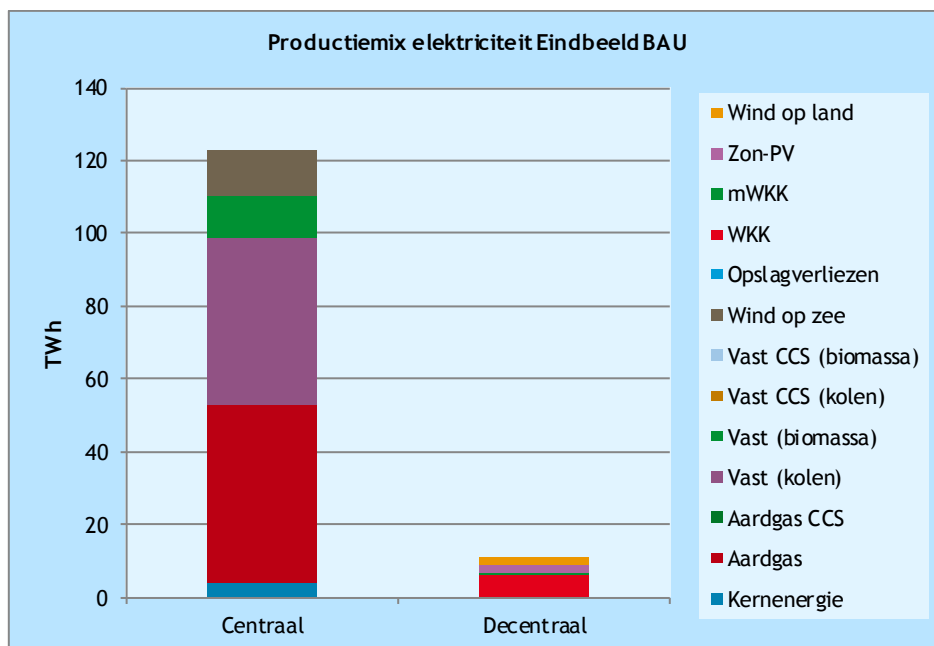
De basisvraag naar elektriciteit bestaat uit de vraag van de verschillende sectoren, met een besparing van 10% achter de meter op de functionele elektriciteitsvraag. Daarnaast is er een elektriciteitsvraag als gevolg van elektrisch vervoer en de productie van laag- en hoogwaardige warmte door middel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

Aanbod

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



Figuur 99 Productiemix elektriciteit BAU



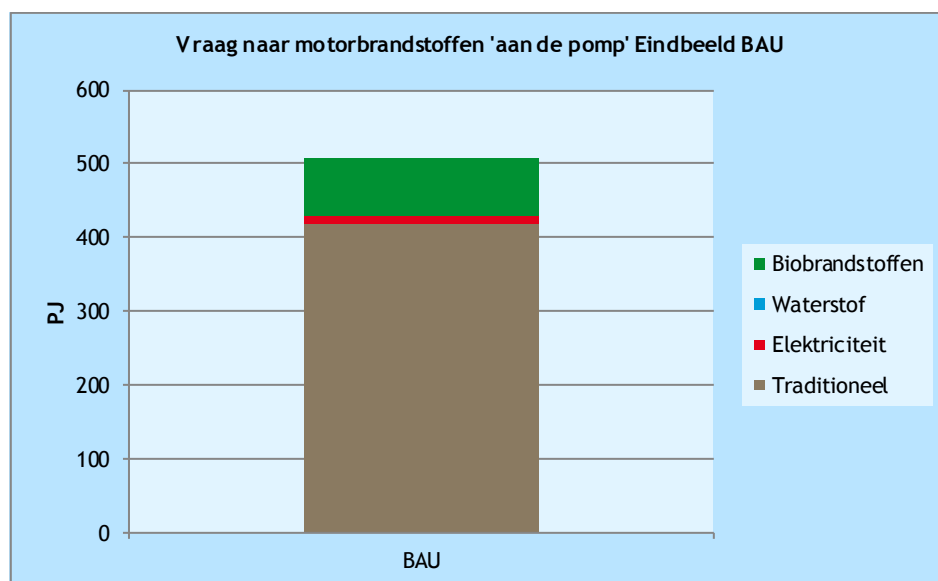
In dit eindbeeld komt het grootste deel van de elektriciteit uit centrales die een vaste mix van kolen en biomassa gebruiken. Daarnaast vormt aardgas een belangrijke brandstof. De hernieuwbare opties hebben tezamen een aandeel van 21% in de elektriciteitsproductie. In het BAU wordt aangenomen dat er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

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

Motorbrandstoffen

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

Figuur 100 Vraag naar motorbrandstoffen BAU



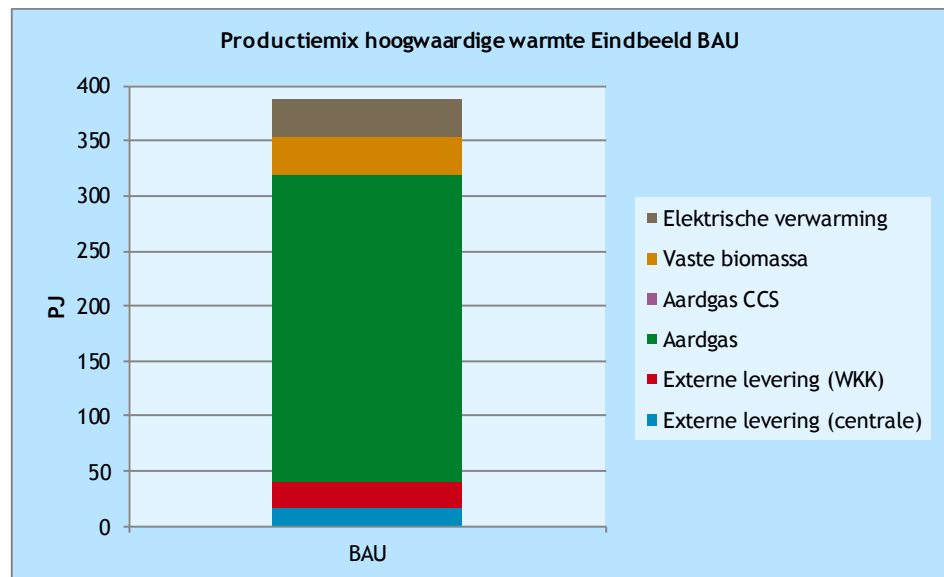
Hoogwaardige warmte

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

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

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

Figuur 101 Productiemix hoogwaardige warmte BAU



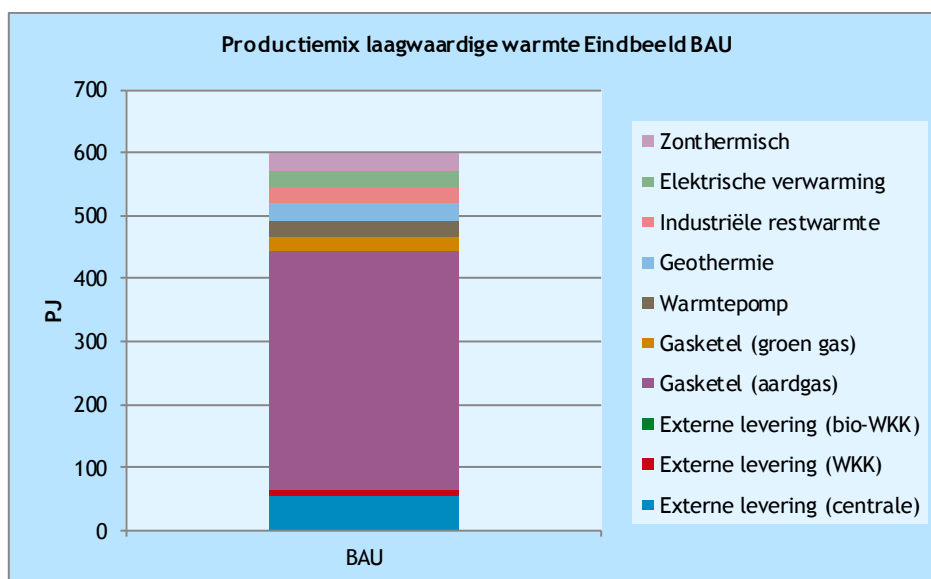
Laagwaardige warmte

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

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

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

Figuur 102 Productiemix laagwaardige warmte BAU



Totaal energiegebruik

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

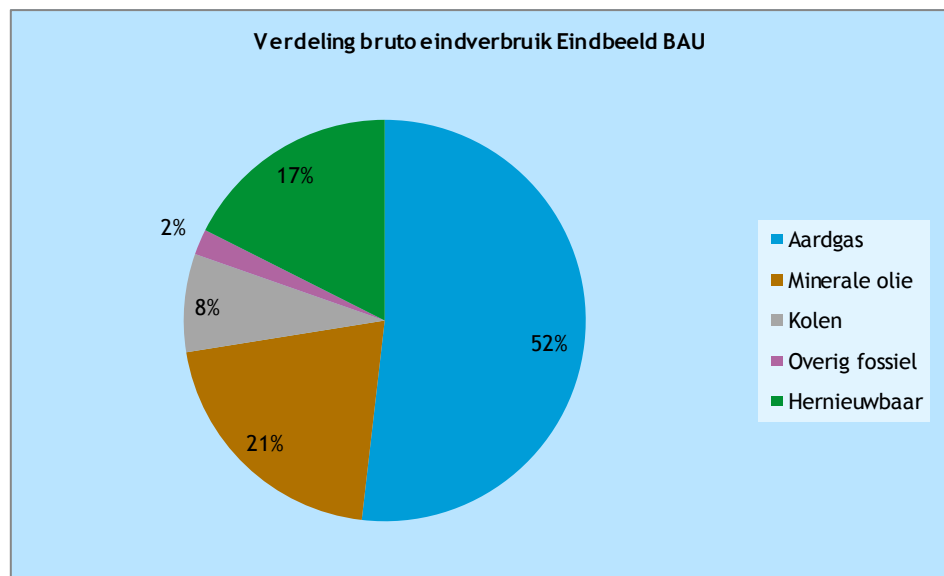
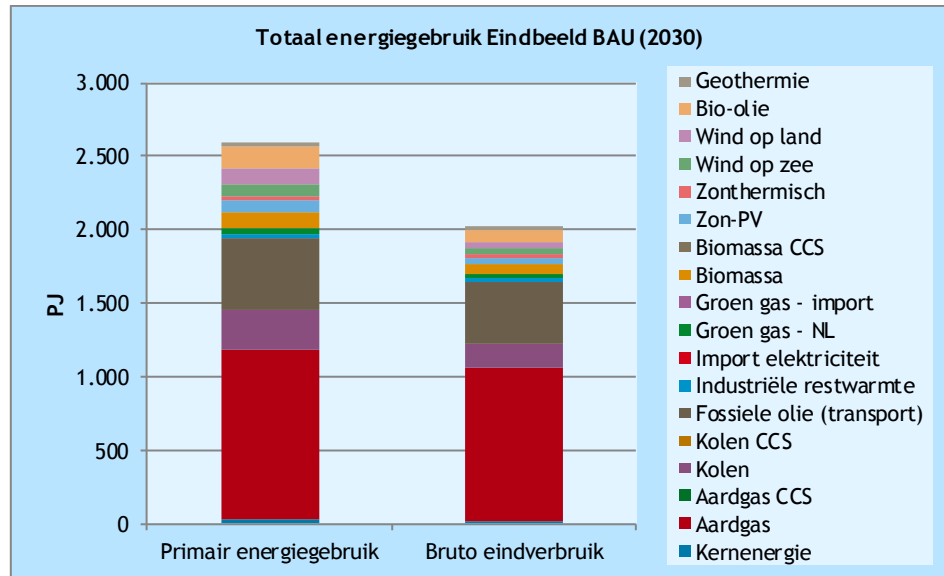
In het bruto eindverbruik is geen rekening gehouden met de rendementen voor de productie van de energiedragers zoals elektriciteit en waterstof. Aan de hand van de omzettingsrendementen kan de totale primaire energievraag worden bepaald voor het eindbeeld³². In Bijlage C worden deze rendementen toegelicht. In Figuur 103 wordt de opbouw van de primaire energievraag voor BAU weergegeven.

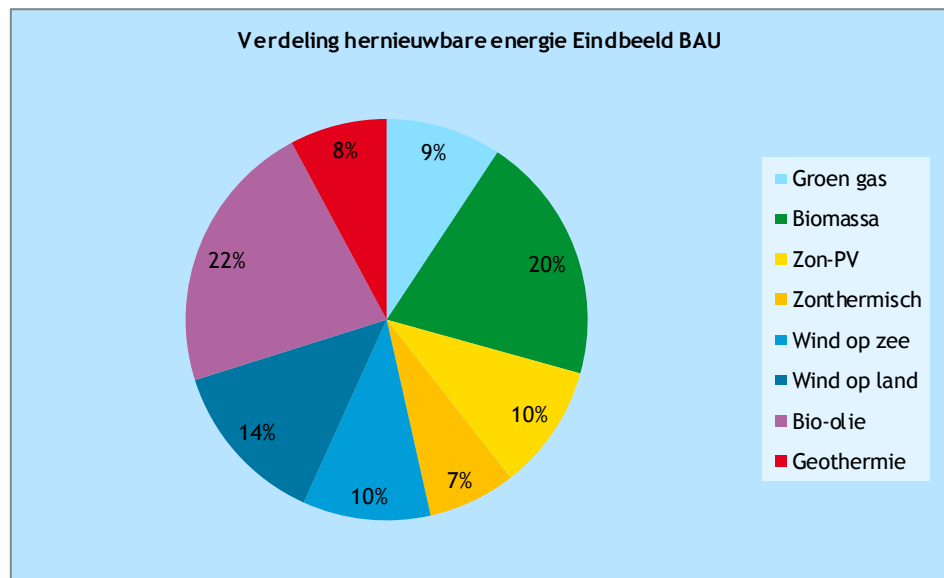
Uit de figuren valt op te maken dat in dit eindbeeld aardgas de grootste energiebron is: 44% van het primaire gebruik en 50% van het bruto eindverbruik. Gevolgd door fossiele olie (ongeveer 20%) en kolen (ongeveer 10%).

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

³² Dit is exclusief de vraag naar energiedragers voor niet-energetische toepassingen.

Figuur 103 Totaal energiegebruik BAU

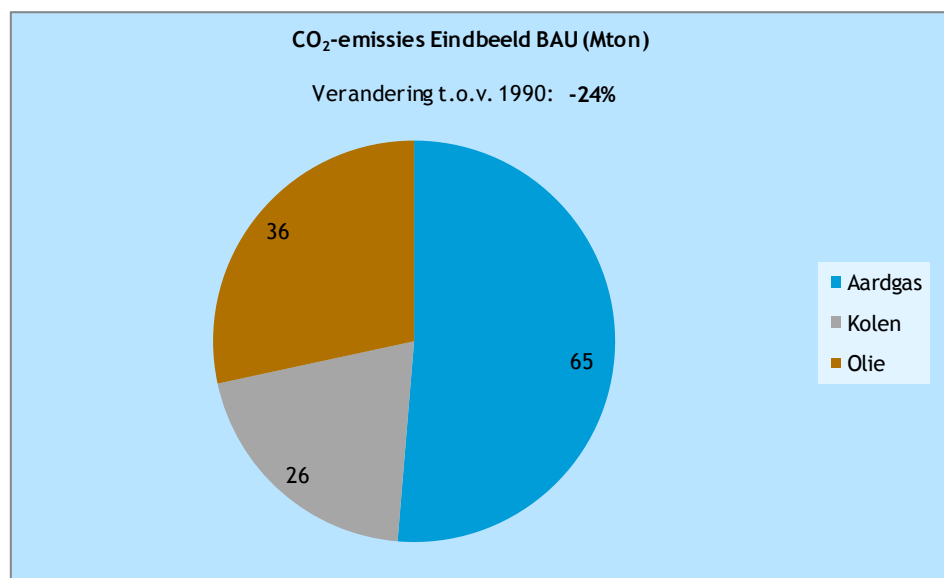




Emissies

De CO₂-emissies komen voort uit het gebruik van fossiele energiebronnen. In dit eindbeeld zijn dat aardgas, minerale olie en kolen. Figuur 104 geeft deze totale emissies en de verhouding daartussen weer. In totaal wordt 24% CO₂-emissies gereduceerd ten opzichte van de emissies in 1990.

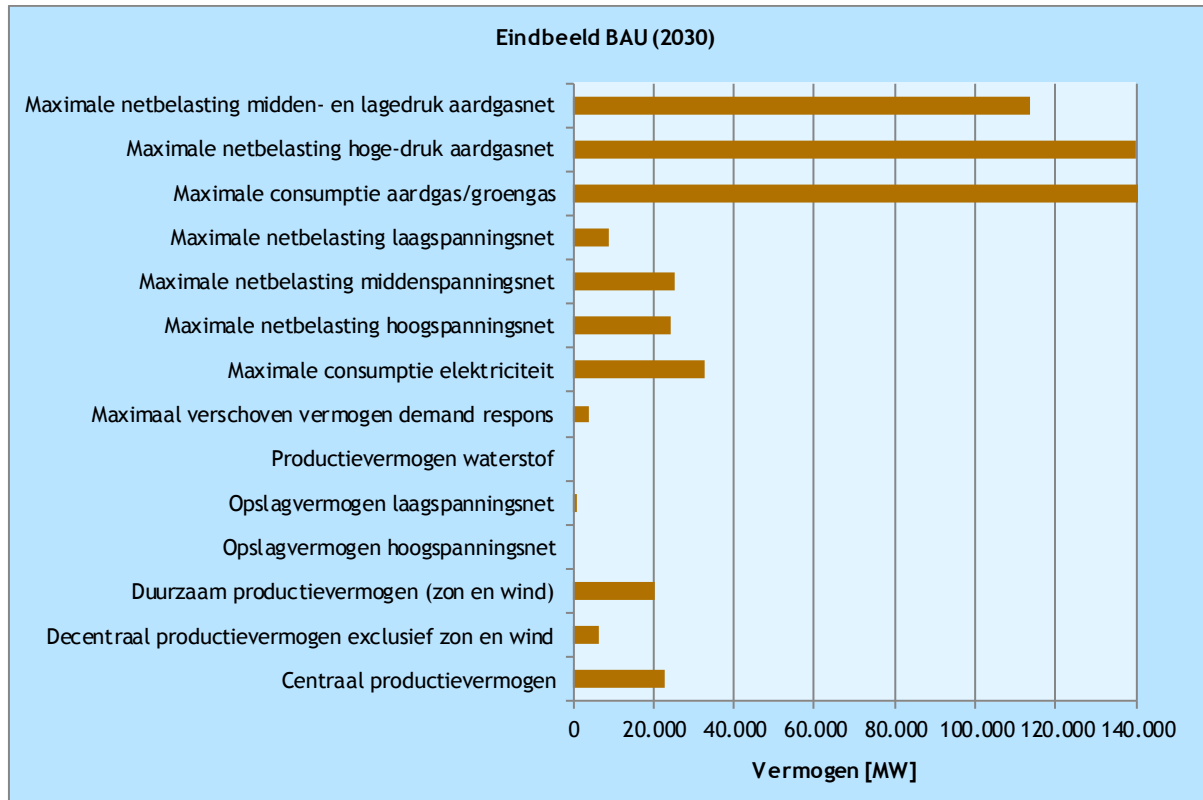
Figuur 104 CO₂-emissies BAU



Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag

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

Figuur 105 Geïnstalleerd vermogen en maximale vraag voor Eindbeeld BAU



D.7 Huidige energievoorziening

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

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

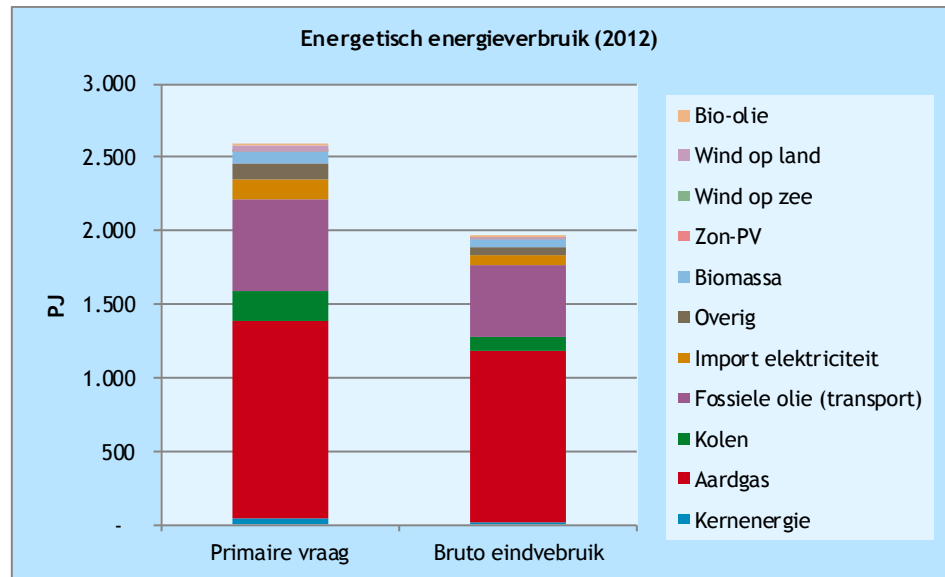
Op hoofdlijnen zijn dit:

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

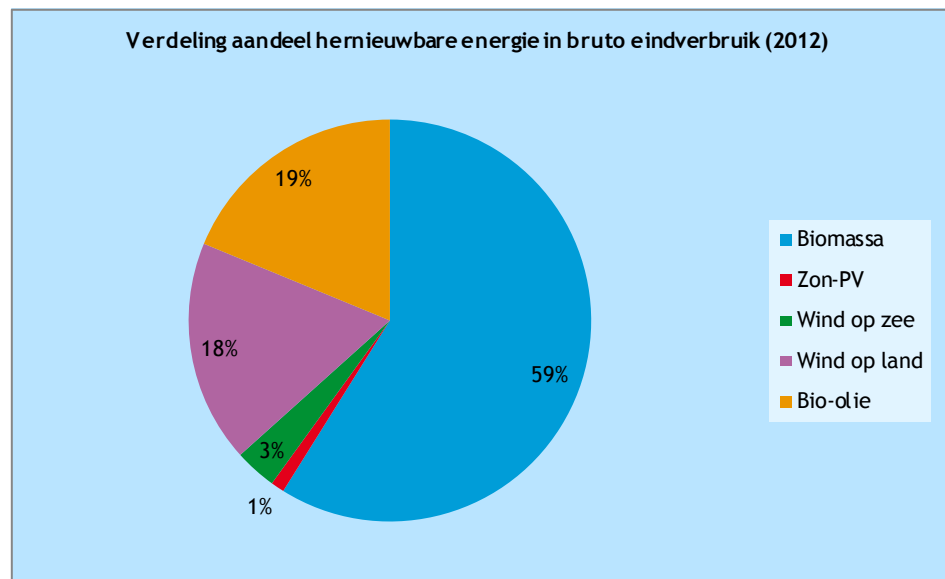
Als gevolg van deze aannames sluit het beeld van het primaire energiegebruik niet volledig aan op het door het CBS berekende gebruik. Het verschil is echter beperkt en heeft geen grote invloed op de uitkomsten van de berekeningen in deze studie.

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

Figuur 106 Energetisch energieverbruik in 2012



Figuur 107 Hernieuwbare energie in 2012



D.7.1 Recente ontwikkelingen

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

Energieakkoord

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

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

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

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

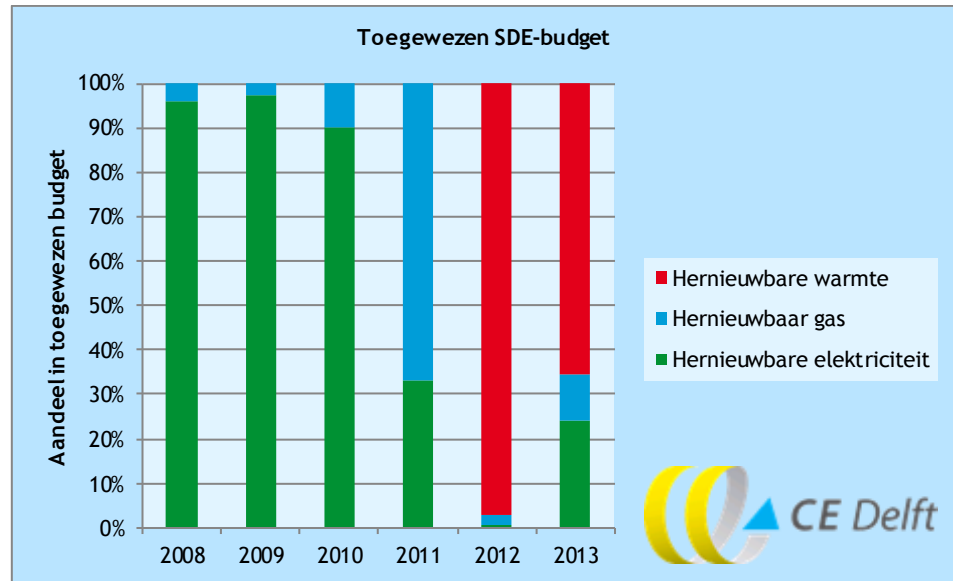
SDE+

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

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



Figuur 108 Verdeling SDE-budget



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

Europese Richtlijnen

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

Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED, 2009/28/EG)

De RED schrijft voor dat in 2020 in de Europese Unie als geheel minimaal 20% van het energiegebruik uit hernieuwbare bronnen moet komen. Hoewel de RED al in 2009 is ingegaan, is deze per 31 december 2010 geïmplementeerd en zijn de effecten/consequenties hiervan in recente jaren zichtbaar geworden. Een belangrijk onderdeel van de RED is het opstellen van een nationaal actieplan voor energie uit hernieuwbare bronnen (NREAP). Hierin is weergegeven hoe het nationale streefcijfer voor Nederland behaald gaat worden in 2020. De Nederlandse NREAP is in 2011 uitgebracht door het toenmalige Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie en bevat naast een overzicht van de verwachte bijdrage van hernieuwbare bronnen, ook een overzicht van alle instrumenten die de overheid gebruikt om het doel te bereiken.

In de NREAP wordt ervan uit gegaan dat het Nederlandse streefcijfer van 14% hernieuwbaar in 2020 hoofdzakelijk wordt bereikt door hernieuwbare elektriciteit. Zo moet in 2020 37% van de in Nederland gebruikte elektriciteit een hernieuwbare bron hebben. Voor warmte en koude wordt dit op 9% gesteld.

De instrumenten en maatregelen om het doel in 2020 te bereiken zijn divers. Een grote bijdrage wordt wel verwacht van besparing op warmte, zowel bij huishoudens (normering zoals EPC, EPG, EMG en energielabels; besparingsprogramma's en convenanten) als industrie (restwarmtebenutting, aanleg warmte-infrastructuur). Er is maar een beperkt aantal instrumenten en maatregelen dat (deels) gericht is op hernieuwbare warmte (SDE+, EIA).

Richtlijn Energie-efficiëntie (EED, 2012/27/EU)

Waar de RED zich richt op hernieuwbare energie, richt de EED zich op energiebesparing. Het doel van de richtlijn is het behalen van het Europese streefcijfer van 20% energiebesparing in 2020 op het energieverbruik. De richtlijn schrijft maatregelen voor om het energiegebruik van overheid, burgers en bedrijven terug te dringen. De maatregelen hebben onder andere betrekking op warmtekrachtkoppeling, energie-audits, energiediensten, renovatie van gebouwen en voorbeeldfunctie van gebouwen van overheidsinstanties, overheidsinkopen, kwalificatie, accreditatie en certificering, financiering, tarieven en voorwaarden voor het transport van energie en het meten en factureren van energie (Overheid, 2014). De EED is sterk gericht op warmtebesparing en het toepassen van efficiënte technieken zoals WKK en het gebruik van restwarmte. Op dit moment is de overheid bezig met de implementatie van de EED in de Nederlandse wet- en regelgeving. Dit moet voor 5 juni 2014 afgerond zijn.

Herziening Richtlijn Energieprestatie gebouwen (EPBD, 2010/31/EU)

In 2010 is een herziene Richtlijn betreffende de energieprestatie van gebouwen (EPBD) goedgekeurd door de EU. In de loop van 2013 is deze richtlijn geïmplementeerd in de Nederlandse wet- en regelgeving.

De belangrijkste wijzigingen ten opzichte van de eerdere versies van de Richtlijn zijn (op het vlak van warmte):

- De lidstaten berekenen de kostenoptimale niveaus van de minimumeisen van energieprestaties met betrekking tot de totale levenscyclus voor gebouwen.
- Voor elk nieuw gebouw wordt de haalbaarheid van alternatieve systemen van energieopwekking onderzocht.
- Voor bestaande bouw moeten nu eisen vastgelegd worden voor elke ingrijpende renovatie. Daarnaast moeten ook energieprestatie-eisen bepaald worden voor kleinere renovaties waarbij een deel van de gebouwschil wordt vervangen dat een significante impact heeft op de energieprestatie.
- De lidstaten moeten systeemeisen vastleggen op het vlak van de globale energieprestatie van technische installaties die vervangen worden in bestaande gebouwen.
- Vanaf 2021 moeten alle nieuwe gebouwen ‘bijna energieneutrale gebouwen’ zijn. Vanaf 2019 geldt dit voor alle nieuwe gebouwen van overheden.

Op het energieprestatiecertificaat moet de technische haalbaarheid en de kosteneffectiviteit van de opgenomen aanbevolen maatregelen vermeld worden.



Bijlage E Profielmodel

E.1 Doel en reikwijdte van de profielmodellering

Het energieconversiemodel geeft al een goed beeld van energiestromen binnen de verschillende scenario's. Om capaciteiten te kunnen bepalen, wordt een vertaalslag gemaakt naar (net)belastingpatronen aan de hand van genormeerde belastingpatronen voor relevante apparaten, installaties en verbruiksgroepen binnen Nederland en opwekpatronen voor duurzame energie.

Dit levert een veelheid van data op, met als basis de belastingprofielen voor alle apparaten, installaties en verbruiksgroepen in het profielmodel. Deze vormen weer het uitgangspunt voor het bepalen van netbelastingen, het bepalen van de inzet van centrale opwekking, het inschatten van energieprijzen en voor de evaluatie van de elektrische systeemstabiliteit.

De grafieken en tabellen op basis van deze data suggereren soms een hogere nauwkeurigheid dan mag worden verwacht van een model op hoofdlijnen zoals dit capaciteitsmodel. Het doel van dit model is voornamelijk om inzicht te krijgen in de gevolgen van systeemkeuzes en scenariokeuzes. Het gaat meer om trends dan om absolute kwantificering per scenario.

Verder is dit een landelijk model, gebaseerd op landelijke belastingpatronen waarbij rekening is gehouden met de gelijktijdigheid van belastingen over heel Nederland. Het profielmodel zegt dus niets over de situatie in een specifieke woonwijk of een specifiek industriegebied.³³

Deze bijlage gaat in meer detail in op de werking van het conversiemodel. Het beschrijft werkwijzen, achtergronden en methodieken.

E.2 Profielmodel in samenwerking met conversiemodel

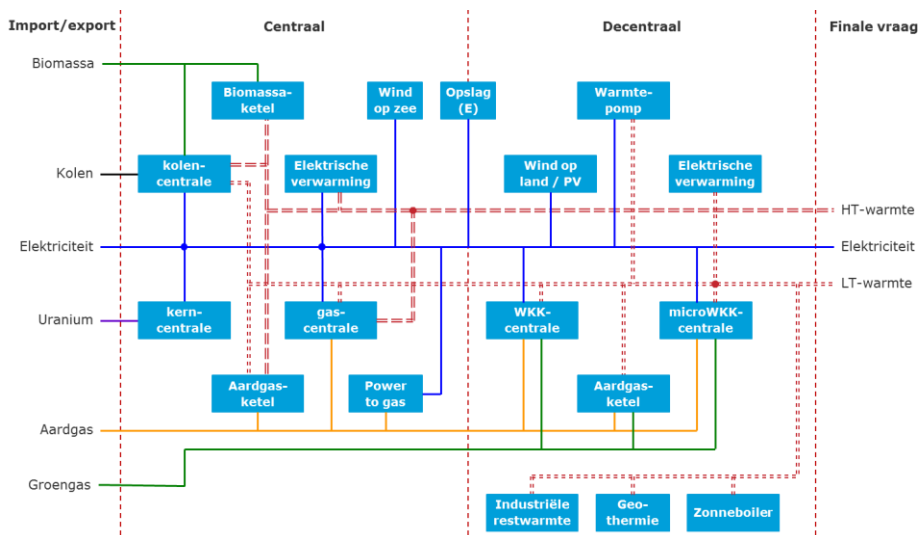
Een van de grote uitdagingen van deze studie is om een eindbeeld van een scenario te vertalen naar daadwerkelijke kosten van assets (opwekking, netten en dergelijke). Daarvoor wordt een profielmodel gebruikt waarin gelijktijdige belastingprofielen van gebruikersgroepen in Nederland zijn opgenomen. Dit profielmodel richt zich alleen op elektriciteit en gas en deels op warmtelevering. Mobiliteit (uitgezonderd elektrische auto's) valt buiten dit model.

Het conversiemodel levert per zichtjaar een consistent energiebeeld op. Dit energiebeeld is opgebouwd uit energieverbruik, energieaanbod en energieconversies die binnen dit scenario voorkomen. Figuur 109 geeft het overzicht van de energieconversies die in het profielmodel zijn opgenomen. Door middel van import van energie (inclusief eigen aardgaswinning), eigen (duurzame) opwekking en de benodigde energieconversies wordt aan de finale vraag voor hoge temperatuurwarmte (processen), lage temperatuurwarmte (tapwater- en ruimteverwarming) en elektriciteit voldaan.

³³ Het profielmodel biedt wel de mogelijkheid om een specifieke wijk met specifieke belastingpatronen bijvoorbeeld als gevolg van een hoge penetratie van zon-PV of warmtepompen door te rekenen maar deze mogelijkheid is in deze studie niet gebruikt.



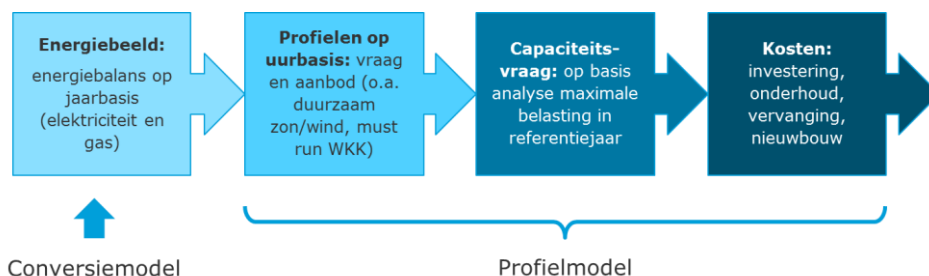
Figuur 109 Overzicht van energieconversies in het conversiemodel en profielmodel



Het energiemodel beschrijft de omvang van de energieconversies (bijvoorbeeld opwekking door zon, wind en conventionele centrales) en van de finale vraag (voor elektrisch vervoer, warmtepompen, netverliezen, opslagverliezen en dergelijke). Deze omvang en finale vraag worden uitgedrukt in PJ.

In het profielmodel wordt deze ‘energiebalans’ omgezet in belastingprofielen voor een referentiejaar. De hoogste belasting in dat jaar is een maat voor de benodigde investering in capaciteit voor opwekking of transport en distributie. Figuur 110 geeft dit weer.

Figuur 110 Het profielmodel gebruikt energiebeelden uit het conversiemodel voor de dimensionering



E.3 Belasting- en opwekprofielen in het profielmodel

De basis van het model zijn profielen op uurbasis. Het betreft hier gemiddelde profielen waarin het gelijktijdigheidseffect al is meegenomen. Gebruikte profielen zijn:

- Vaste dagprofielen, bijvoorbeeld voor de belasting van elektrisch vervoer of warmtepompen of de opwekking door micro-WKK of voor de bijdrage van een interconnectie met het buitenland. Er is een profiel voor een doordeweekse dag en voor een weekenddag. Er worden genormeerde profielen gebruikt en de piekbelasting en penetratie van dit profiel wordt separaat ingevoerd.
- Profielen voor duurzame opwekking (zon-PV en windturbines) gebaseerd op weergegevens en geïnstalleerd vermogen.

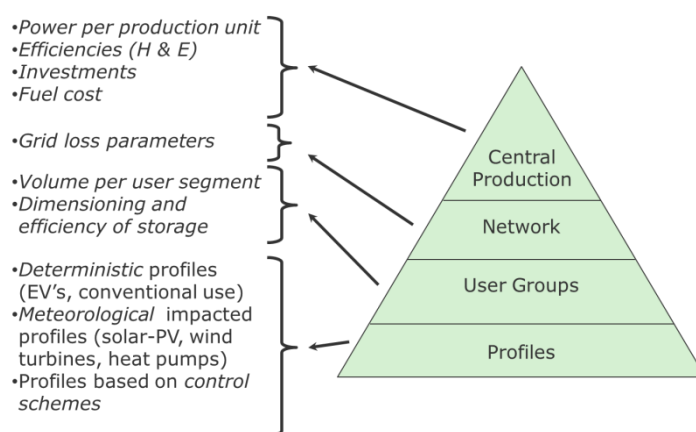


- Profielen op basis van een regelstrategie of anders. Bijvoorbeeld elektriciteitsopslag, productie van waterstof voor elektrisch vervoer of netverliezen.

Op basis van één of meerdere profielen wordt de belasting (of opwekking) van een gebruikersgroep bepaald. Daarbij wordt nog rekening gehouden met netto en bruto profielen. Dit speelt bij eigen opwekking, bijvoorbeeld bij tuinders. Hierop wordt verderop in deze bijlage ingegaan. Het uiteindelijke netto netbelastingprofiel voor het net is het resultaat van de bruto profielen voor eigen verbruik en eigen opwekking.

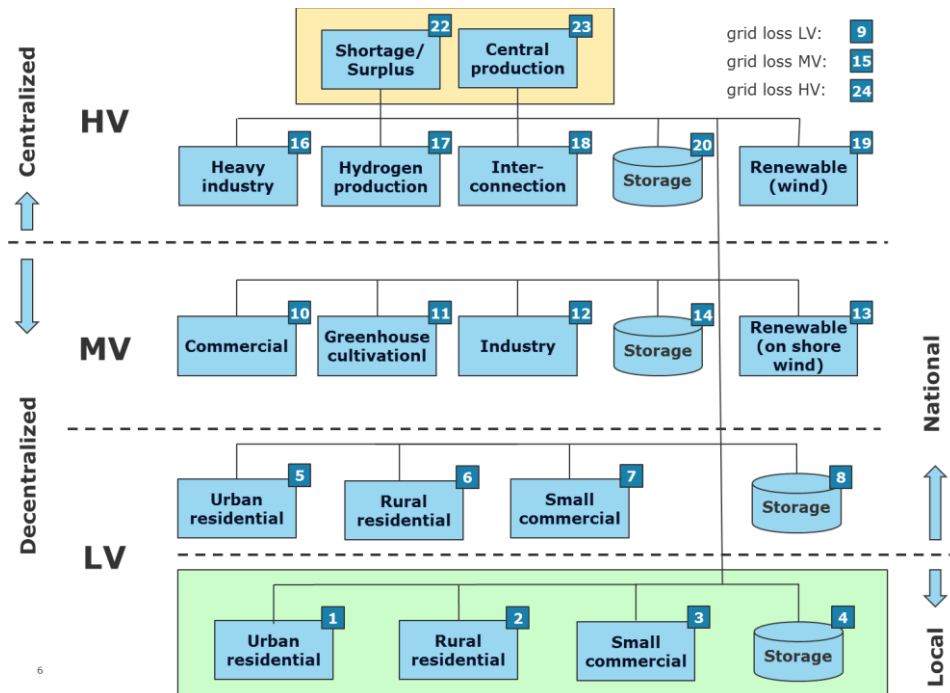
Profielen worden gebundeld tot één profiel voor een bepaalde gebruikersgroep (woningen, utiliteitsbouw, industrie, opwekking windturbines, energieopslag en dergelijke). Verschillende gebruikersgroepen worden weer gebundeld tot de belasting voor een netvlak (laagspanning, middenspanning, hoogspanning) en de resulterende belasting wordt verzorgd door centrale opwekking in combinatie met import/export. Figuur 111 geeft dit weer.

Figuur 111 Opbouw van het profielmodel uit individuele profielen



In Figuur 112 is een overzicht gegeven van de toegepaste gebruikersgroepen. De methodiek laat de mogelijkheid open om lokale effecten voor een lokale wijk (met bijvoorbeeld veel elektrische warmtepompen of zon-PV) door te rekenen in een landelijk beeld dat daarvan afwijkt. De interconnecties (vast profiel) samen met het tekort/overschot aan centrale productie (dynamisch profiel) bepalen de benodigde import/export.

Figuur 112 Overzicht van gebruikersgroepen



Het profielmodel is in de basis een ‘boekhoudkundig’ model dat profielen op uurbasis optelt en dat deze optellingen controleert met checksommen en dergelijke. De waarde van het model zit onder andere in het goed en betrouwbaar bepalen van de individuele verbruiksprofielen, de methodiek voor netverliesberekeningen en de regelstrategie voor opslagsystemen en systemen voor waterstofproductie.

De match tussen het conversiemodel en het profielmodel is nooit perfect. Zo gaat het conversiemodel uit van een vast percentage netverliezen. In het profielmodel worden deze berekend op basis van de fysische eigenschappen van het net en geprofileerde netbelasting.

E.4 Referentiejaar klimaatgegevens

Een aantal profielen is afhankelijk van de weercondities. Dit zijn met name profielen voor ruimteverwarming (deze worden geschaald op basis van de temperatuur) en profielen voor duurzame opwekking (wind afhankelijk van de windsnelheid en zon afhankelijk van de zoninstraling). Voor het referentiejaar wordt het ‘verkort referentiejaar voor buitencondities’ (VRJ) gebruikt. Dit referentiejaar is gebaseerd op een NEN-norm³⁴ en verder toegelicht in een ISSO-publicatie³⁵. Het referentiejaar geeft voor 4 seizoenen van 14 dagen van 24 uur een gemiddeld Nederlands jaar weer. Het VRJ is aangepast door de koudste weekdag en weekenddag van circa -7°C en -10°C te wijzigen in -17°C.

³⁴ NEN 5060 Verkort Referentiejaar voor buitencondities, 1987. Deze norm is in 2009 ingetrokken.

³⁵ Verkort referentiejaar voor buitencondities, ISSO publicatie 12, 1986.



Het VRJ wordt gebruikt als een representatief jaar waarin alle realistische omstandigheden voorkomen. Voor het bepalen van maximale belastingen is dit voldoende. Verbruiken worden opgeschaald naar een jaarverbruik met een factor 365/56. Dit geldt ook voor benodigde capaciteit van opslag. Voor opslag op dagbasis of weekbasis is de berekende capaciteit (MWh) de goede capaciteit. Voor opslag op jaarbasis dient de berekende capaciteit met dezelfde factor opgeschaald te worden. Het model levert daarmee inzicht voor een jaar met extremen maar niet voor een extreem jaar (bijvoorbeeld een jaar met heel weinig wind of heel weinig zon). Dat is inherent aan deze methode en kan opgelost worden door voor een aantal verschillende (extreme) klimaatjaren het model door te rekenen. Dit valt buiten de scope van deze studie.

E.5 Duurzame opwekking

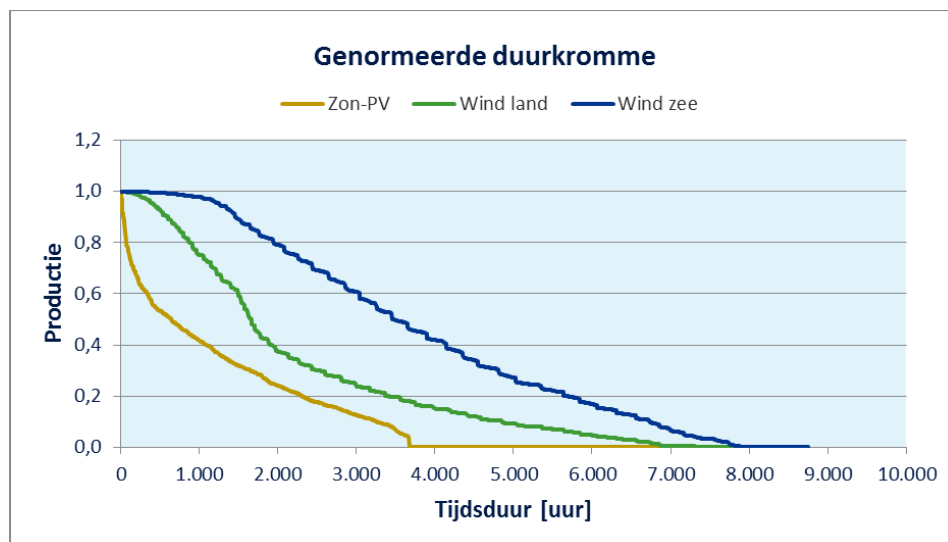
Duurzame opwekking (zon, wind) zijn gebaseerd op de zoninstraling en de windsnelheden uit het verkort referentiejaar. Er is echter wel schaling toegepast zodat het aantal equivalente vollasturen per jaar overeenkomt met praktijkwaarden. Voor wind betekent dit dat de windsnelheid is opgeschaald naar hogere waarden. Dit is logisch omdat het VRJ geen windsnelheid in het vrije veld geeft. Aan de hand van de ashoogte van de turbines en de profielactoren voor het windprofiel is zodanig geschaald dat windturbines op land uitkomen op circa 2.200 vollasturen en windturbines op zee op circa 3.500 vollasturen per jaar. De volumemaat is het aantal windturbines van een bepaald vermogen (2,5 MW voor conventionele turbines op land, 6 MW voor turbines op zee). Het momentane vermogen volgt uit de windsnelheid en het opwekprofiel van de turbines.

Voor zon geeft het VRJ instraling op het platte vlak (direct en diffuus). Deze is aan de hand van jaargemiddelde data voor verschillende oriëntaties van zonnepanelen geschaald naar de positie van het paneel (horizontale en verticale hoek) en naar een gemiddeld aantal equivalente vollasturen van 850 uur per jaar. De volumemaat is het aantal installaties van een gegeven aantal m² oppervlak (50 m² per woning, 125-500 m² per installatie overig). Met een rendement van 20% komt dit neer op 7 kWp per woning en 18-70 kWp voor (kleine) utiliteitsgebouwen.

De durkrommen voor duurzame opwekking op basis van het VRJ staan weergegeven in Figuur 113. Duidelijk is dat de piekopwekking door zon veel groter is dan de piekopwekking door wind. Het ligt daarom voor de hand om zon bij piekbelastingen voor het net of te lage (negatieve) energieprijzen af te schakelen (curtailment). De afweging is die bijvoorbeeld gemaakt moet worden is de balans tussen de meerkosten van een opslagsysteem en de meeropbrengst van elektriciteit die verkocht wordt op een moment dat de prijs hoog is. Dit is een economische afweging die in het profielmodel niet wordt gemaakt, juist om de implicaties van een hoge penetratie aan zon weer te geven.



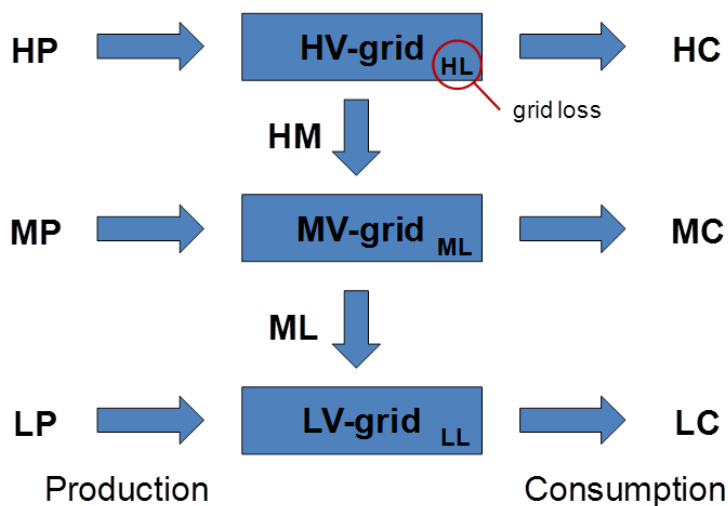
Figuur 113 Overzicht van genormeerde jaarduurkrommen voor de opwekking van zon en wind



E.6 Netbelasting

Het profielmodel focust zich op de kosten voor elektriciteitsnetten. Het elektriciteitsnet wordt gemodelleerd door middel van drie netvlakken (hoog-, midden- en laagspanning) en twee transformatorvlakken (hoog- naar middenspanning en midden- naar laagspanning). Figuur 114 geeft dit schematisch weer. De belasting per netvlak (HV-grid, MV-grid en LV-grid) wordt bepaald door de productie (P) en de consumptie (C) per netvlak en de elektriciteitsstromen door de transformatorvlakken HM en ML.

Figuur 114 Schematische weergave van het elektriciteitsnet zoals dat in de modellering wordt gebruikt



De belasting van een netvlak wordt bepaald door de grootste energiestroom (op uurbasis) door dat netvlak. De belasting van een transformatorvlak wordt op dezelfde wijze bepaald. De maximale belasting is bepalend voor de benodigde capaciteit per netvlak.

De kosten per netvlak of transformatorvlak worden bepaald op basis van de maximale belasting en een kostenkental, uitgedrukt in euro's per kW benodigde capaciteit. Deze kostenkentalen zijn bepaald op basis van een eerdere netstudie voor smart grids (CE Delft, DNV KEMA) en op basis van de resultaten van expertmeetings met netbeheerders die in het kader van dit project gehouden zijn. De gebruikte kostenkentalen zijn samengevat in Tabel 66.

Tabel 66 Kostenkentalen voor netten

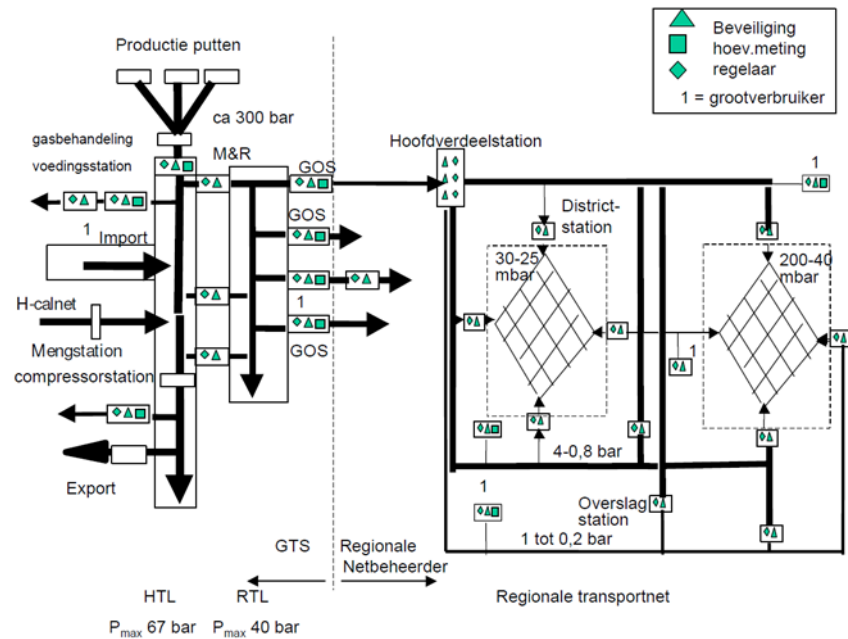
Netvlak/transformatorvlak	Kostenkental [€/kW]	Leercurve
Hoogspanning	408	laag
Hoogspanning --> middenspanning	250	laag
Middenspanning	705	laag
Middenspanning --> laagspanning	200	laag
Laagspanning	862	laag

Voor gasnetten zijn geen capaciteitskostenberekeningen opgenomen omdat in alle scenario's het gasverbruik daalt. Uitgangspunt is dat in alle scenario's de bestaande netten worden gehandhaafd en dat de kosten per scenario gelijk zijn.

Een uitzondering betreft investeringen voor groen gas. Om dit te verduidelijken is in Figuur 115 een schematische weergave gegeven van het gasnet in Nederland. Het hoge druk net wordt bedreven op een druk van 40-67 bar, het lage druk net op 20 mbar tot 8 bar. Invoeding van (regionaal geproduceerd) groen gas zal plaatsvinden op het niveau van het regionale transportnet (8 bar). Het regionale transportnet heeft globaal gesproken voldoende capaciteit om de dag-nachtcyclus op te vangen, maar niet om seizoenfluctuaties op te vangen. Hiervoor dient centrale gasopslagcapaciteit gebruikt te worden. Dit betekent dat groen gas (bij veel invoeding) van het regionale net naar het landelijk net zal moeten worden getransporteerd. Dit brengt additionele kosten met zich mee voor een extra compressiestap om gas van een lage druk naar een hoge druk te brengen.



Figuur 115 Schematische weergave van het aardgasnet (bron: Dienst uitvoering en toezicht Energie)



Invoeding van grote hoeveelheden groen gas brengt daarom extra kosten met zich mee voor de benodigde compressiestap van het regionale gasnet naar het landelijke gasnet. Daarnaast brengt het comptabel meten van de invoeding van groen gas extra kosten met zich mee. Met name het nauwkeurig meten van de gassamenstelling brengt hoge kosten met zich mee.

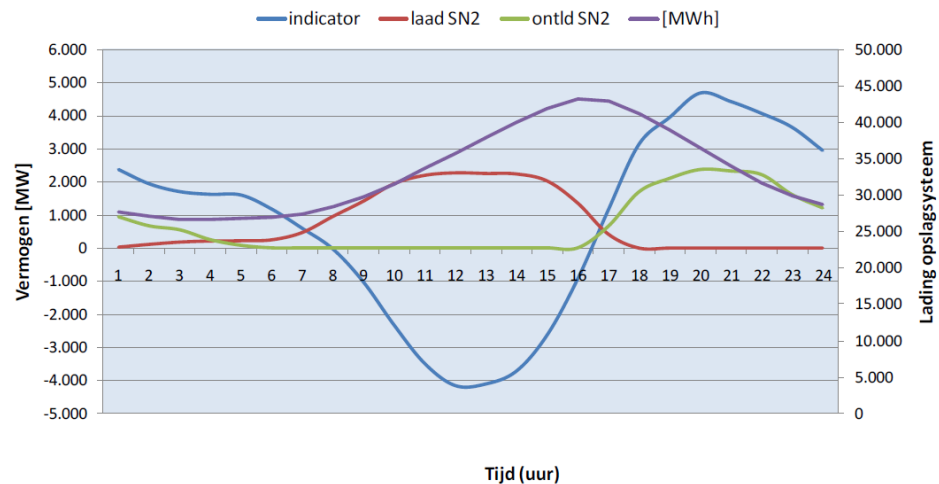
E.7 Energieopslag

Elektriciteitsopslag kent twee vormen in het conversiemodel. Dag-nachtopslag, en seizoensopslag. Bij dag-nachtopslag begint het opslagsysteem ieder etmaal met hetzelfde energieniveau en middelt het pieken en dalen in de consumptie/productie over één etmaal zo goed mogelijk uit. Seizoensopslag-systemen zijn er op gericht om binnen een jaar seizoensvariaties op te vangen. Dit wordt vooral belangrijk als veel verwarming geëlektrificeerd wordt (bijvoorbeeld elektrische warmtepompen).

Opslagssystemen worden aangestuurd op basis van een indicator die representatief is voor de energievraag in het netvlak waar het opslagsysteem is aangesloten. Bij een hoge energievraag ontlad het opslagsysteem om bij te dragen aan de vraag, bij een lage energievraag (of negatieve vraag, bijvoorbeeld productie door zon-PV) laadt het opslagsysteem. Het opslagsysteem is er dus op gericht om de energievraag in een netvlak uit te middelen en daarmee de netbelasting te vereffenen. Sturing op energieprijzen is nog niet mogelijk.

Figuur 116 geeft een voorbeeld van de werking van het opslagsysteem. Het betreft dag-nachtopslag op laagspanningsniveau. De bepalende energievraag is de combinatie van een conventioneel belastingprofiel voor een huishouden en opwekking van duurzame energie (zon-PV) tijdens de daguren. Duidelijk is te zien dat het opslagsysteem laadt gedurende de daguren en ontlad in de avond aflopend richting de nacht. De belastingpiek als gevolg van de zon-PV opwekking wordt op deze manier afgevlakt.

Figuur 116 Voorbeeld van de werking van opslag voor woningen met veel zon-PV

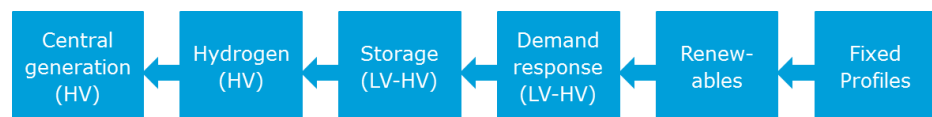


Het aardgasnet heeft zelf al een intrinsieke opslagcapaciteit. Door drukvariaties in het landelijke of regionale transportnet toe te laten, kunnen dag-nachtfluctuaties opgevangen worden. Voor aardgas is daarom alleen seizoensopslag van belang. Seizoensopslagmogelijkheden zijn nu al aanwezig om pieken in het gasverbruik op te vangen. Deze vorm van opslag wordt daarom in alle scenario's aanwezig geacht en geeft geen verschil tussen de scenario's onderling.

E.8 Aanpassen van het profielmodel op het conversiemodel

Het doorrekenen van het profielmodel op basis van het conversiemodel vraagt een aantal stappen. Deze zijn in Figuur 117 weergegeven.

Figuur 117 Volgorde van doorrekenen van het profielmodel



Deze stappen behelzen:

- Het aanpassen van het gelijktijdig piekvermogen of het aantal eenheden van apparaten/installaties met een vast profiel, zodanig dat de productie of consumptie uit het profielmodel overeenkomt met de productie of consumptie uit het conversiemodel.
- Het aanpassen van het aantal installaties voor opwekking van wind- en zonne-energie zodanig dat de productie uit het profielmodel overeenkomt met de productie uit het conversiemodel.
- Het doorrekenen van demand respons op basis van het percentage flexibiliteit voor aangeslotenen per netvlak. Dit is voor alle scenario's identiek.
- Het doorrekenen van opslag. Opslag op laagspanning wordt zodanig gedimensioneerd dat de zonnepiek wordt opgevangen in het laagspanningsnet zelf. Opslag op middenspanning wordt niet gebruikt omdat dit voornamelijk niet meer inzicht levert. Opslag op hoogspanning wordt zodanig gedimensioneerd dat de import/export in het jaar 2030 over

het jaar gemiddeld met elkaar in balans zijn. Opslagverliezen worden bepaald aan de hand de rendementen van de verschillende opslagsystemen.

- Het doorrekenen van waterstofproductie (of power-to-gas). Waterstofproductie werkt alleen tijdens uren met een hoge productie en/of een lage consumptie van elektriciteit. De vermogensgrens waarbij waterstofproductie wordt ingezet wordt zodanig bepaald dat precies voldaan wordt aan de gevraagde productie uit het conversiemodel. Aangenomen is dat waterstofproductie circa 4.000 vollasturen per jaar maakt. Uit deze aanname volgt het vereiste productievermogen.
- Als laatste stap worden de centrale productie-eenheden zodanig gedimensioneerd dat de gerealiseerde opwekking gelijk is aan de gevraagde opwekking uit het conversiemodel. Dit is nooit een exacte match, mede omdat de netverliezen en de opslagverliezen berekend worden in het profielmodel en daarom niet altijd overeenkomen met de waarden uit het conversiemodel. Het vermogen van de centrale units wordt altijd zo geschaald dat het gevraagde vermogen uit het profielmodel precies geleverd wordt. Dit maakt de scenario's onderling vergelijkbaar.

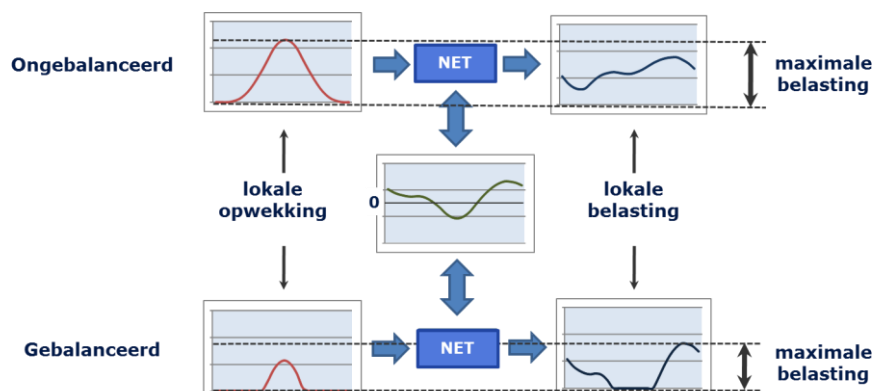
E.9 Demand respons en smart grids

Smart grids zijn niet expliciet opgenomen in de scenario's. Het enige flexibele mechanisme dat is opgenomen is verschuiving van de etmaalvraag door demand respons op basis van Time-of-Use-tarieven. Smart grid-concepten zijn in feite leveranciers van flexibiliteit en als zodanig uitwisselbaar met bijvoorbeeld opslag. Conceptueel is het effect daarmee meegenomen in dit model alleen is geen kosten-batenafweging gemaakt tussen het inzetten van flexibiliteit door opslag of flexibiliteit door smart grid-concepten.

E.10 Locale balancering in netten

Lokale balancering is erg belangrijk voor de netbelasting. Lokale balancering wil zeggen dat productie en consumptie lokaal al gebalanceerd worden zonder een belasting te vormen voor het net. Figuur 118 geeft een voorbeeld van een groep huishoudens met zon-PV. Als alle zonproductie via het net gaat is de netbelasting groter dan als deze binnen deze groep gesaldeer wordt. De mate van balancering kan worden uitgedrukt in een balanceringsfactor. Een factor nul wil zeggen geen balancering, een factor één wil zeggen maximale balancering.

Figuur 118 Visualisatie van het effect van balancering



Balancing heeft een grote invloed op de netbelasting en daarmee op de kosten voor netverzwaring. CBS-data voor eigen productie van de industrie en de glastuinbouw suggereren een balanceringsfactor tussen de 20 en 80%.

Lokale balancing kan een manier zijn om lokale congestie in netten te voorkomen. Daarmee is de balanceringsfactor ook een stuurvariabele geworden die kan worden beïnvloed door, bijvoorbeeld, de introductie van smart grid-concepten. In deze studie is een vaste waarde van 50% aangehouden.

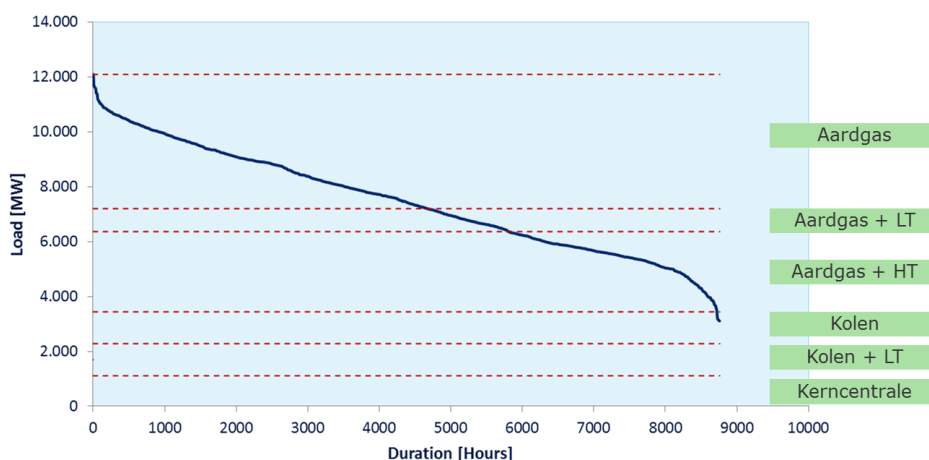
E.11 Centrale productie en energieprijzen

Het saldo van decentrale opwekking, import/export en consumptie moet worden geleverd door centrale productie. Centrale productie wordt onderscheiden in gascentrale en kolencentrales met en zonder carbon capture & storage (CCS) en met en zonder warmtelevering (lage temperatuur, LT en hoge temperatuur, HT).

Op basis van het elektrisch rendement, het thermisch rendement en het de brandstofprijzen wordt een zogenaamde merit order opgesteld die bepaalt in welke volgorde units worden ingezet. Units met een lagere brandstofprijs komen (bij gelijke rendementen) eerder in de merit order. Ook units met warmtelevering komen over het algemeen eerder in de merit order dan units zonder warmtelevering vanwege de additionele waarde van de geleverde warmte.

Figuur 119 geeft een voorbeeld van de productieduurkromme voor centrale units voor het basisjaar 2012. Het oppervlak onder de kromme geeft de totale hoeveelheid gevraagde energie. Het snijpunt van de stippelijijn met de curve geeft het aantal bedrijfsuren voor de betreffende unit weer. In deze benadering is geen rekening gehouden met het 'must-run' karakter van sommige units, bijvoorbeeld units die proceswarmte leveren aan de (zware) industrie. Daarmee zouden aardgasunits die HT-warmte leveren naar voren verschuiven in de merit order.

Figuur 119 Voorbeeld van een landelijke productieduurkromme (centrale productie) en de invulling van deze vraag met centrale opwekking (LT is lage temperatuur warmtelevering, HT idem hoge temperatuur)



De overeenstemming tussen het conversiemodel en het profielmodel is nooit exact. Daarom is er soms sprake van een klein overschot of tekort aan centraal productievermogen. Om de scenario's onderling vergelijkbaar te maken worden de vermogens zodanig geschaald dat de gevraagde productie precies door de centrale units kan worden ingevuld. Een vergelijking op (kosten voor) benodigd centraal productievermogen tussen de verschillende scenario's vindt dan ook op gelijke basis plaats.

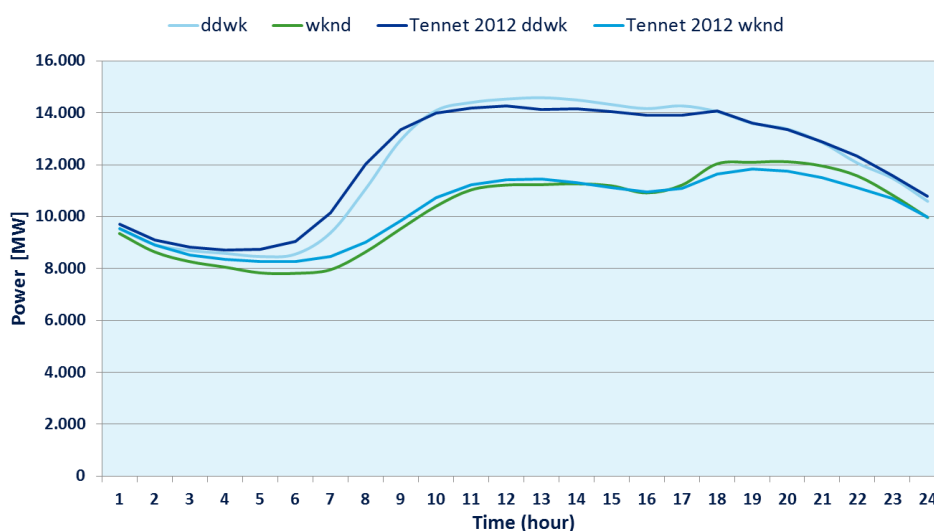


Bijlage F Resultaten profielmodel

F.1 IJking op de situatie voor 2012

Op basis van CBS-gegevens is de energiebalans (voor elektriciteit voor 2012 samengesteld. Deze energiebalans is vertaald naar capaciteiten in het profielmodel en doorgerekend. Uit de resultaten kan onder andere de totale invoeding³⁶ bepaald worden en vergeleken met de meetdata voor 2012. De resultaten hiervan zijn weergegeven in Figuur 120. Jaargemiddeld mag gesproken worden van een goede overeenkomst.

Figuur 120 Vergelijking tussen de totale invoeding op basis van het profielmodel en de gemeten invoeding (bron: TenneT) gemiddeld over 2012 (ddwk: doordeweekse dag, wknd: weekenddag)

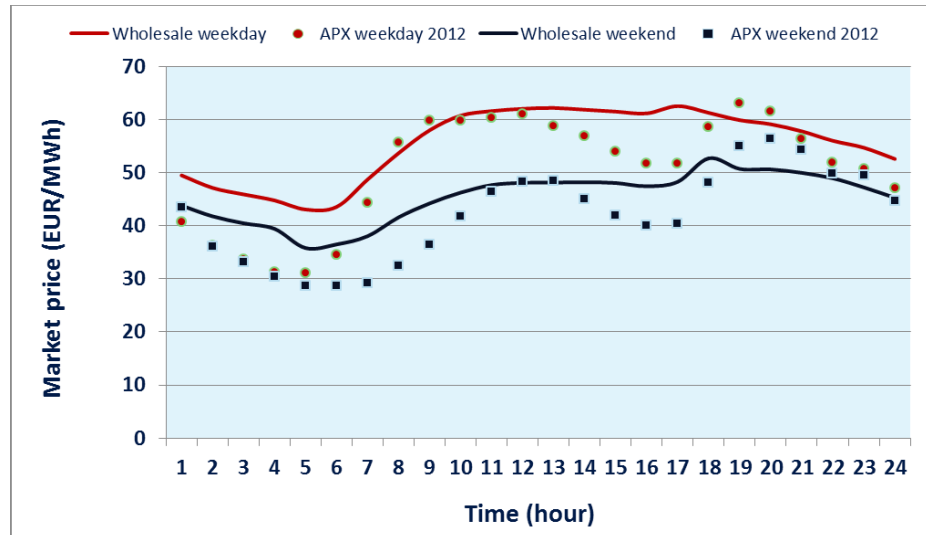


In Bijlage E is aangegeven dat op basis van dit model ook een inschatting gemaakt kan worden van het verloop van de energieprijzen. De resultaten daarvan zijn weergegeven in Figuur 121 samen met de day-ahead prijzen, gemiddeld over 2012. De gemiddelde hoogte van de prijzen komt goed overeen met de day-ahead prijzen en ook de vorm van de prijsprofielen is terug te herkennen. De dag-nachtspreiding van de elektriciteitsprijzen is gemiddeld echter kleiner. De reden hiervoor is onder andere dat een groot aantal marktaspecten (must-run elektriciteitsopwekking, effect van brandstofcontracten en dergelijk) niet naar voren komen in de in dit model gebruikte biedladder. Om deze reden zijn de prijsduurkrommen voor de scenario's niet opgenomen in dit rapport. De volatiliteit van de prijzen wordt op basis van het huidige prijsmodel niet goed weergegeven.

³⁶ Conform TenneT-definitie de door de netbeheerders gemeten invoeding plus het saldo van import en export.



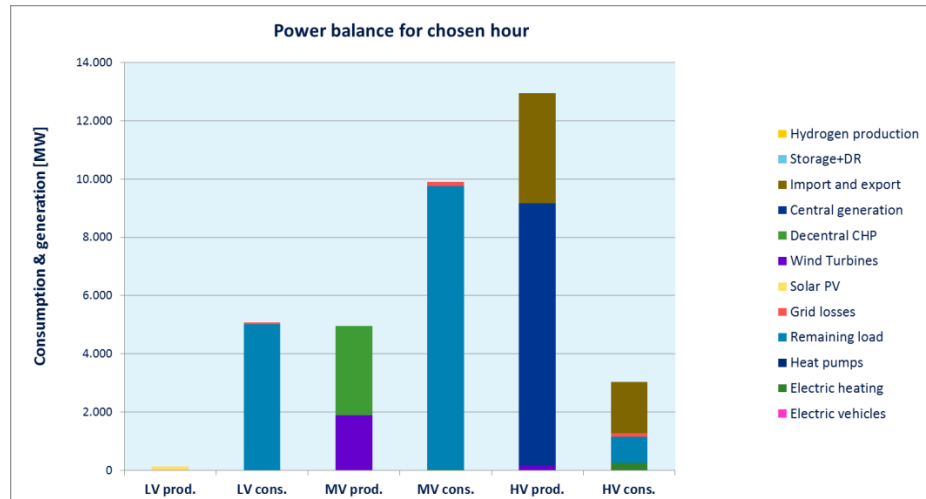
Figuur 121 Vergelijking tussen de berekende elektriciteitsprijzen en de werkelijke prijzen (day-ahead)



Bron: APX.

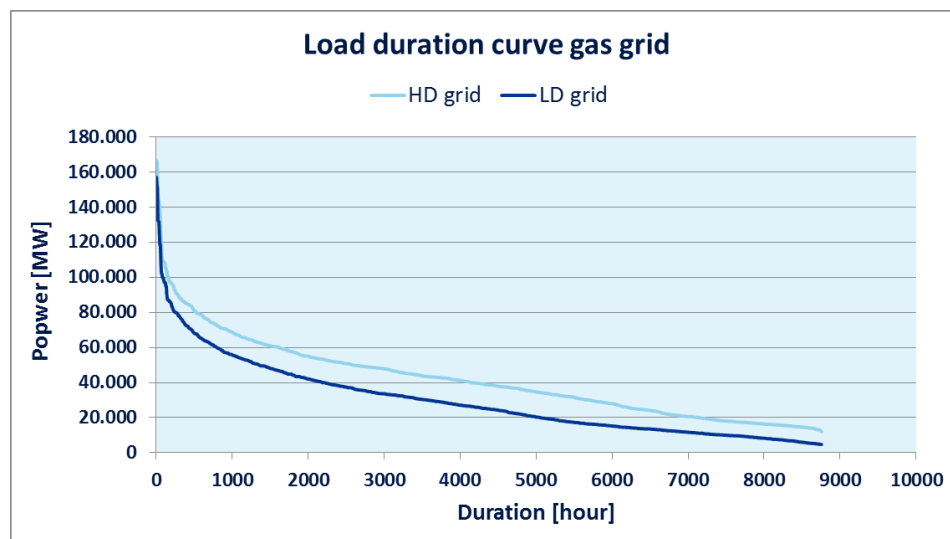
Figuur 122 geeft een ‘snapshot’ van Nederland voor het uur waarop de maximale duurzame productie van zon en wind plaatsvindt. Dit is een zomerdag om 11 uur 's middags. Deze duurzame productie bestaat voornamelijk uit wind op middenspanning. Zon-PV op laagspanning en wind op zee leveren slechts een kleine bijdrage. De duurzame productie is bescheiden vergeleken met het opgestelde conventionele vermogen (centraal en decentraal) en het conventioneel vermogen is ruim voldoende om de piekvraag van circa 20 GW op te vangen. Op het gebied van systeemstabiliteit geeft dit, zoals de praktijk al heeft uitgewezen, geen problemen.

Figuur 122 Verdeling van productie (prod.) en consumptie (cons.) over de drie netvlakken (LV, MV en HV) voor de situatie met maximale productie van zon en wind



Figuur 123 geeft de belastingduurkromme voor het hoge druk (HD) net en het midden/lagedruk (LD) aardgasnet weer. De maximale belasting bedraagt circa 166 MW. Dit komt overeen met 19,4 mln m³/uur³⁷. Dit komt goed overeen met de geprognosticeerde exitcapaciteit van 19,4 mln m³/uur voor 2012 (bron: Gasunie Transport Services). De overeenkomst is minder goed dan deze lijkt omdat bijvoorbeeld aardgas voor feed stock wel is meegenomen in de prognose van GTS maar niet in het profielmodel.

Figuur 123 Belastingduurkromme voor het aardgasnet, gebaseerd op de binnenlandse vraag. Het vermogen is gebaseerd op de onderwaarde van aardgas (zie tekst)



Opvallend is de scherpe piek in de durkromme voor de belasting van het aardgasnet. Dit is het gevolg van het aanpassen van het gebruikte klimaatjaar aan de -17°C grens die GTS hanteert. Dit levert twee extreem koude dagen op (een weekdag en een weekenddag) die zich manifesteren in de piek van de belastingduurkromme.

De netkosten voor elektriciteit worden berekend op basis van kentallen per netvlak en per transformatorvlak (zie Paragraaf E.6). Voor de situatie van 2012 zijn ook de belastingen bekend (uit de modelberekeningen) en op basis daarvan kan de totale investeringswaarde van netten bepaald worden. Deze is weergegeven in Tabel 67.

Tabel 67 Investeringswaarde netten voor 2012 o.b.v. investeringskentallen en modelleringsresultaten

Netvlak/transformatorvlak	Kostenkental [€/kW]	Belasting [GW]	Waarde [mld €]
Hoogspanning	408	16,6	6,8
Hoogspanning --> middenspanning	250	13,3	3,3
Middenspanning	705	16,3	11,5
Middenspanning --> laagspanning	200	8,0	1,6
Laagspanning	862	8,0	6,9
Totaal			30,0

³⁷ Gebaseerd op een onderwaarde voor aardgas van 31,669 MJ/m³ omdat in het model gebruik wordt gemaakt van conversierendementen op onderwaarde.



Uit Tabel 67 volgt een totale investeringswaarde van 30 miljard euro. Bij een levensduur van 50 jaar en een percentage onderhoud van 1,5% komt dit neer op een bedrag van 1,1 miljard euro aan onderhoud en vervanging per jaar. Netbeheer Nederland geeft voor onderhoud en vervanging voor 2012 een totaal bedrag van 0,76 mld. euro op en voor uitbreiding additioneel 0,76 mld. euro. Dit komt binnen de onzekerheid van de modelbenadering goed overeen.

F.2 Eindbeelden voor 2030

F.2.1 Uitleg bij de eindbeelden

De eindbeelden voor 2030 zijn tot op het niveau van profielen voor individuele apparaten en/of installaties vastgelegd. Dit levert een veelheid van data op die niet in één rapport op een zinvolle manier is vast te leggen. In deze rapportage is daarom een keuze gemaakt uit tabellen en grafieken die het meeste inzicht geven.

Per eindbeeld zijn de volgende gegevens opgenomen:

- Een tabel met karakteristieken voor dit scenario. Deze betreffen geïnstalleerde vermogens, maximale consumptie en netbelastingen, nieuwwaarde van investeringen in productiemiddelen en netten, energiekosten en een inschatting van energieprijzen.
- Een overzicht van totale jaarproductie en consumptie voor relevante apparaten en installaties. Hieruit kan onder andere worden opgemaakt of de import en export uitmiddelen over het jaar (uitgangspunt voor 2030).
- Een snapshot voor het de situatie met maximale zonproductie. Hieruit kan worden opgemaakt wat het overschot van zonproductie is per netvlak en in welke mate dit wordt opgevangen door opslag.
- Een snapshot voor de situatie met minimale centrale opwekcapaciteit. Hieruit kan beoordeeld worden of er nog voldoende primair en secundair reservevermogen aanwezig is om het elektriciteitsstelsel stabiel te houden.
- Een snapshot voor de situatie met maximale elektriciteitsconsumptie.
- De belastingduurkromme voor de belasting van het elektriciteitsnet (hoogspanning, middenspanning en laagspanning).
- De belastingduurkromme voor de belasting van het gasnet (transportnetten, HD, en distributienetten, LD).

Dit overzicht van scenario's heeft alleen betrekking op het deel warmte- en elektriciteitslevering. Het deel mobiliteit valt buiten dit overzicht.

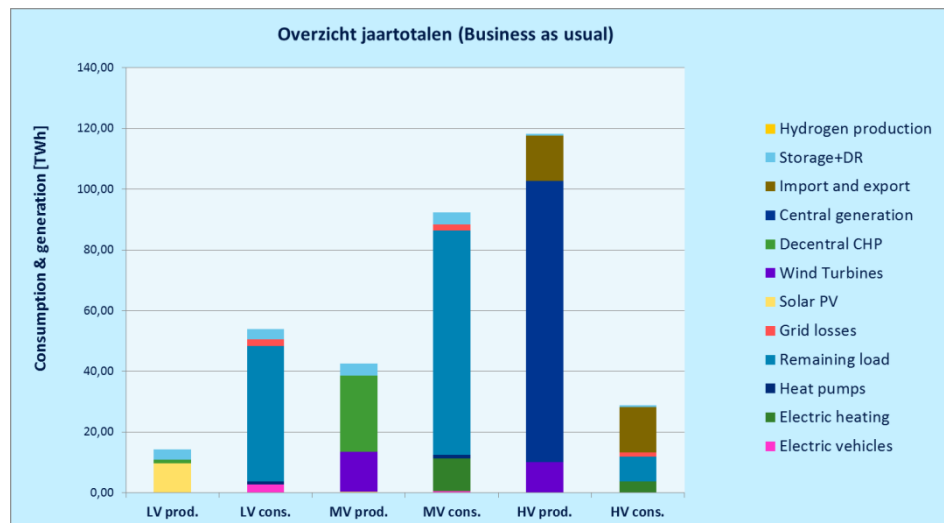


F.2.2 Eindbeeld Business-as-usual-scenario 2030

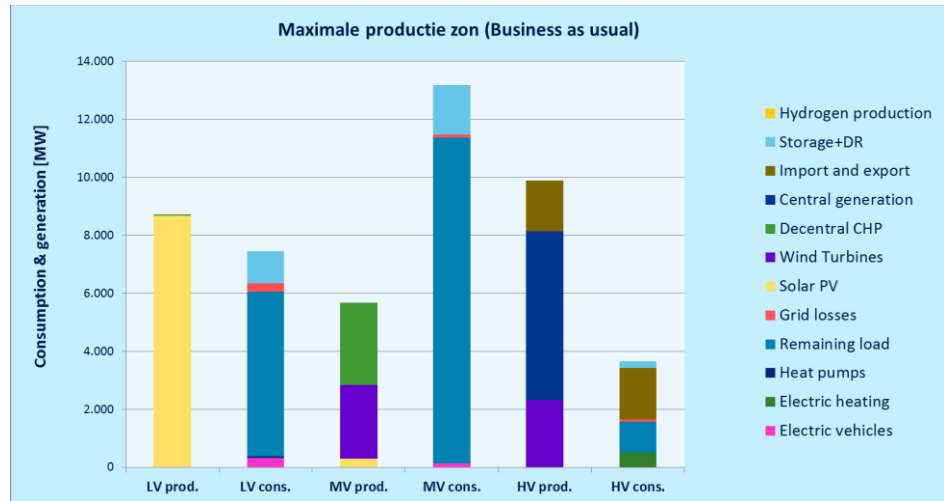
Tabel 68 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario BAU)

Belangrijkste karakteristieken voor Business as usual		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	22.969
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	6.474
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	20.372
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	870
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	3.891
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	32.793
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	24.403
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	25.275
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	8.662
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	141.085
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	139.856
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	113.413
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	50,5
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	26,2
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	1,3
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	37,6
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	14,6
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	101,4
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	81,7
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	5,6
Opslagverliezen	[TWh]	0,1

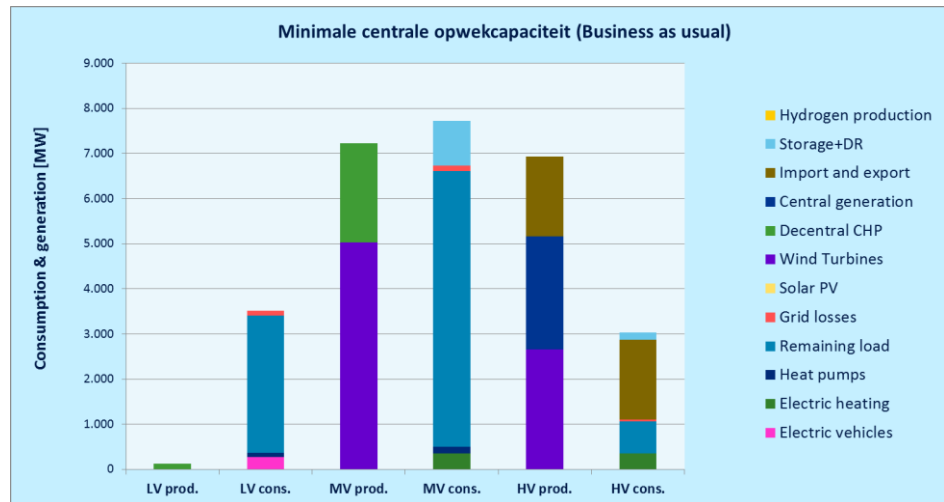
Figuur 124 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario BAU)



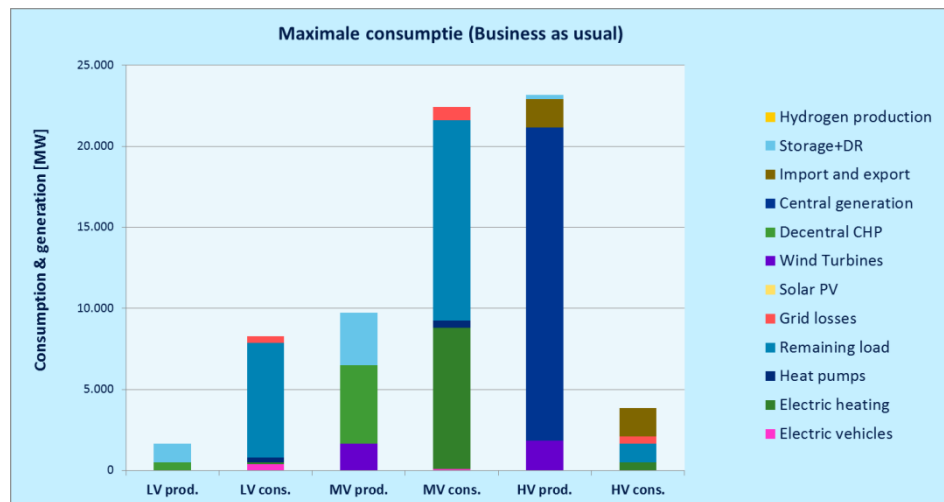
Figuur 125 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario BAU)



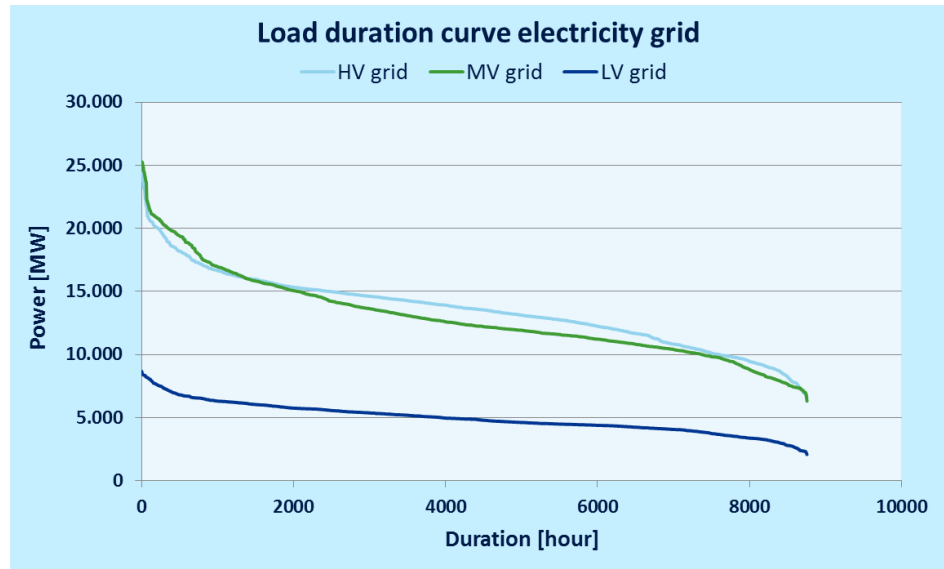
Figuur 126 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario BAU)



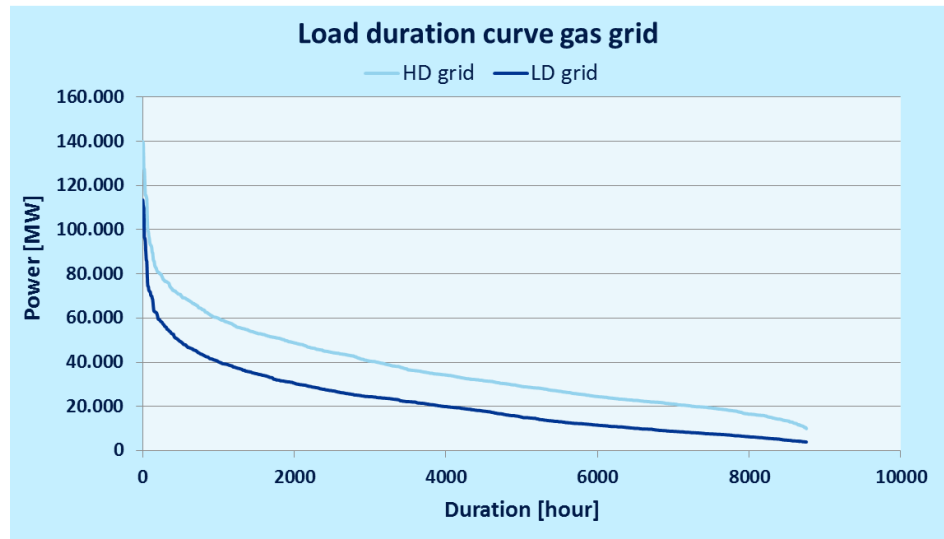
Figuur 127 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario BAU)



Figuur 128 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario BAU)



Figuur 129 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario BAU)

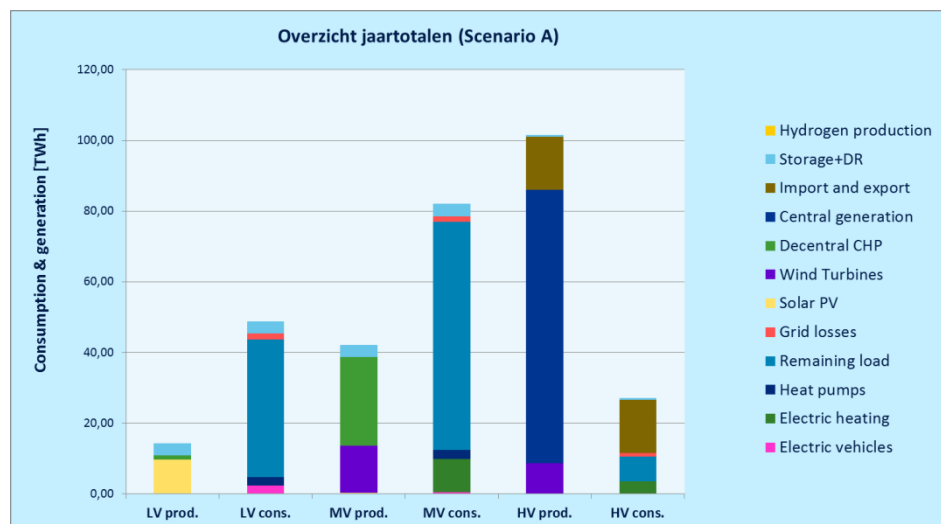


F.2.3 Eindbeeld Scenario A 2030

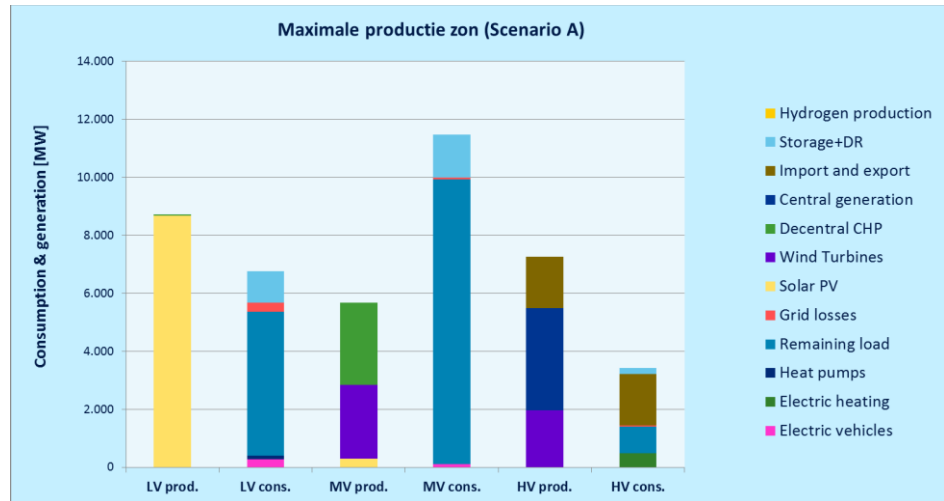
Tabel 69 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario A)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario A		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	20.568
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	6.474
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	19.953
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	870
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	3.636
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	29.892
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	21.945
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	23.078
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	7.717
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	111.698
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	109.985
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	88.726
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	48,7
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	28,9
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	1,3
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	34,0
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	12,2
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	89,5
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	70,0
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	4,3
Opslagverliezen	[TWh]	0,1

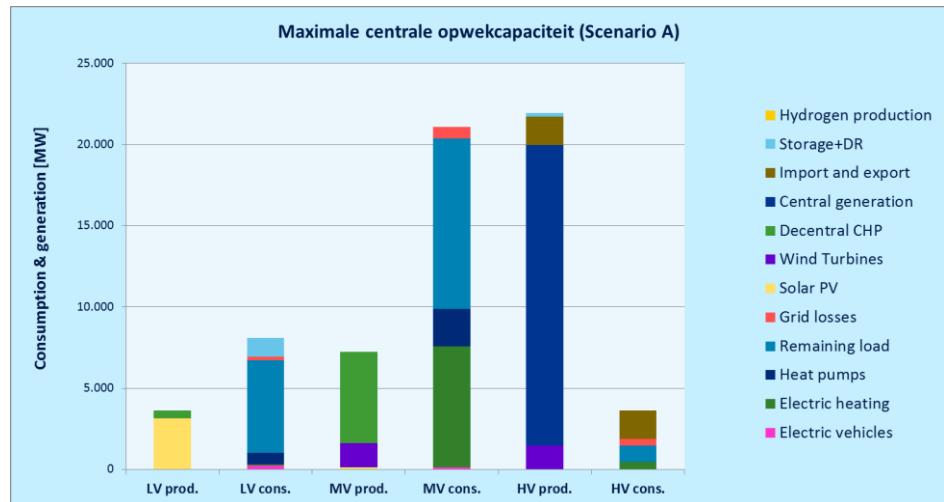
Figuur 130 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario A)



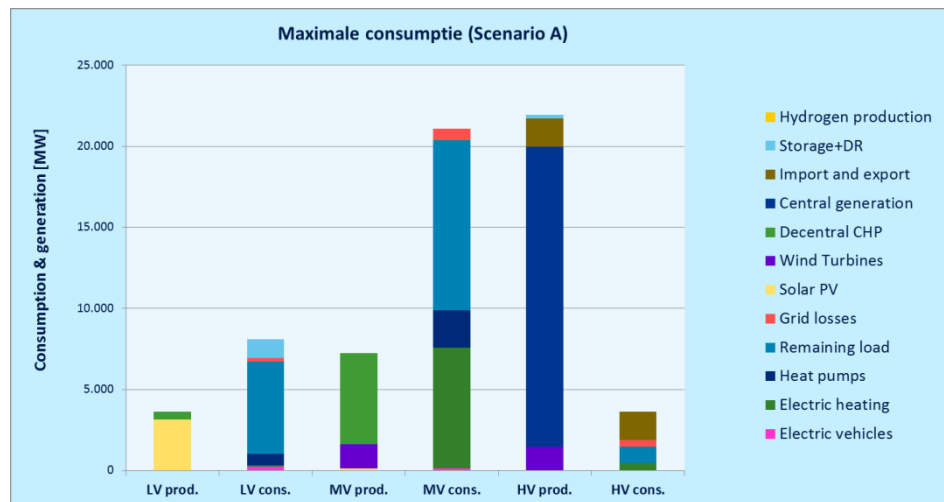
Figuur 131 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario A)



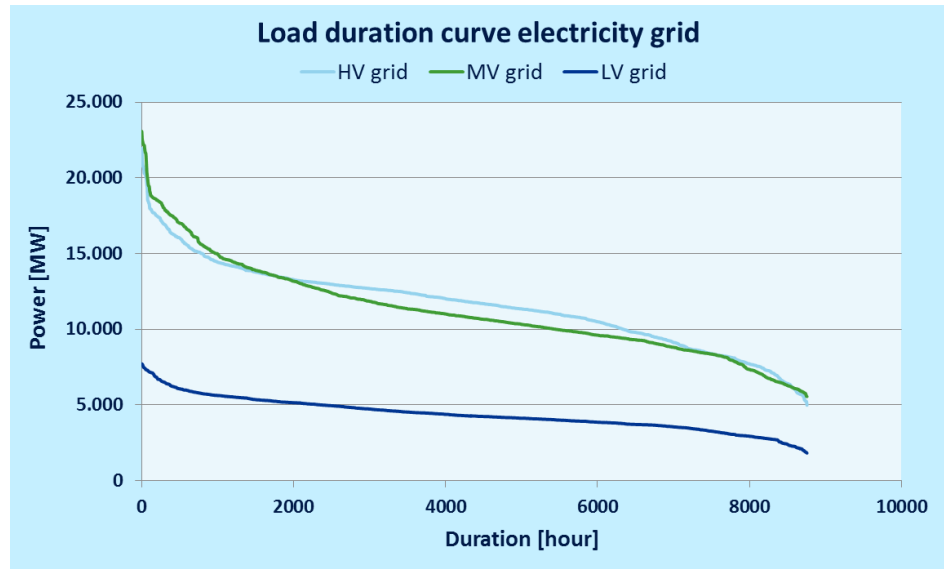
Figuur 132 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario A)



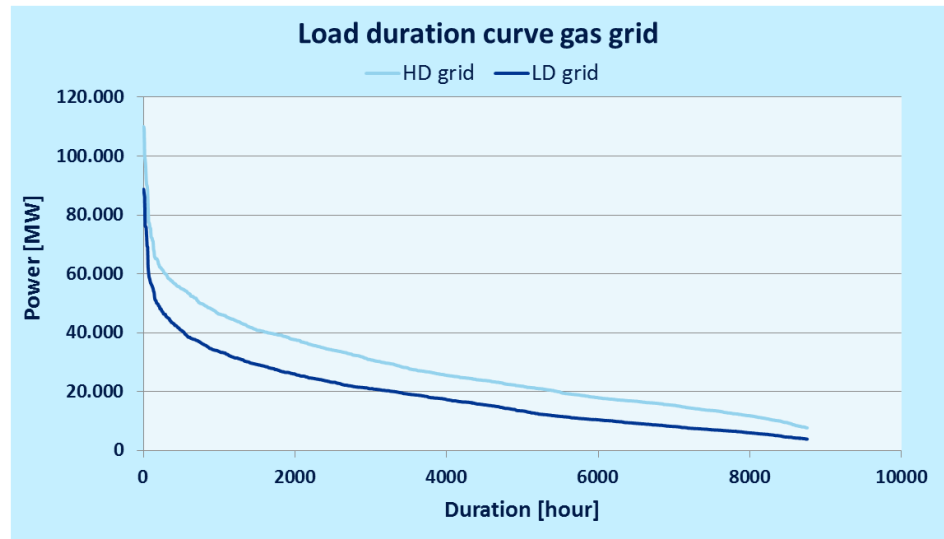
Figuur 133 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario A)



Figuur 134 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario A)



Figuur 135 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario A)

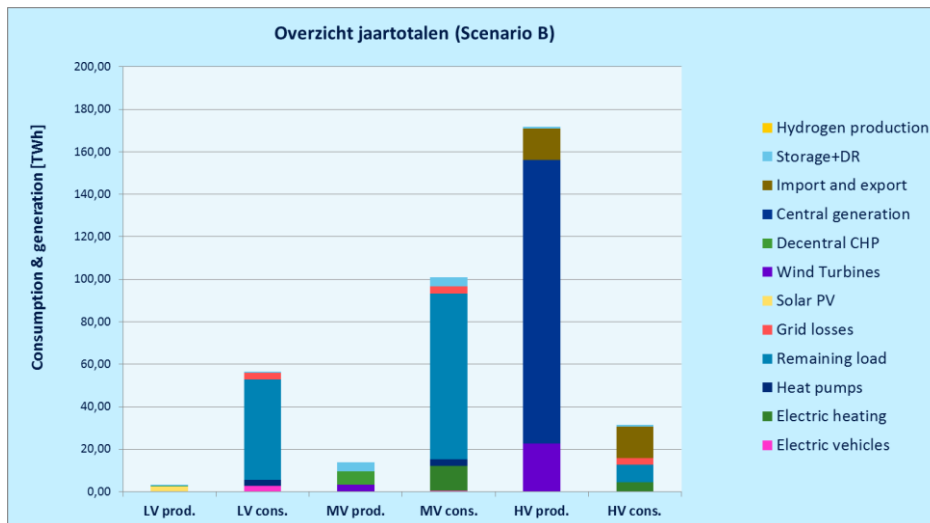


F.2.4 Eindbeeld Scenario B 2030

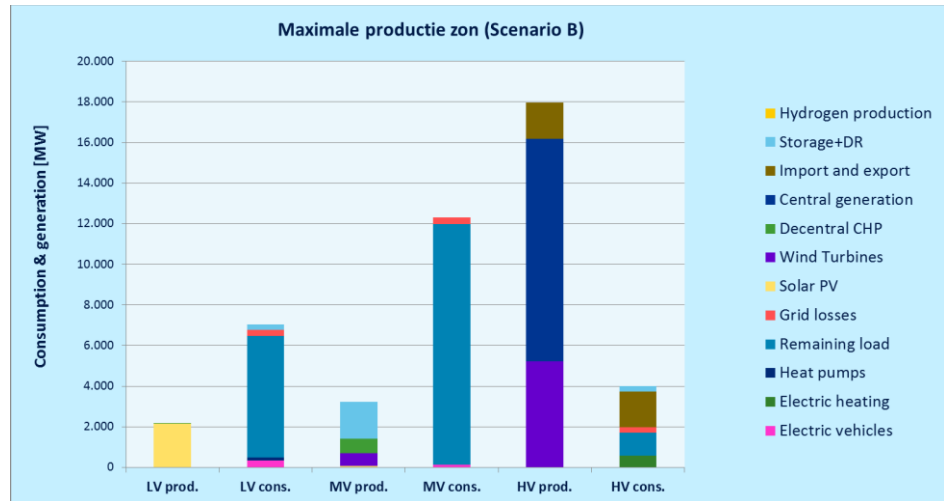
Tabel 70 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario B)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario B		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	33.081
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	1.619
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	10.423
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	0
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	4.444
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	37.546
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	35.981
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	32.535
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	11.020
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	127.665
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	125.948
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	86.290
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	54,1
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	43,4
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	0,0
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	50,8
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	13,8
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	94,4
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	73,2
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	9,7
Opslagverliezen	[TWh]	0,0

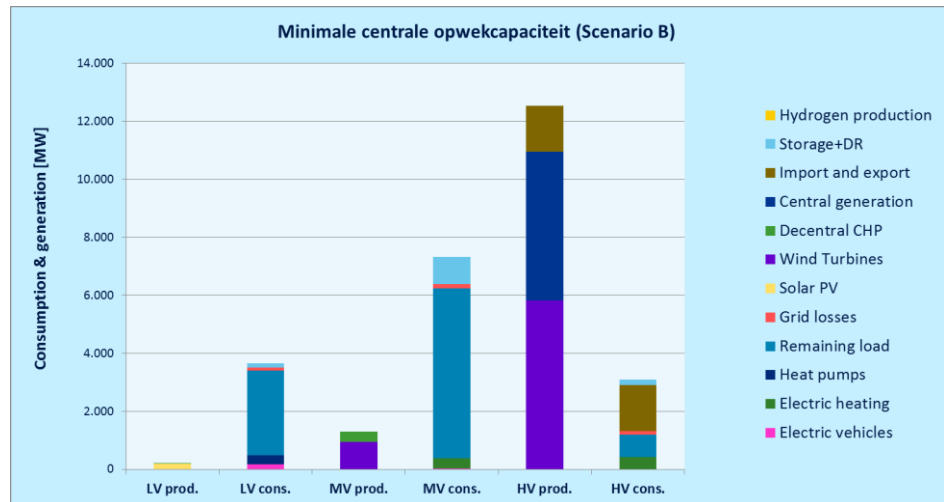
Figuur 136 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario B)



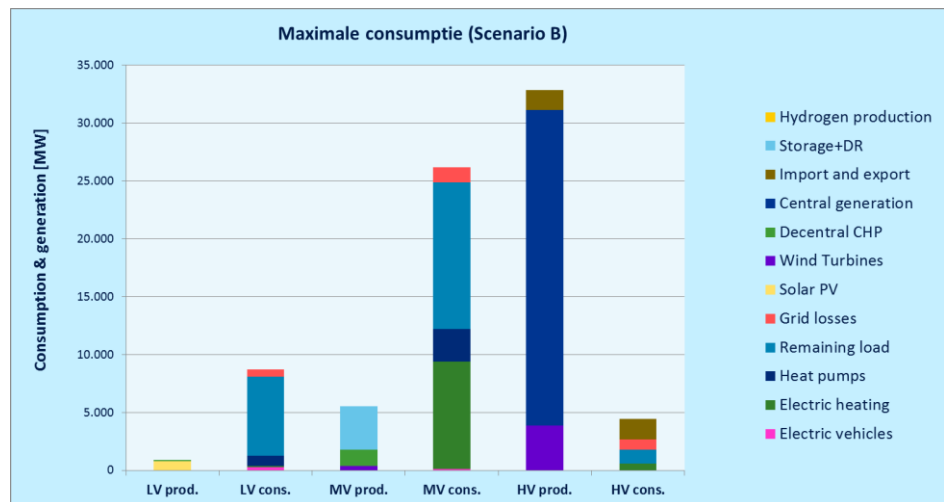
Figuur 137 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario B)



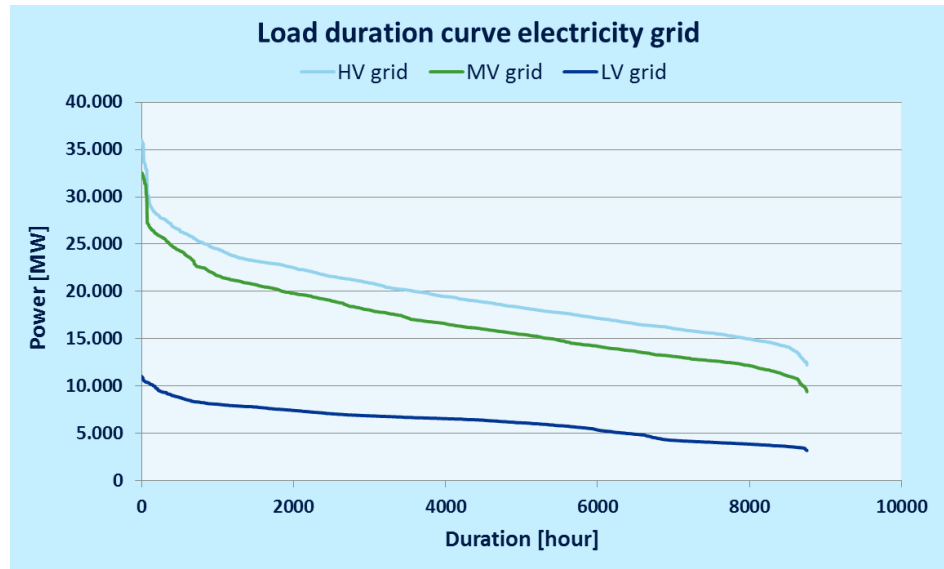
Figuur 138 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario B)



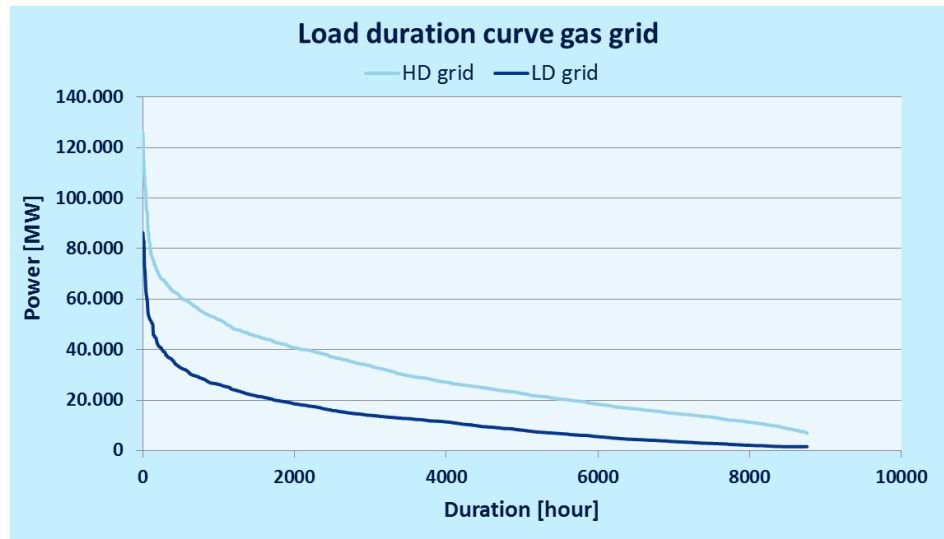
Figuur 139 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario B)



Figuur 140 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario B)



Figuur 141 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario B)

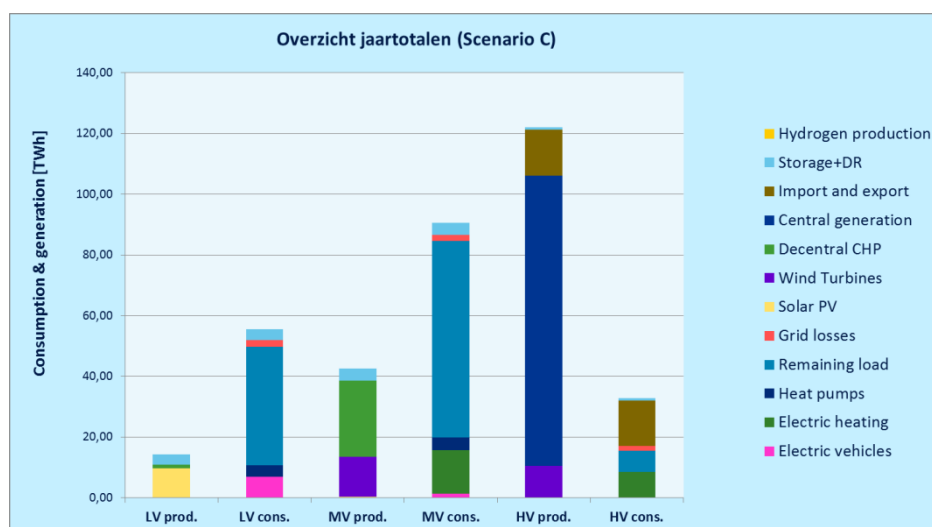


F.2.5 Eindbeeld Scenario C 2030

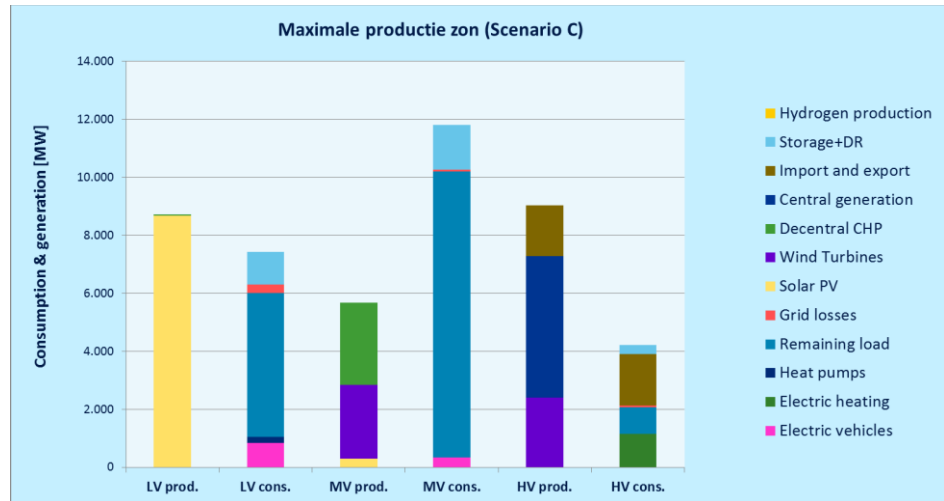
Tabel 71 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario C)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario C		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	27.909
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	6.474
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	20.471
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	870
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	4.476
Productievermogen waterstof	[MW]	0
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	37.038
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	28.984
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	29.238
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	9.284
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	88.358
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	86.673
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	58.594
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	58,7
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	37,9
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	1,3
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	43,1
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	11,0
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	82,9
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	67,2
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	5,9
Opslagverliezen	[TWh]	0,1

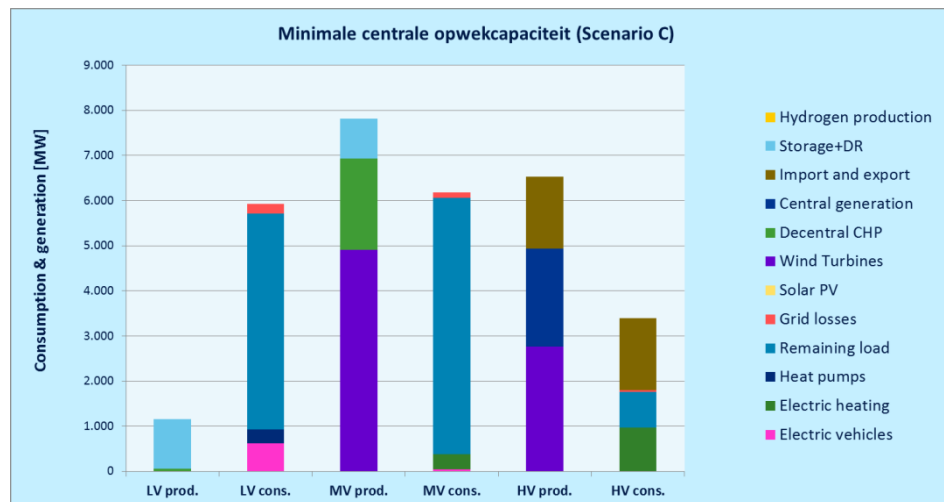
Figuur 142 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario C)



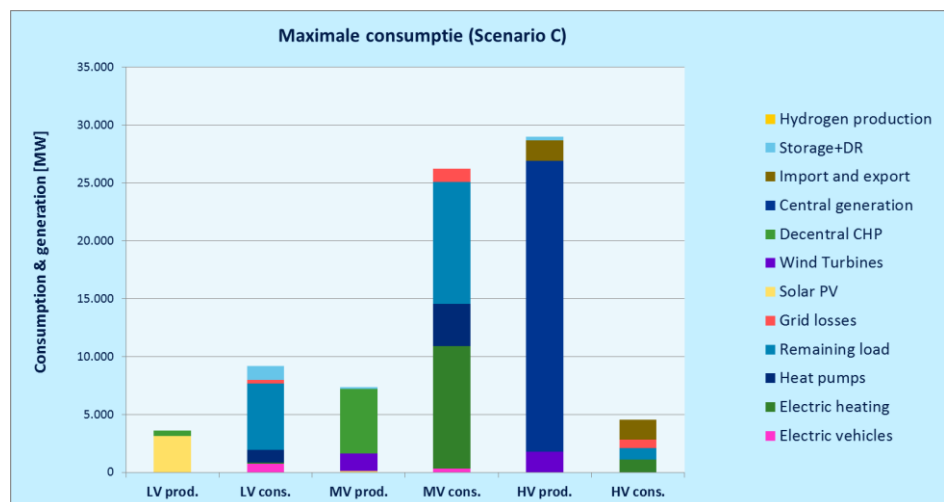
Figuur 143 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario C)



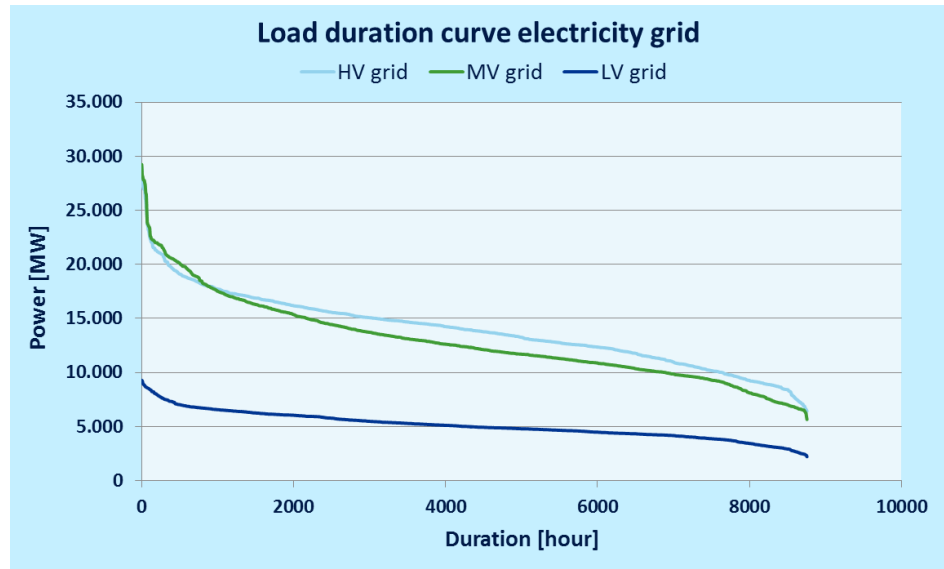
Figuur 144 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario C)



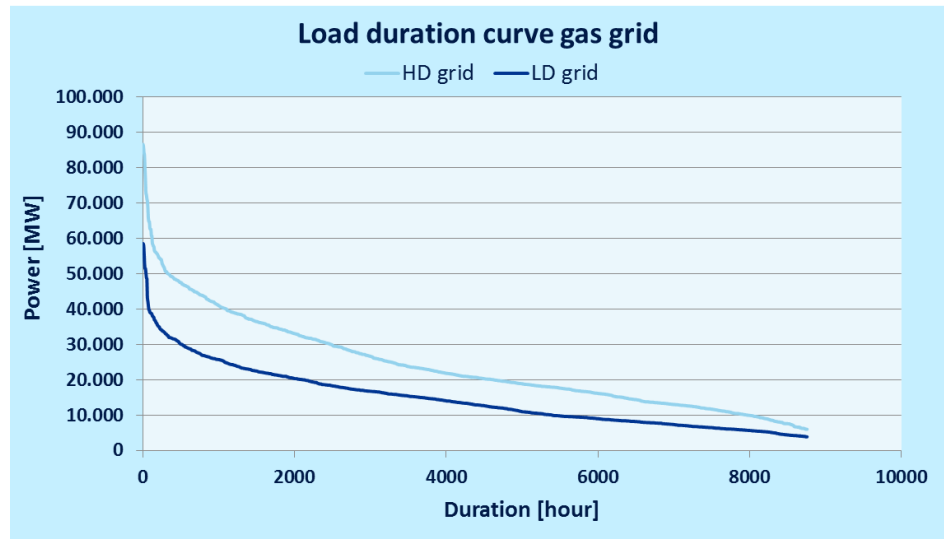
Figuur 145 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario C)



Figuur 146 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario C)



Figuur 147 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario C)

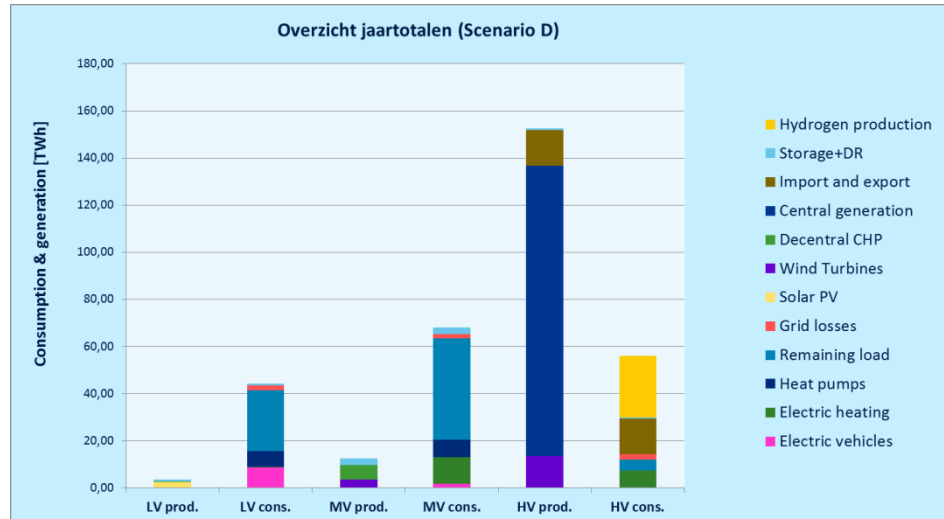


F.2.6 Eindbeeld Scenario D 2030

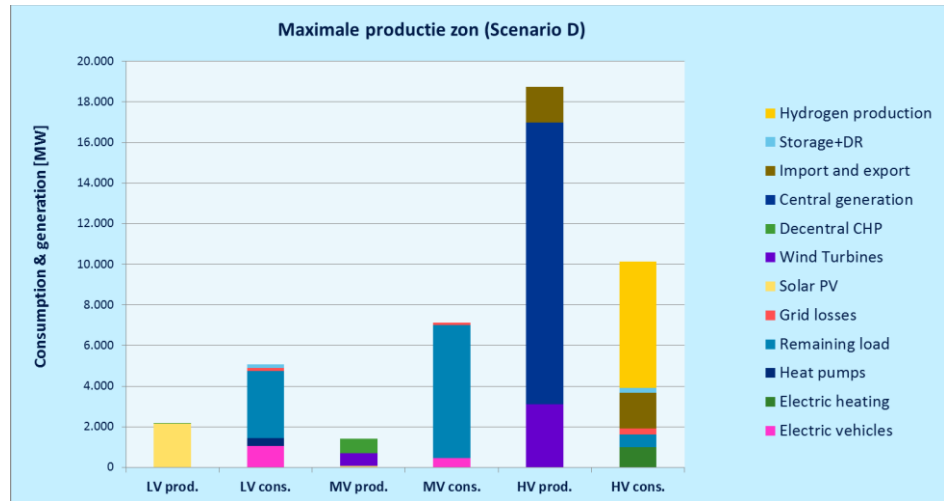
Tabel 72 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario D)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario D		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	29.762
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	1.619
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	7.994
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	0
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	0
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	4.064
Productievermogen waterstof	[MW]	6.531
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	34.194
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	30.660
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	29.290
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	9.489
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	44.857
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	44.206
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	9.614
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	50,9
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	46,2
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	5,6
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	44,4
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	7,4
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	75,0
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	64,8
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	6,0
Opslagverliezen	[TWh]	0,0

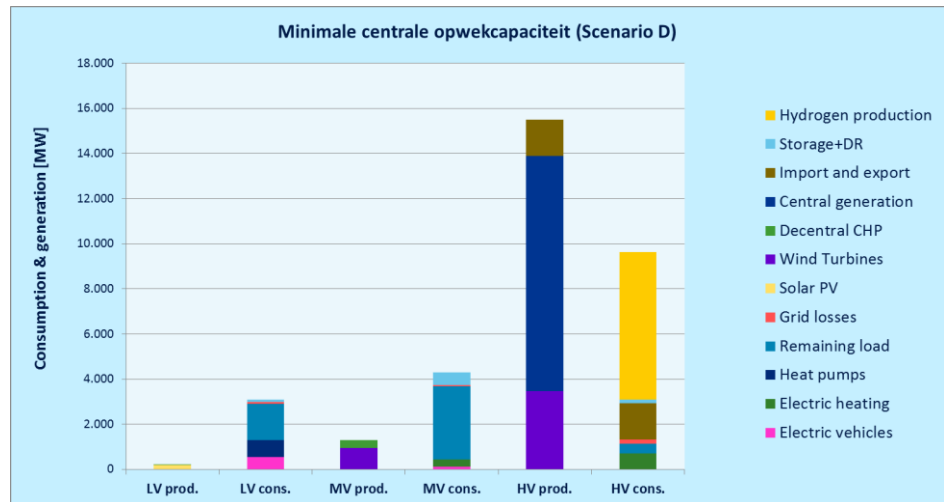
Figuur 148 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario D)



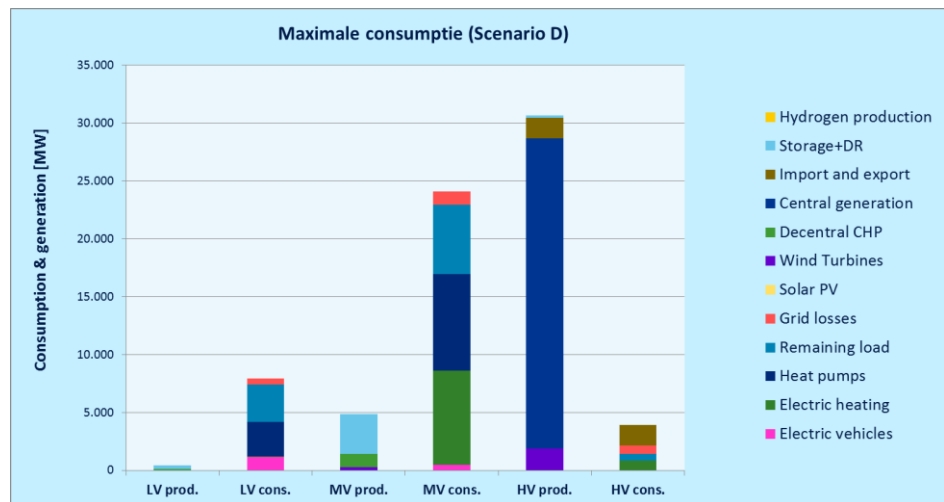
Figuur 149 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario D)



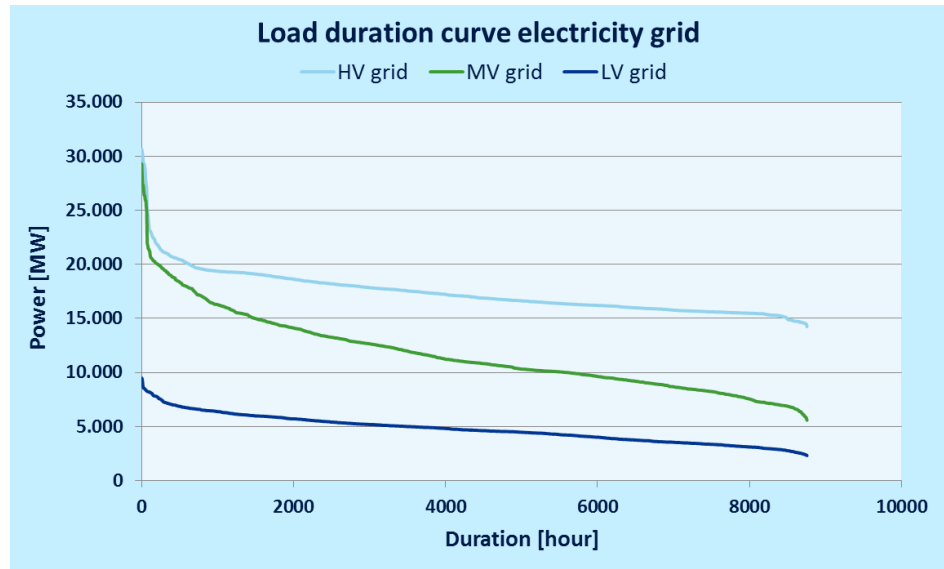
Figuur 150 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario D)



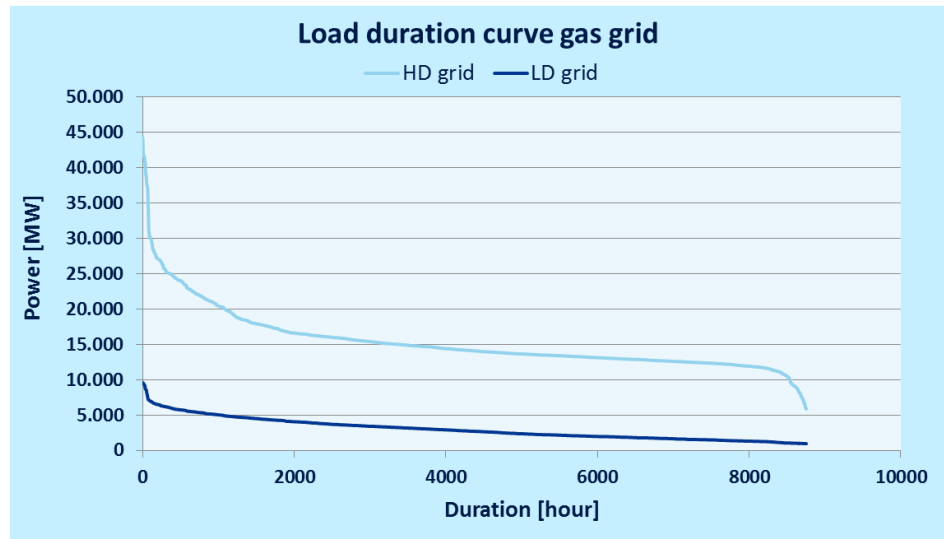
Figuur 151 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario D)



Figuur 152 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario D)



Figuur 153 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario D)

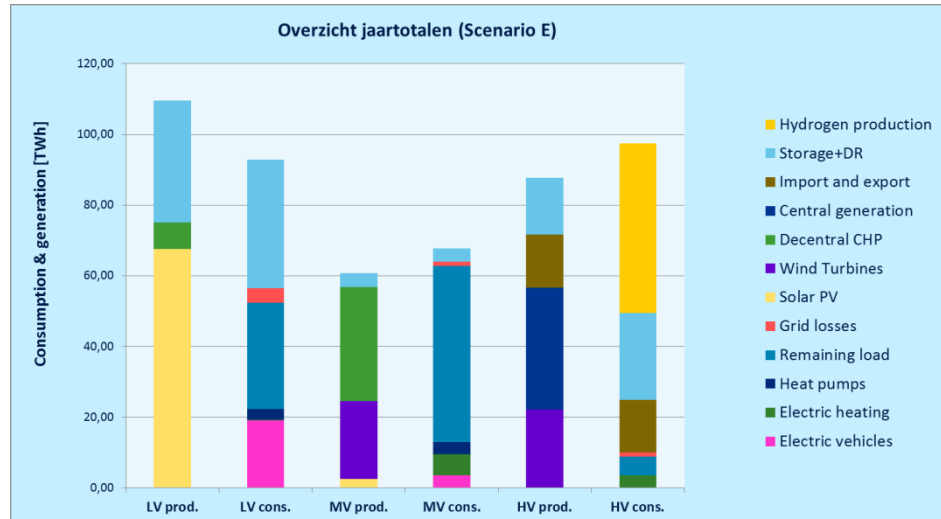


F.2.7 Eindbeeld Scenario E 2030

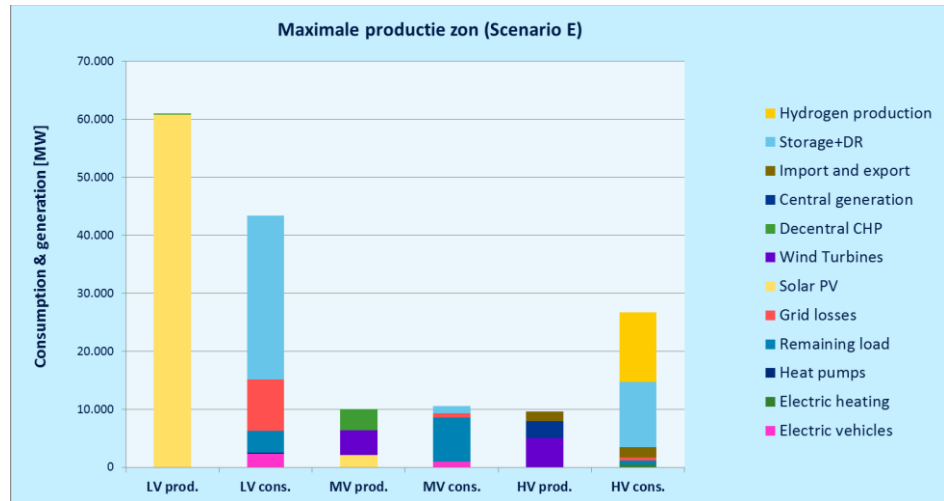
Tabel 73 Overzicht van een aantal karakteristieken (Scenario E)

Belangrijkste karakteristieken voor Scenario E		
Omschrijving	Eenheid	Waarde
Centraal productievermogen exclusief wind	[MW]	9.681
Decentraal productievermogen exclusief zon en wind	[MW]	11.405
Duurzaam productievermogen (zon en wind)	[MW]	97.724
Opslagvermogen hoogspanningsnet	[MW]	11.100
Opslagvermogen laagspanningsnet	[MW]	28.000
Maximaal verschoven vermogen demand respons	[MW]	3.108
Productievermogen waterstof	[MW]	11.989
Maximale consumptie elektriciteit	[MW]	26.132
Maximale netbelasting hoogspanningsnet	[MW]	26.878
Maximale netbelasting middenspanningsnet	[MW]	26.669
Maximale netbelasting laagspanningsnet	[MW]	29.552
Maximale consumptie aardgas/groengas	[MW]	37.647
Maximale netbelasting hoge-druk aardgasnet	[MW]	34.069
Maximale netbelasting midden- en lagedruk aardgasnet	[MW]	37.426
Investeringswaarde elektriciteitsproductiemiddelen (+WKK)	[mrd euro]	134,9
Investeringswaarde warmteproductiemiddelen	[mrd euro]	27,9
Investeringswaarde E-opslag en waterstofproductie	[mrd euro]	73,4
Investeringswaarde elektriciteitsnetten	[mrd euro]	56,4
Jaarlijkse inkoopkosten energie	[mrd euro]	6,5
Schatting gemiddelde piekprijs elektriciteit	[euro/MWh]	76,1
Schatting gemiddelde dalprijs elektriciteit	[euro/MWh]	60,6
Netverliezen elektriciteitsnet	[TWh]	6,3
Opslagverliezen	[TWh]	10,2

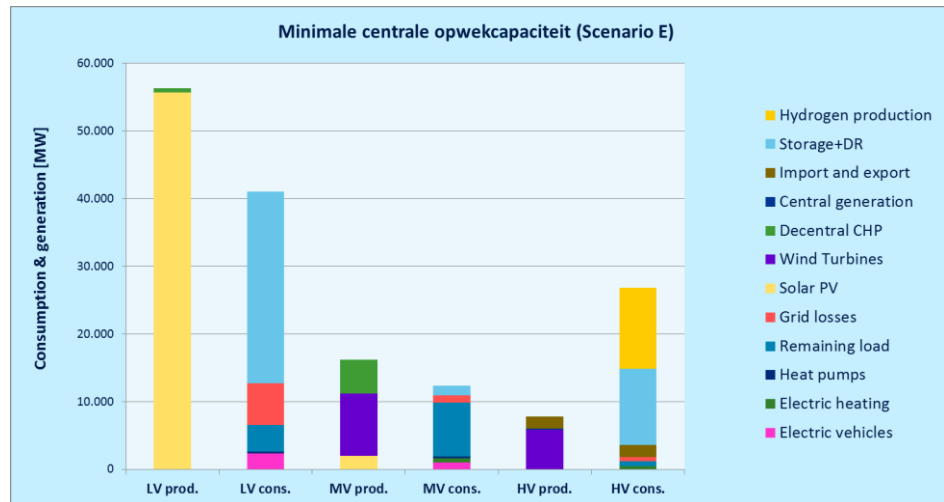
Figuur 154 Overzicht van totale productie en consumptie over het gehele jaar (Scenario E)



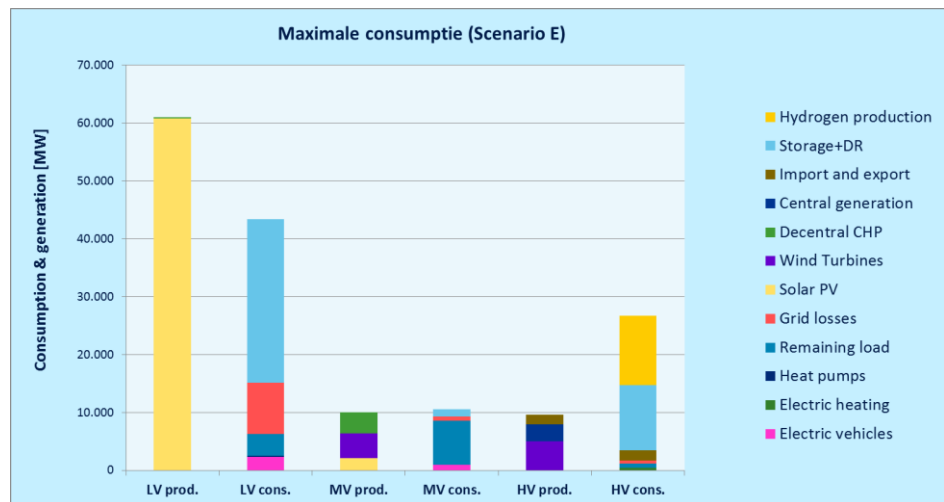
Figuur 155 Snapshot voor het uur met de maximale productie door zon-PV (Scenario E)



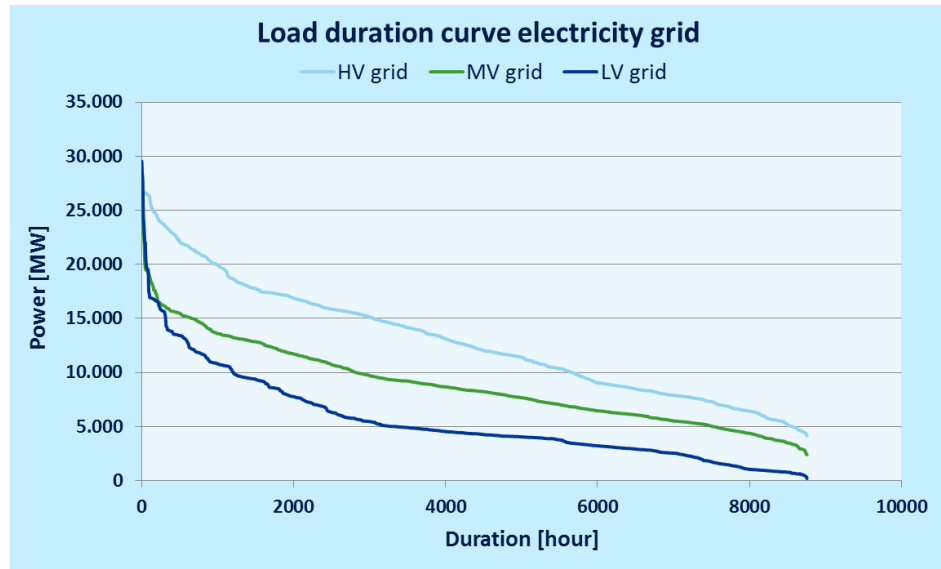
Figuur 156 Snapshot voor het uur met minimale inzet van centrale opwekcapaciteit (Scenario E)



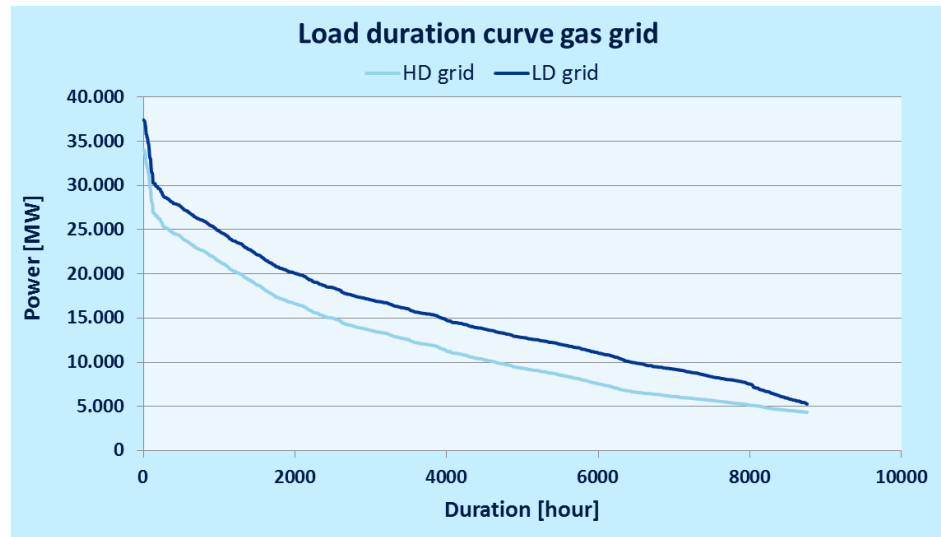
Figuur 157 Snapshot voor het uur met maximale elektriciteitsconsumptie (Scenario E)



Figuur 158 Belastingduurkromme voor het elektriciteitsnet (Scenario E)



Figuur 159 Belastingduurkromme voor het aardgasnet (Scenario E)



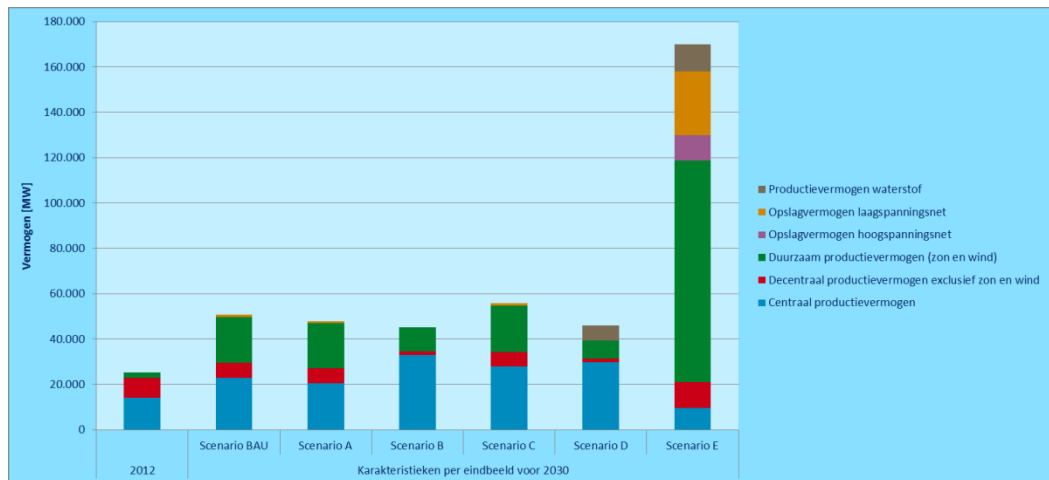
F.3 Vergelijking van scenario's

In deze paragraaf wordt een vergelijking gemaakt tussen de diverse scenario's/eindbeelden. Het betreft:

- het totale productievermogen;
- de netbelasting voor het gas- en elektriciteitsnet;
- de investeringswaarde (nieuwwaarde) van het elektriciteitssysteem.

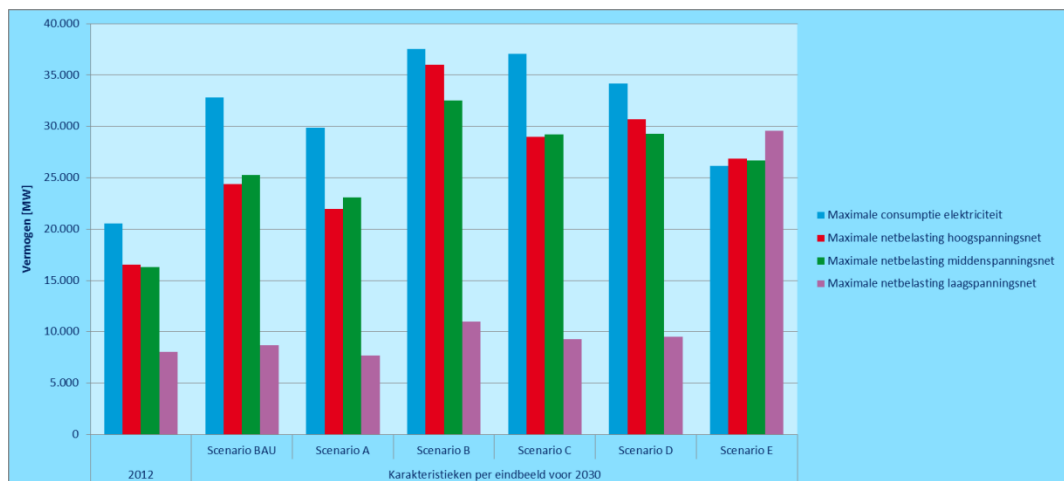
F.3.1 Productievermogen in 2030

Figuur 160 Productievermogen in 2012 en 2030 voor de gekozen scenario's

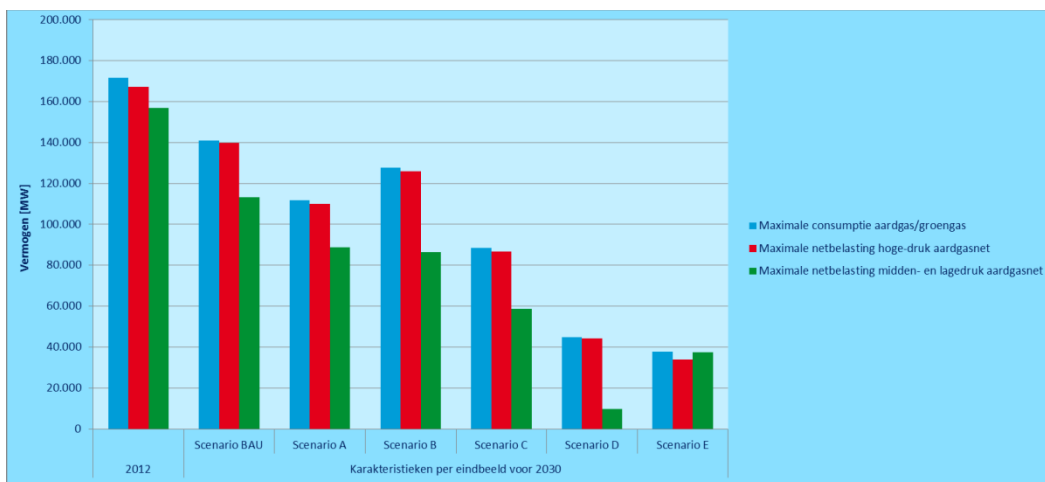


F.3.1 Netbelasting in 2030

Figuur 161 Netbelasting en totale consumptie in 2012 en 2030 voor de gekozen scenario's (elektriciteit)

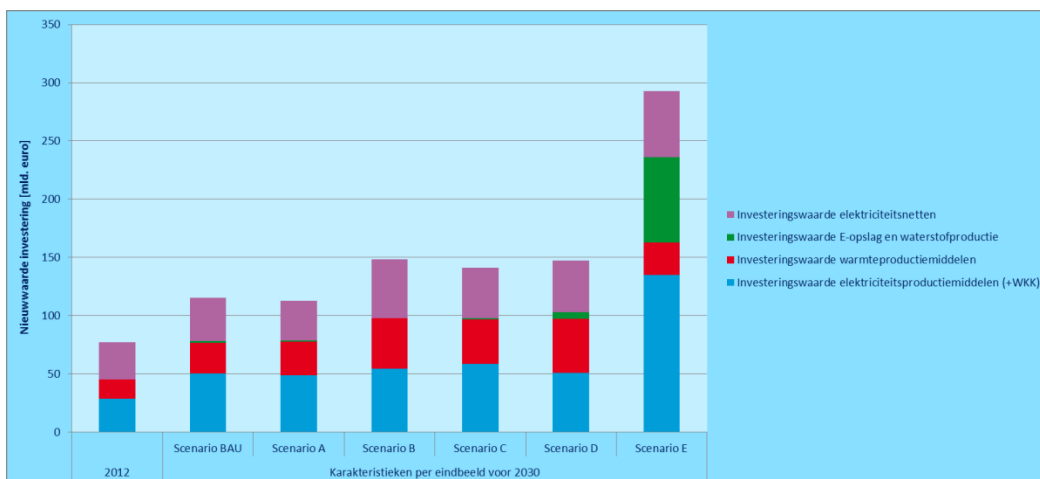


Figuur 162 Netbelasting en totale consumptie in 2012 en 2030 voor de gekozen scenario's (gas)



F.3.2 Investeringswaarde in 2030

Figuur 163 Investeringswaarde voor elektriciteitsproductiemiddelen en netten



Bijlage G Kostenberekening

In de volgende paragrafen wordt een toelichting gegeven op de kostenberekeningen van de verschillende aspecten van de scenario's:

- energiebesparing;
- energienetten;
- productie;
- transport;
- brandstoffen.

Voor alle berekeningen geldt dat de kosten zijn berekend in de loop van de tijd (tot 2030) en netto contant zijn gemaakt naar 2012 (met een discontovoet van 5,5%). De omvang van de jaarlijkse investeringen/kosten is afhankelijk van de omvang van de maatregel in het betreffende jaar. Dit komt op zijn beurt voort uit de backcasting en de verloop (aan de hand van *leadtimes*) van de ontwikkeling van de optie. 0 geeft hiervan de onderbouwing voor de ijkjaren 2018, 2024 en 2030. Voor de tussenliggende jaren is er lineair geïnterpoleerd. Om te compenseren voor toekomstige innovaties en kostenreducties, worden verschillende leercurves toegepast op de opties. Dit wordt toegelicht in Bijlage I.2.

De onderstaande waarden zijn de uitkomsten van de berekeningen *zonder* uitloop van de kosten en baten naar 2050.

G.1 Energiebesparing

Bij energiebesparing worden de volgende kosten onderscheiden.

Tabel 74 Energiebesparing

Categorie	Sector	Subcategorie
Elektriciteit		
	Industrie	Energie-efficiency
		Innovatieve technologieën
	Gebouwde omgeving	Energie-efficiency huishoudens
		Energie-efficiency HDO
	Glastuinbouw	Energie-efficiency GTB
Warmte		
	Industrie	Energie-efficiency HT
		Innovatieve technologieën HT
		Energie-efficiency LT
		Innovatieve technologieën LT
	Gebouwde omgeving	Algemene besparing huishoudens
		Algemene besparing HDO
	Glastuinbouw	Algemene besparing GTB

De besparingen bestaan niet uit één enkele maatregel, maar uit zeer diverse pakketten van maatregelen. Vanwege de diversiteit en complexiteit van deze pakketten is er gekozen voor een generieke aanpak van het berekenen van de kosten: Aan de hand van ervaringskentallen voor de terugverdientijden van



maatregelpakketten is bepaald wat de maximale investering (gegeven een bepaalde energieprij) kan zijn.

Ter illustratie: Van eenvoudige besparingsmaatregelen is het bekend dat zij een terugverdientijd van vijf jaar hebben. Deze maatregel heeft dus maximaal de kosten (in €/GJ) van vijf keer de energieprij (in €/GJ). Kortom, als er 2 €/GJ per jaar wordt bespaard, dan mag de maatregel 10 €/GJ aan eenmalige investering kosten.

Op deze wijze is voor alle type besparingspakketten een schatting gemaakt van de terugverdientijden, waarbij het besparingspercentage bepaald hoeveel jaar de terugverdientijd mag zijn en de relevante energieprij (per sector) wat de totale investering mag zijn.

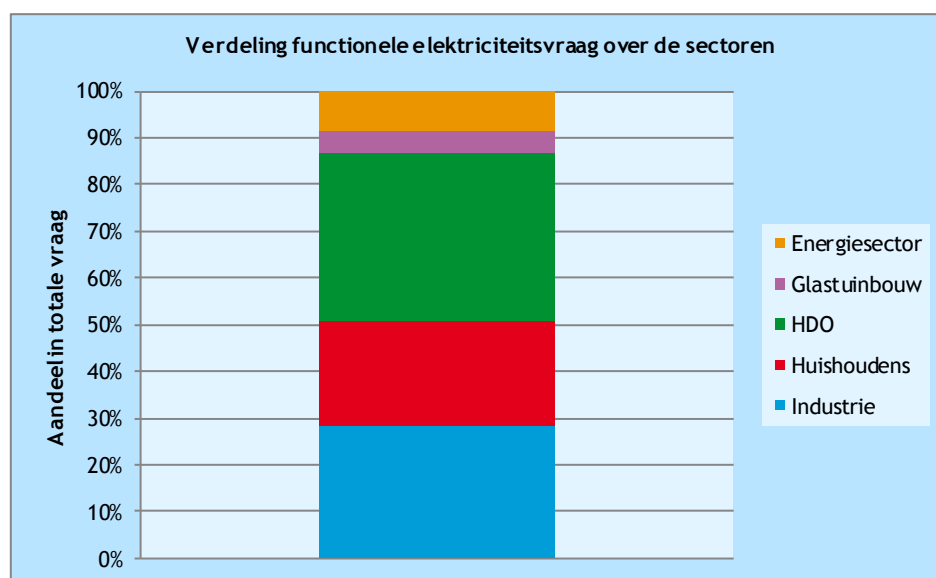
Naast de investering kennen sommige maatregelpakketten ook jaarlijkse onderhouds- en beheerskosten als percentage van de investering. Deze worden in de komende paragrafen toegelicht.

De gehanteerde energieprijzen staan in Bijlage I.3. In Bijlage J tot en met Bijlage M staan toelichtingen over het type maatregelen.

G.1.1 Elektriciteitsbesparing

Voor de berekeningen wordt aangenomen dat de vraag naar elektriciteit is verdeeld als weergegeven in Figuur 164.

Figuur 164 Verdeling functionele elektriciteitsvraag



Industrie

Tabel 75 Besparing - elektriciteit - industrie - energie-efficiency

	TVT [jaar]	Investering [€/GJ]	O&M	Besparing [€/GJ]	Leercurve
Scenario A	7	€ 149	0%	€ 21	Laag
Scenario B	5	€ 106	0%	€ 21	Laag
Scenario C	7	€ 149	0%	€ 21	Laag
Scenario D	10	€ 212	0%	€ 21	Laag
Scenario E	10	€ 212	0%	€ 21	Laag
BAU	5	€ 106	0%	€ 21	Laag

Tabel 76 Besparing - elektriciteit - industrie - innovatieve technologieën

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	12,5	€ 265	1%	€ 21	Hoog
Scenario B	10	€ 212	1%	€ 21	Hoog
Scenario C	12,5	€ 265	1%	€ 21	Hoog
Scenario D	15	€ 319	1%	€ 21	Hoog
Scenario E	15	€ 319	1%	€ 21	Hoog
BAU	10	€ 212	1%	€ 21	Hoog

Gebouwde omgeving

Tabel 77 Besparing - elektriciteit - gebouwde omgeving - energie-efficiency huishoudens

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	10	€ 694	0%	€ 69	Midden
Scenario B	5	€ 347	0%	€ 69	Laag
Scenario C	10	€ 694	0%	€ 69	Midden
Scenario D	15	€ 1.042	0%	€ 69	Hoog
Scenario E	15	€ 1.042	0%	€ 69	Hoog
BAU	5	€ 347	0%	€ 69	Laag

Tabel 78 Besparing - elektriciteit - gebouwde omgeving - energie-efficiency HDO

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario B	5	€ 148	0%	€ 30	Laag
Scenario C	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario D	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
Scenario E	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
BAU	5	€ 148	0%	€ 30	Laag

Glastuinbouw

Tabel 79 Besparing - elektriciteit - glastuinbouw - energie-efficiency GTB

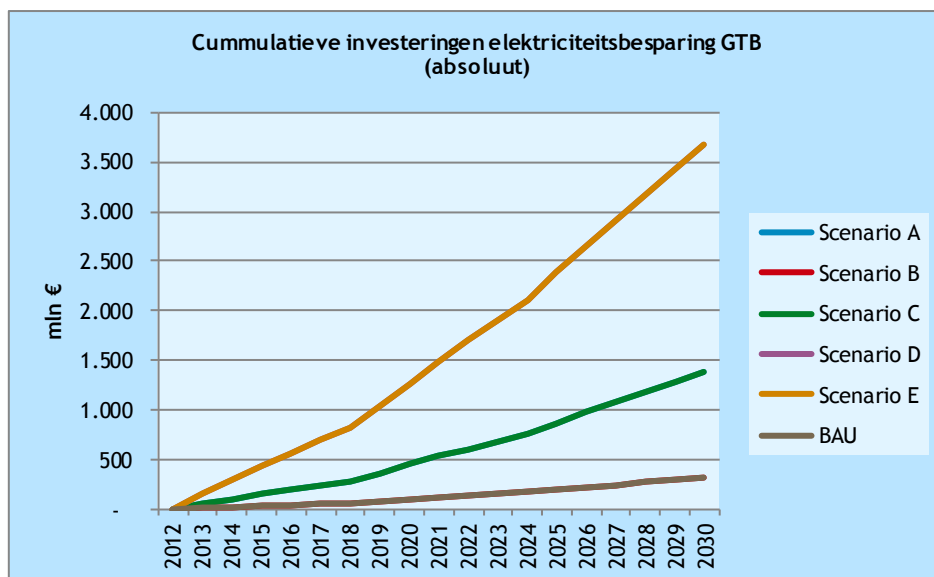
	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario B	5	€ 148	0%	€ 30	Laag
Scenario C	10	€ 295	0%	€ 30	Midden
Scenario D	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
Scenario E	15	€ 443	0%	€ 30	Hoog
BAU	5	€ 148	0%	€ 30	Laag



Totaal elektriciteitsbesparing

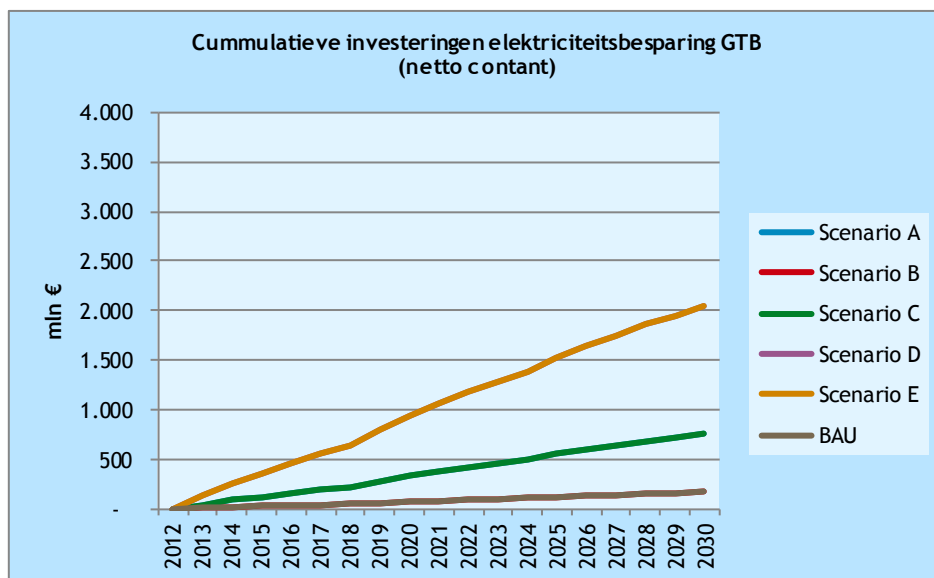
Aan de hand van de bovenstaande waarden is voor iedere optie bepaald wat het investeringsvolume per jaar is op basis van de berekende besparing. Zowel in absolute termen als netto contant naar het heden. De volgende grafieken geven respectievelijk, illustratief het verloop van de absolute en netto contante investeringskosten van de optie voor glastuinbouw. In de volgende tabel staat het totaal overzicht van de netto contante kosten ten opzichte van het *business-as-usual*-scenario.

Figuur 165 Absolute investering



Opmerking: Scenario A = C; Scenario B = BAU; Scenario D = E.

Figuur 166 Netto contante investering



Opmerking: Scenario A = C; Scenario B = BAU; Scenario D = E.



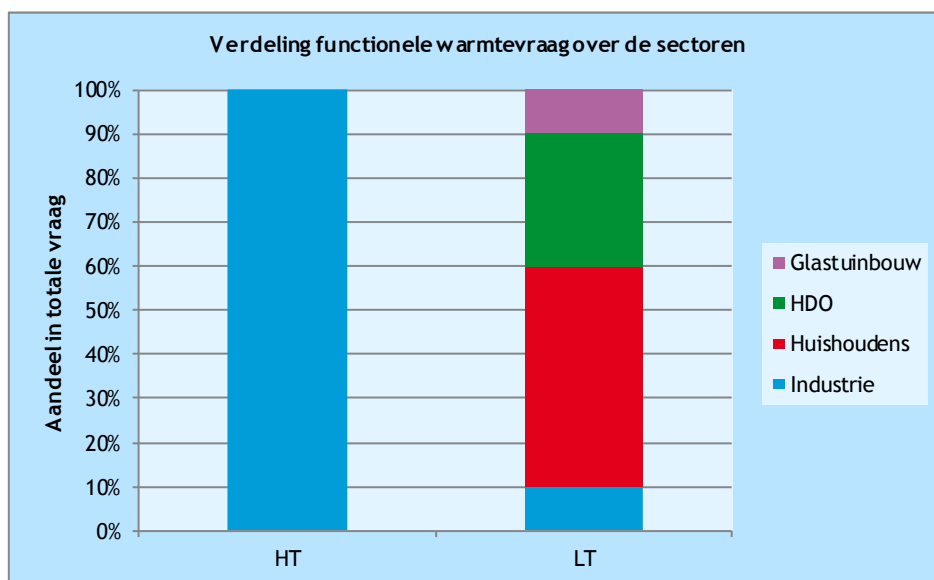
Tabel 80 Totale meerkosten elektriciteitsbesparing (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Industrie	1,9	0,0	1,9	6,4	6,4
Gebouwde omgeving	10,3	0,0	10,3	33,1	33,1
Glastuinbouw	0,6	0,0	0,6	1,9	1,9
Totaal	12,7	0,0	12,7	41,3	41,3

G.1.2 Warmtebesparing

Voor de berekeningen wordt aangenomen dat de vraag naar warmte is verdeeld als weergegeven in Figuur 167.

Figuur 167 Verdeling functionele warmtevraag



Industrie

Tabel 81 Besparing - warmte - industrie - energie-efficiency HT

	TVT [jaar]	Investering [€/GJ]	O&M	Besparing [€/GJ]	Leercurve
Scenario A	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario B	5	€ 31	0%	€ 6	Laag
Scenario C	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario D	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
Scenario E	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
BAU	5	€ 31	0%	€ 6	Laag

Tabel 82 Besparing - warmte - industrie - innovatieve technologieën HT

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario B	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog
Scenario C	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario D	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
Scenario E	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
BAU	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog

Tabel 83 Besparing - warmte - industrie - energie-efficiency LT

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario B	5	€ 31	0%	€ 6	Laag
Scenario C	7	€ 43	0%	€ 6	Laag
Scenario D	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
Scenario E	10	€ 62	0%	€ 6	Laag
BAU	5	€ 31	0%	€ 6	Laag

Tabel 84 Besparing - warmte - industrie - innovatieve technologieën LT

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario B	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog
Scenario C	12,5	€ 77	1%	€ 6	Hoog
Scenario D	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
Scenario E	15	€ 93	1%	€ 6	Hoog
BAU	10	€ 62	1%	€ 6	Hoog

Gebouwde omgeving

Tabel 85 Besparing - warmte - gebouwde omgeving - algemene besparing huishoudens

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	20	€ 404	0%	€ 20	Midden
Scenario B	10	€ 202	0%	€ 20	Laag
Scenario C	20	€ 404	0%	€ 20	Midden
Scenario D	30	€ 607	0%	€ 20	Hoog
Scenario E	30	€ 607	0%	€ 20	Hoog
BAU	10	€ 202	0%	€ 20	Laag

Tabel 86 Besparing - warmte - gebouwde omgeving - algemene besparing HDO

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	15	€ 106	0%	€ 7	Midden
Scenario B	5	€ 35	0%	€ 7	Laag
Scenario C	15	€ 106	0%	€ 7	Midden
Scenario D	25	€ 176	0%	€ 7	Hoog
Scenario E	25	€ 176	0%	€ 7	Hoog
BAU	5	€ 35	0%	€ 7	Laag



Glastuinbouw

Tabel 87 Besparing - warmte - glastuinbouw - algemene besparing GTB

	TVT	Investering	O&M	Besparing	Leercurve
	[jaar]	[€/GJ]		[€/GJ]	
Scenario A	15	€ 98	0%	€ 7	Midden
Scenario B	5	€ 33	0%	€ 7	Laag
Scenario C	15	€ 98	0%	€ 7	Midden
Scenario D	25	€ 164	0%	€ 7	Hoog
Scenario E	25	€ 164	0%	€ 7	Hoog
BAU	5	€ 33	0%	€ 7	Laag

Totaal warmtebesparing

Aan de hand van de bovenstaande waarden is voor iedere optie bepaald wat het investeringsvolume per jaar is op basis van de berekende besparing. Zowel in absolute termen als netto contant naar het heden. In Tabel 88 staat het totaal overzicht van de netto contante kosten ten opzichte van het *business-as-usual*-scenario.

Tabel 88 Totale meerkosten warmtebesparing (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Industrie	0,9	0,0	0,9	3,3	3,3
Gebouwde omgeving	13,5	0,0	13,5	43,9	43,9
Glastuinbouw	0,6	0,0	0,6	2,1	2,1
Totaal	15,1	0,0	15,1	49,3	49,3

G.2 Netten

G.2.1 Elektriciteitsnetten

De kosten van elektriciteitsnetten zijn bepaald op basis van de belasting per netvlak en per transformatorvlak. Daaraan zijn kostenkanten verbonden (zie Bijlage E). Op basis de scenarioberekeningen, de kostenkanten en de aangenomen leercurve voor de kosten zijn de meer- en minderkosten voor netten per scenario bepaald. Deze zijn in Tabel 89 weergegeven. Deze zijn gebaseerd op een levensduur van de netten van 50 jaar (2% vervangingsinvesteringen per jaar) en bedrijfs- en onderhoudskosten van 1,5% van de investering.

Tabel 89 Totale meerkosten elektriciteitsnetten (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Netvlak hoogspanning (E)HS	-1,6	2,2	0,4	1,9	-0,6
Transformatorvlak HS-MS	-0,9	1,3	0,2	1,1	-0,8
Netvlak middenspanning (MS)	-2,7	1,6	0,4	1,9	-1,2
Transformatorvlak MS-LS	-0,1	0,2	0,0	0,2	0,7
Netvlak laagspanning (LS)	-0,4	0,8	0,0	0,8	9,0
Totaal	-5,7	6,0	1,0	5,9	7,1

Opmerking: Negatieve meerkosten zijn minderkosten.



G.2.1 Gasnetten

De kosten van gasnetten zijn in deze studie niet meegenomen. In alle scenario's is sprake van een overcapaciteit voor gastransport en distributie. Uitgangspunt is dat dit niet leidt tot versnelde ontmanteling van gasnetten. Daarmee vallen de verschillen per scenario weg en is een individuele bepaling per scenario op dit gebied niet nodig. Wel is rekening gehouden met de kosten van compressievermogen en comptabele metingen die samenhangen met de invoeding van groen gas. Die investering wordt voor de Scenario's A t/m E ruw ingeschat op 10 miljoen euro per PJ ingevoerd groen gas. Voor Scenario BAU worden, vanwege het lage percentage groen gas, geen extra kosten gerekend. De resulterende meer/minderkosten zijn in Tabel 90 samengevat.

Tabel 90 Minderkosten voor gasnetten in verband met de invoeding van groen gas (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Totaal	0,3	0,3	0,3	0,1	0,6

G.2.2 Warmtenetten

De kosten van warmtenetten zijn van zeer veel factoren afhankelijk, wat een goede inschatting lastig maakt. In deze studie is daarom gekozen om op basis van enkele praktijksituaties een inschatting te geven van de verwachte kosten. Op de volgende schatting zit een grote onzekerheidsmarge.

Bij warmtenetten wordt een onderscheid gemaakt in de volgende opties.

Tabel 91 Opties voor warmtenetten

Categorie	Sector	Subcategorie
Externe warmtelevering	Industrie	Warmtelevering HT
		Warmtelevering LT
Gebouwde omgeving		Warmtelevering LT naar GO - transport
		Warmtelevering LT naar HH - distributie
		Warmtelevering LT naar HDO - distributie
Glastuinbouw		Warmtelevering LT naar GTB - transport

In Tabel 91 staan de kosten die zijn gebruikt voor het maken van de schatting van de kosten van de warmtenetten. Deze zijn gebaseerd op openbare informatie van recente projecten in Nederland voor de aanleg van stoom- en warmteleidingen.

Tabel 92 Gehanteerde kosten voor kostenschatting (in €/GJ)

Sector	Subcategorie	Transport	Distributie	O&M
Industrie	HT	10	n.v.t.	2%
	LT	60	n.v.t.	2%
Huishoudens	LT	60	115	2%
Bedrijven	LT	60	40	2%
Glastuinbouw	LT	60	n.v.t.	2%



De volgende tabellen geven de uitkomsten per optie voor de warmtenetten weer. Dit betreffen de meerkosten ten opzichte van het BAU. De laatste tabel geeft het totaal van meerkosten.

Industrie

Tabel 93 Totale meerkosten warmtenetten Industrie (NCW, investering en O&M, mln €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
HT-warmtelevering - transport	-23	179	335	699	25
LT-warmtelevering - transport	-71	106	-11	53	-131
Totaal	-95	285	324	752	-106

Gebouwde omgeving

Tabel 94 Totale meerkosten warmtenetten Gebouwde omgeving (NCW, investering en O&M, mln €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
LT-warmtelevering - transport (centraal)	-572	847	-84	420	-1.046
LT-warmtelevering HH - distributie (centraal)	-685	1.015	-101	503	-1.253
LT-warmtelevering HH - distributie (decentraal)	0	-718	0	-718	2.472
LT-warmtelevering HDO - distributie (centraal)	-143	212	-21	105	-261
LT-warmtelevering HDO - distributie (decentraal)	0	-150	0	-150	516
Totaal	-1.399	1.207	-207	160	428

Glastuinbouw

Tabel 95 Totale meerkosten warmtenetten Glastuinbouw (NCW, investering en O&M, mln €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
LT-warmtelevering - transport (centraal)	-71	106	-11	53	-131
Totaal	-71	106	-11	53	-131

Totaal warmtenetten

Tabel 96 Totale meerkosten warmtenetten (netto contant, t.o.v. BAU, mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Totaal	-1,6	1,6	0,1	1,0	0,2



G.3 Productie en opslag

G.3.1 Investeringsen

Investeringsen in productie en opslag zijn bepaald op basis van het benodigde vermogen en kostenkennallen per vermogen. Deze zijn bepaald op basis van expertise, eerdere studies en bestaande literatuur. Onderhoudskosten worden bepaald als een percentage van de investering. Ook vervangingsinvesteringen worden meegenomen op basis van een volledige vervanging over de levensduur van het productie- of opslagsysteem maar alleen voor de periode na 2030. Dit wordt doorgerekend als een stabiele situatie met alleen vervanging, onderhoud en bedrijfskosten.

Tabel 97 geeft een overzicht van de kennallen die zijn gebruikt voor de diverse opweksystemen.

Tabel 97 Kostenkennallen voor opwekking en conversie (LT=lage temperatuur warmte, HT=hoge temperatuur warmte, CCS=carbon capture & storage)

	Kosten (€/kW)	Levensduur	Onderhoud & bedrijfsvoering	Leercurve
Kerncentrale	3.000	40	4,0%	geen
Aardgas	700	30	3,0%	laag
Aardgas+LT	800	30	3,0%	laag
Aardgas+HT	800	30	3,0%	laag
AardgasCCS	1.200	30	5,4%	midden
AardgasCCS+LT	1.200	30	5,4%	midden
AardgasCCS+HT	1.200	30	5,4%	midden
Kolen	1.400	40	3,0%	laag
Kolen+LT	1.400	40	3,0%	laag
Kolen+HT	1.400	40	3,0%	laag
KolenCCS	2.400	40	4,5%	midden
KolenCCS+LT	2.400	40	4,5%	midden
KolenCCS+HT	2.400	40	4,5%	midden
WindZee	4.000	15	4,0%	hoog
WindLand	1.820	15	1,0%	midden
WKK+LT	1.000	15	4,0%	midden
WKK+HT	650	15	3,0%	midden
mWKK+LT	5.000	15	1,5%	hoog
Zon-PV	1.600	25	1,5%	hoog
CV-ketel HT	300	15	3,0%	laag
CV-ketel CCS HT	856	15	1,5%	laag
CV-ketel bio HT	400	15	10,0%	laag
CV-ketel LT	80	15	1,5%	laag
Warmtepomp	1.500	15	1,5%	hoog
Geothermie	1.500	15	2,0%	hoog
Restwarmte	250	15	1,5%	midden
Zonneboiler	700	15	1,5%	laag
ElekVerwarmLT	60	15	1,0%	midden
ElekVerwarmHT	400	15	2,0%	midden
Opslag laagspanning	2.000	20	4,0%	midden
Opslag middenspanning	2.000	20	4,0%	midden
Opslag hoogspanning	2.840	40	1,0%	midden
Waterstofproductie	1.200	40	4,0%	midden



Tabel 98 Meerkosten voor (de)centrale opwekking en opslag (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Centrale opwekking	-3	12	8	26	-3
Decentrale opwekking	-3	-6	-2	-11	71
Warmteopwekking (gas)	0	2	1	1	0
Warmteopwekking (elek.)	-1	8	9	25	17
Opslag en H ₂ -productie	0	-1	0	4	49
Totaal	-7	16	15	45	135

Opmerking: Negatieve meerkosten zijn minderkosten.

G.4 Brandstoffen

Tabel 99 Meer- of minderkosten voor brandstoffen en CO₂ (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Totaal	-5,0	0,3	-11,1	-26,4	-37,5

Opmerking: Negatieve meerkosten zijn minderkosten.

G.5 Totaalbeeld

Tabel 100 Totaalbeeld meerkosten *ZONDER* uitloop (mld €)

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D	Scenario E
Centrale opwekking	-3	12	8	26	-3
Decentrale opwekking	-3	-6	-2	-11	71
Warmteopwekking (gas)	0	2	1	1	0
Warmteopwekking (elek.)	-1	8	9	25	17
Opslag en H ₂ -productie	0	-1	0	4	49
Transport en distributie (E)	-5	7	2	7	8
Energie en CO ₂	-5	0	-11	-26	-38
Besparingsmaatregelen	26	1	27	90	89
Motorbrandstoffen	-11	-3	-16	-41	-44
Voertuigen	-1	-1	1	9	10
Totale NCW	-3	21	18	83	161

Tabel 101 Totaalbeeld meerkosten *MET* uitloop (mld €)

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





Bijlage H Toelichting stakeholdersbijeenkomsten

Gedurende het project is een tweetal stakeholdersbijeenkomsten georganiseerd door de opdrachtgever. Tijdens deze bijeenkomsten hadden de aanwezige stakeholders de gelegenheid om input te leveren op de studie.

Figuur 168 Impressie tweede stakeholdersbijeenkomst



H.1 Bijeenkomst 24 februari 2014

H.1.1 Inhoud

In de eerste bijeenkomst is een toelichting gegeven op de aanleiding, opzet en uitvoering van de studie. Het doel van de bijeenkomst was bespreken van:

- aanpak van backcasting;
- welke eindbeelden;
- vooruitblik deel van de eindresultaten;
- inventariseren van vragen vanuit stakeholders waar, binnen de kaders van het project, rekening mee gehouden moest worden in de uitwerking.

In de bijeenkomst werden vier eindbeelden gepresenteerd. De stakeholders concludeerden dat een vijfde, tussenliggend eindbeeld ook wenselijk zou zijn. De opdrachtgever is hiermee akkoord gegaan.

Een verslag van de bijeenkomst is rondgestuurd naar alle deelnemers.

H.1.2 Deelnemers

Deelnemer	Organisatie
Peter Molengraaf	Alliander N.V.
Marinus Schimmel	BAM
Hans Boot	Cofely GDF SUEZ
Peter Pollemans	Cogas Holding N.V.
Kees den Blanken	Cogen
Hans Warmenhoven	De Gemeeynt
Sander Fijn van Draat	ECN
Anne Sypkens Smit	Energie Nederland
Jos Blommaert	Enexis
Ingrid Pouw	Essent
Annie Krist	Gasunie Transport Services B.V.
Bart Dirven	Heijmans
Nico van Grieken	Netbeheer Nederland
Arnold van der Bie	Stedin Netbeheer N.V.
Joop Oude Lohuis	Stichting Natuur en Milieu
Gert van der Lee	TenneT
Jorg Gigler	TKI Gas
Bas Heijs	Topsector Energie
Madeleine Gibescu	TU Eindhoven
Michiel Kirch	Cogas Holding N.V.
Marijke Kellner Van Tjonger	Gasunie Transport Services B.V.
Piet Nienhuis	Gasunie Transport Services B.V.
Marijn Artz	Netbeheer Nederland
Wil Scholten	Netbeheer Nederland
John Hodemaekers	Stedin Netbeheer N.V.
Benno Schepers	CE Delft
Frans Rooijers	CE Delft
Rob van Gerwen	DNV GL

H.2 Bijeenkomst 10 april 2014

H.2.1 Inhoud

In de tweede bijeenkomst is een korte follow-up gegeven van de punten die zijn opgepakt/meegenomen van de eerste bijeenkomst en zijn de voorlopige resultaten van de scenario's gepresenteerd.

Enkele onderwerpen waarover gesproken is, zijn het beperken van de aan te sluiten zon-PV, opslag en biomassa. Hieruit zijn drie aandachtspunten van de scenario's naar voren gekomen:

- flexibiliseren;
- centraal/decentraal;
- biomassa;

Een verslag van de bijeenkomst is rondgestuurd naar alle deelnemers.



H.2.2 Deelnemers

Deelnemer	Organisatie
Peter Molengraaf	Alliander N.V.
Ruud van Zijl	BAM Techniek
Hans Boot	Cofely GDF SUEZ
Peter Pollemans	Cogas Holding N.V.
Kees den Blanken	Cogen Nederland
Arjen Jongepier	Delta Netwerk Bedrijf B.V.
Paul Korting	ECN
Sander Fijn van Draat	ECN
Loek Willenborg	Endinet
Ineke van Ingen	Energie Nederland
Else Veldman	Enexis
Ingrid Pouw	Essent
Erik ten Elshof	EZ
Wieger Wiersema	EZ
Hans Warmenhoven	De Gemeynt
Hans Mart Groen	Greenchoice
Bart Dirven	Heijmans
Jeroen van Bergenhenegouwen	Ministerie van Economische Zaken
Nico van Grieken	Netbeheer Nederland
André Jurjus	Netbeheer Nederland
Martijn Boelhouwer	Netbeheer Nederland
Mark van Assem	NWO
Bernard Fortuyn	Siemens N.V.
Joop Oude Lohuis	Stichting Natuur en Milieu
Ruud Koorstra	Tendris
Gineke van Dijk	TenneT
Mart van Bracht	TNO
Suzanne Van Kooten	TNO
Ad van wijk	TU Delft
Ton Backx	TU Eindhoven
Dennis van Berkel	Urgenda
Marjan Minnesma	Urgenda
Hans Grünfeld	VEMW
Michiel Kirch	Cogas Holding N.V.
Marijke Kellner Van Tjonger	Gasunie Transport Services B.V.
Piet Nienhuis	Gasunie Transport Services B.V.
Marijn Artz	Netbeheer Nederland
Wil Scholten	Netbeheer Nederland
John Hodemaekers	Stedin Netbeheer N.V.
Benno Schepers	CE Delft
Frans Rooijers	CE Delft
Rob van Gerwen	DNV GL
Frits Verheij	DNV GL





Bijlage I Verantwoording technische aannames

I.1 Waarden backcasting Conversiemodel

I.1.1 Curves

Voor de waarden van de curves, wordt verwezen naar Bijlage A.1.2.

Variabele	A	B	C	D	E	BAU
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Laag				Hockey		
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Laag				Constant		
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag				Hockey		
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag				Hockey		
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden				Hockey		
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog				Hockey		
Elektriciteit - Ref. finale vraag				Lineair		
Motorbrandstoffen - Ref. finale vraag				Afgeleid		
HT-warmte - Ref. finale vraag				Constant		
LT-warmte - Ref. finale vraag				Constant		
Distributierendement - Centraal				Lineair		
Distributierendement - Decentraal				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + LT - Laag				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + LT - Midden				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + LT - Hoog				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + HT - Laag				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + HT - Midden				Lineair		
Decentraal potentieel - WKK + HT - Hoog				Lineair		
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Laag				Hockey		
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Midden				Hockey		
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Hoog				Hockey		
Decentraal potentieel - Zon-PV - Laag				Hockey		
Decentraal potentieel - Zon-PV - Midden				Hockey		
Decentraal potentieel - Zon-PV - Hoog				Hockey		
Decentraal potentieel - Wind op land - Laag				Lineair		
Decentraal potentieel - Wind op land - Midden				Lineair		
Decentraal potentieel - Wind op land - Hoog				Lineair		
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Laag				Hockey		
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Midden				Hockey		
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Hoog				Hockey		
E-rendement hoog - Kernenergie				Lineair		
E-rendement hoog - Aardgas				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas + LT				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas CCS				Hockey		
E-rendement hoog - Aardgas CCS + LT				Hockey		



Variabele	A	B	C	D	E	BAU
E-rendement hoog - Aardgas CCS + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast				Hockey		
E-rendement hoog - Vast + LT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast CCS				Hockey		
E-rendement hoog - Vast CCS + LT				Hockey		
E-rendement hoog - Vast CCS + HT				Hockey		
E-rendement hoog - Wind op zee				Hockey		
E-rendement hoog - Wind op land				Hockey		
E-rendement hoog - Import-saldo				Hockey		
E-rendement laag - Vast				Hockey		
E-rendement laag - Vast + LT				Hockey		
E-rendement laag - Vast + HT				Hockey		
E-rendement laag - Vast CCS				Hockey		
E-rendement laag - Vast CCS + LT				Hockey		
E-rendement laag - Vast CCS + HT				Hockey		
Eindbeeld - Kernenergie				Handmatig		
Eindbeeld - Aardgas		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Aardgas + LT		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Aardgas + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS + LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Vast + LT		Hockey			Hockey+	Hockey-
Eindbeeld - Vast + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast CCS			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast CCS + LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vast CCS + HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Wind op zee			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Wind op land (centraal)			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Import-saldo				Automatisch		
Eindbeeld - Verlies centrale opslag/curtailment				Lineair		
Eindbeeld - WKK + LT (mixgas)				Lineair		
Eindbeeld - WKK + HT (mixgas)				Lineair		
Eindbeeld - mWKK + LT (mixgas)				Lineair		
Eindbeeld - Zon-PV				Lineair		
Eindbeeld - Wind op land				Lineair		
Eindbeeld - Verlies decentrale opslag/curtailment				Lineair		
Eindbeeld - Traditioneel vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Elektriciteit vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Waterstof vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Biobrandstoffen vervoer			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Aardgas CCS HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Vaste biomassa HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Elektrische verwarming HT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - CV-ketel (mixgas) LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Warmtepomp LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Geothermie LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Industriële restwarmte LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Elektrische verwarming LT			Hockey			Hockey-
Eindbeeld - Zonneboiler LT			Hockey			Hockey-



Variabele	A	B	C	D	E	BAU
Eindbeeld - Structuurverandering industrie	Handmatig					
Eindbeeld - Aandeel kolen	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel biomassa	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel aardgas	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel groen gas	Hockey					Hockey-
Eindbeeld - Aandeel waterstof	Hockey+					

I.1.2 Algemeen

Variabele	2012	2018	2024	2030
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Laag	100%	98%	95%	90%
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Midden	100%	95%	86%	75%
Elektriciteit - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	90%	73%	50%
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Laag	100%	100%	100%	100%
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Midden	100%	97%	92%	85%
Motorbrandstoffen - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	93%	81%	65%
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag	100%	99%	97%	95%
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden	100%	98%	95%	90%
HT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	96%	89%	80%
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Laag	100%	98%	95%	90%
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Midden	100%	95%	86%	75%
LT-warmte - Efficiency achter de meter - Hoog	100%	90%	73%	50%
Elektriciteit - Ref. finale vraag	431	456	481	506
Motorbrandstoffen - Ref. finale vraag	179	176	178	183
HT-warmte - Ref. finale vraag	409	409	409	409
LT-warmte - Ref. finale vraag	665	665	665	665
Distributierendement - Centraal	95,6%	96,0%	96,5%	97,0%
Distributierendement - Decentraal	95,6%	96,0%	96,5%	97,0%
Decentraal potentieel - WKK + LT - Laag	50	43	37	30
Decentraal potentieel - WKK + LT - Midden	50	45	40	34
Decentraal potentieel - WKK + LT - Hoog	50	46	42	39
Decentraal potentieel - WKK + HT - Laag	56	57	59	60
Decentraal potentieel - WKK + HT - Midden	56	60	65	69
Decentraal potentieel - WKK + HT - Hoog	56	63	70	78
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Laag	0	1	2	5
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Midden	0	3	7	14
Decentraal potentieel - mWKK + LT - Hoog	0	5	15	27
Decentraal potentieel - Zon-PV - Laag	1	8	20	36
Decentraal potentieel - Zon-PV - Midden	1	37	99	180
Decentraal potentieel - Zon-PV - Hoog	1	51	139	252
Decentraal potentieel - Wind op land - Laag	15	26	37	48
Decentraal potentieel - Wind op land - Midden	15	31	47	63
Decentraal potentieel - Wind op land - Hoog	15	36	58	79
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Laag	0%	3%	8%	15%
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Midden	0%	4%	11%	20%
Decentraal potentieel - Verlies decentrale opslag - Hoog	0%	5%	14%	25%
E-rendement hoog - Kernenergie	37%	38%	40%	42%
E-rendement hoog - Aardgas	54%	55%	57%	60%
E-rendement hoog - Aardgas + LT	41%	45%	52%	60%
E-rendement hoog - Aardgas + HT	35%	39%	46%	55%
E-rendement hoog - Aardgas CCS	50%	50%	50%	50%
E-rendement hoog - Aardgas CCS + LT	50%	50%	50%	50%
E-rendement hoog - Aardgas CCS + HT	45%	45%	45%	45%



Variabele	2012	2018	2024	2030
E-rendement hoog - Vast	41%	43%	46%	50%
E-rendement hoog - Vast + LT	41%	43%	46%	50%
E-rendement hoog - Vast + HT	36%	38%	41%	45%
E-rendement hoog - Vast CCS	40%	40%	40%	40%
E-rendement hoog - Vast CCS + LT	40%	40%	40%	40%
E-rendement hoog - Vast CCS + HT	35%	35%	35%	35%
E-rendement hoog - Wind op zee	43%	43%	43%	43%
E-rendement hoog - Wind op land	43%	43%	43%	43%
E-rendement hoog - Import-saldo	43%	43%	42%	40%
E-rendement laag - Vast	41%	43%	45%	48%
E-rendement laag - Vast + LT	41%	42%	45%	48%
E-rendement laag - Vast + HT	36%	37%	40%	43%
E-rendement laag - Vast CCS	40%	40%	39%	38%
E-rendement laag - Vast CCS + LT	40%	40%	39%	38%
E-rendement laag - Vast CCS + HT	35%	35%	34%	33%

I.1.3 Scenario A

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld A - Kernenergie	14	14	14	14
Eindbeeld A - Aardgas	59	51	35	15
Eindbeeld A - Aardgas + LT	45	42	37	31
Eindbeeld A - Aardgas + HT	0	6	17	31
Eindbeeld A - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld A - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast	70	81	100	125
Eindbeeld A - Vast + LT	28	35	47	62
Eindbeeld A - Vast + HT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast CCS	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Vast CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld A - Wind op zee	3	8	18	31
Eindbeeld A - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld A - Import-saldo	62	116	71	0
Eindbeeld A - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-2	-4	-6
Eindbeeld A - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Wind op land	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld A - Traditioneel vervoer	97%	93%	88%	80%
Eindbeeld A - Elektriciteit vervoer	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld A - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld A - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld A - Aardgas HT	95%	90%	81%	70%
Eindbeeld A - Aardgas CCS HT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld A - Vaste biomassa HT	0%	4%	11%	20%
Eindbeeld A - Elektrische verwarming HT	5%	6%	8%	10%
Eindbeeld A - CV-ketel (mixgas) LT	99%	93%	83%	70%
Eindbeeld A - Warmtepomp LT	1%	4%	9%	15%
Eindbeeld A - Geothermie LT	0%	1%	3%	5%



Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld A - Industriële restwarmte LT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld A - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld A - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld A - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld A - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld A - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%
Eindbeeld A - Aandeel aardgas	86%	84%	82%	80%
Eindbeeld A - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld A - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%

I.1.4 Scenario B

	2012	2012	2024	2030
Eindbeeld B - Kernenergie	14	14	14	14
Eindbeeld B - Aardgas	59	47	27	0
Eindbeeld B - Aardgas + LT	45	41	35	27
Eindbeeld B - Aardgas + HT	0	22	60	109
Eindbeeld B - Aardgas CCS	0	5	15	27
Eindbeeld B - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Vast	70	78	92	109
Eindbeeld B - Vast + LT	28	44	73	109
Eindbeeld B - Vast + HT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Vast CCS	0	5	15	27
Eindbeeld B - Vast CCS + LT	0	8	22	41
Eindbeeld B - Vast CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld B - Wind op zee	3	19	46	82
Eindbeeld B - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld B - Import-saldo	62	123	75	0
Eindbeeld B - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-7	-15	-22
Eindbeeld B - WKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - WKK + HT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - mWKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Zon-PV	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Wind op land	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld B - Traditioneel vervoer	97%	93%	88%	80%
Eindbeeld B - Elektriciteit vervoer	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld B - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld B - Aardgas HT	95%	85%	68%	45%
Eindbeeld B - Aardgas CCS HT	0%	6%	17%	30%
Eindbeeld B - Vaste biomassa HT	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld B - Elektrische verwarming HT	5%	6%	8%	10%
Eindbeeld B - CV-ketel (mixgas) LT	99%	91%	78%	60%
Eindbeeld B - Warmtepomp LT	1%	4%	9%	15%
Eindbeeld B - Geothermie LT	0%	2%	6%	10%
Eindbeeld B - Industriële restwarmte LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld B - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld B - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld B - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%



	2012	2012	2024	2030
Eindbeeld B - Aandeel aardgas	86%	84%	82%	80%
Eindbeeld B - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld B - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%

I.1.5 Scenario C

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld C - Kernenergie	14	14	14	28
Eindbeeld C - Aardgas	59	47	27	0
Eindbeeld C - Aardgas + LT	45	44	41	38
Eindbeeld C - Aardgas + HT	0	15	42	76
Eindbeeld C - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld C - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld C - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld C - Vast	70	60	42	19
Eindbeeld C - Vast + LT	28	38	55	76
Eindbeeld C - Vast + HT	0	4	10	19
Eindbeeld C - Vast CCS	0	8	21	38
Eindbeeld C - Vast CCS + LT	0	2	5	10
Eindbeeld C - Vast CCS + HT	0	8	21	38
Eindbeeld C - Wind op zee	3	10	22	38
Eindbeeld C - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld C - Import-saldo	62	124	88	0
Eindbeeld C - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-3	-5	-8
Eindbeeld C - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Wind op land	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld C - Traditioneel vervoer	97%	91%	82%	70%
Eindbeeld C - Elektriciteit vervoer	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld C - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld C - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld C - Aardgas HT	95%	83%	62%	35%
Eindbeeld C - Aardgas CCS HT	0%	5%	14%	25%
Eindbeeld C - Vaste biomassa HT	0%	2%	6%	10%
Eindbeeld C - Elektrische verwarming HT	5%	10%	19%	30%
Eindbeeld C - CV-ketel (mixgas) LT	99%	88%	69%	45%
Eindbeeld C - Warmtepomp LT	1%	6%	14%	25%
Eindbeeld C - Geothermie LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld C - Industriële restwarmte LT	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld C - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld C - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld C - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld C - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld C - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%
Eindbeeld C - Aandeel aardgas	86%	84%	82%	80%
Eindbeeld C - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld C - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%



I.1.6 Scenario D

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld D - Kernenergie	14	14	14	84
Eindbeeld D - Aardgas	59	56	47	0
Eindbeeld D - Aardgas + LT	45	43	36	0
Eindbeeld D - Aardgas + HT	0	5	13	24
Eindbeeld D - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld D - Aardgas CCS + LT	0	10	27	49
Eindbeeld D - Aardgas CCS + HT	0	15	40	73
Eindbeeld D - Vast	70	66	56	0
Eindbeeld D - Vast + LT	28	27	23	0
Eindbeeld D - Vast + HT	0	0	0	0
Eindbeeld D - Vast CCS	0	10	27	49
Eindbeeld D - Vast CCS + LT	0	13	34	63
Eindbeeld D - Vast CCS + HT	0	20	54	98
Eindbeeld D - Wind op zee	3	12	28	49
Eindbeeld D - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld D - Import-saldo	62	141	94	0
Eindbeeld D - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-3	-7	-10
Eindbeeld D - WKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - WKK + HT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - mWKK + LT (mixgas)	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Zon-PV	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Wind op land	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	75%	50%	25%
Eindbeeld D - Traditioneel vervoer	97%	84%	63%	35%
Eindbeeld D - Elektriciteit vervoer	0%	5%	14%	25%
Eindbeeld D - Waterstof vervoer	0%	5%	14%	25%
Eindbeeld D - Biobrandstoffen vervoer	3%	5%	10%	15%
Eindbeeld D - Aardgas HT	95%	80%	54%	20%
Eindbeeld D - Aardgas CCS HT	0%	6%	17%	30%
Eindbeeld D - Vaste biomassa HT	0%	4%	11%	20%
Eindbeeld D - Elektrische verwarming HT	5%	10%	19%	30%
Eindbeeld D - CV-ketel (mixgas) LT	99%	81%	50%	10%
Eindbeeld D - Warmtepomp LT	1%	15%	39%	70%
Eindbeeld D - Geothermie LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Industriële restwarmte LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Zonneboiler LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld D - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
Eindbeeld D - Aandeel kolen	89%	83%	76%	70%
Eindbeeld D - Aandeel biomassa	11%	17%	24%	30%
Eindbeeld D - Aandeel aardgas	86%	77%	69%	60%
Eindbeeld D - Aandeel groen gas	14%	16%	18%	20%
Eindbeeld D - Aandeel waterstof	0%	1%	4%	20%



I.1.7 Scenario E

Variabele	2012	2018	2024	2030
Eindbeeld E - Kernenergie	14	14	14	0
Eindbeeld E - Aardgas	59	56	47	0
Eindbeeld E - Aardgas + LT	45	43	36	0
Eindbeeld E - Aardgas + HT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Aardgas CCS	0	0	0	0
Eindbeeld E - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Vast	70	68	64	41
Eindbeeld E - Vast + LT	28	29	31	41
Eindbeeld E - Vast + HT	0	8	23	41
Eindbeeld E - Vast CCS	0	0	0	0
Eindbeeld E - Vast CCS + LT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Vast CCS + HT	0	0	0	0
Eindbeeld E - Wind op zee	3	19	46	82
Eindbeeld E - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
Eindbeeld E - Import-saldo	62	94	9	0
Eindbeeld E - Verlies centrale opslag/curtailment	0	-3	-5	-8
Eindbeeld E - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Wind op land	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Verlies decentrale opslag/curtailment	100%	100%	100%	100%
Eindbeeld E - Traditioneel vervoer	97%	77%	44%	0%
Eindbeeld E - Elektriciteit vervoer	0%	11%	30%	55%
Eindbeeld E - Waterstof vervoer	0%	3%	8%	15%
Eindbeeld E - Biobrandstoffen vervoer	3%	8%	18%	30%
Eindbeeld E - Aardgas HT	95%	76%	43%	0%
Eindbeeld E - Aardgas CCS HT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld E - Vaste biomassa HT	0%	14%	39%	70%
Eindbeeld E - Elektrische verwarming HT	5%	10%	19%	30%
Eindbeeld E - CV-ketel (mixgas) LT	99%	82%	53%	15%
Eindbeeld E - Warmtepomp LT	1%	11%	28%	50%
Eindbeeld E - Geothermie LT	0%	2%	6%	10%
Eindbeeld E - Industriële restwarmte LT	0%	0%	0%	0%
Eindbeeld E - Elektrische verwarming LT	0%	1%	3%	5%
Eindbeeld E - Zonneboiler LT	0%	4%	11%	20%
Eindbeeld E - Structuurverandering industrie	0	0	25	100
Eindbeeld E - Aandeel kolen	89%	59%	30%	0%
Eindbeeld E - Aandeel biomassa	11%	41%	70%	100%
Eindbeeld E - Aandeel aardgas	86%	57%	29%	0%
Eindbeeld E - Aandeel groen gas	14%	36%	58%	80%
Eindbeeld E - Aandeel waterstof	0%	1%	4%	20%



I.1.8 BAU

Variabele	2012	2018	2024	2030
BAU - Kernenergie	14	14	14	14
BAU - Aardgas	59	68	71	73
BAU - Aardgas + LT	45	40	38	37
BAU - Aardgas + HT	0	22	31	37
BAU - Aardgas CCS	0	0	0	0
BAU - Aardgas CCS + LT	0	0	0	0
BAU - Aardgas CCS + HT	0	0	0	0
BAU - Vast	70	83	88	92
BAU - Vast + LT	28	58	70	78
BAU - Vast + HT	0	0	0	0
BAU - Vast CCS	0	0	0	0
BAU - Vast CCS + LT	0	0	0	0
BAU - Vast CCS + HT	0	0	0	0
BAU - Wind op zee	3	23	32	37
BAU - Wind op land (centraal)	0	0	0	0
BAU - Import-saldo	62	79	41	0
BAU - Verlies centrale opslag/curtailment	0	0	0	0
BAU - WKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
BAU - WKK + HT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
BAU - mWKK + LT (mixgas)	100%	100%	100%	100%
BAU - Zon-PV	100%	100%	100%	100%
BAU - Wind op land	100%	100%	100%	100%
BAU - Verlies decentrale opslag/curtailment	0%	0%	0%	0%
BAU - Traditioneel vervoer	97%	87%	83%	80%
BAU - Elektriciteit vervoer	0%	3%	4%	5%
BAU - Waterstof vervoer	0%	0%	0%	0%
BAU - Biobrandstoffen vervoer	3%	10%	13%	15%
BAU - Aardgas HT	95%	86%	82%	80%
BAU - Aardgas CCS HT	0%	0%	0%	0%
BAU - Vaste biomassa HT	0%	6%	9%	10%
BAU - Elektrische verwarming HT	5%	8%	9%	10%
BAU - CV-ketel (mixgas) LT	99%	85%	79%	75%
BAU - Warmtepomp LT	1%	3%	4%	5%
BAU - Geothermie LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Industriële restwarmte LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Elektrische verwarming LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Zonneboiler LT	0%	3%	4%	5%
BAU - Structuurverandering industrie	0	0	0	0
BAU - Aandeel kolen	89%	84%	81%	80%
BAU - Aandeel biomassa	11%	16%	19%	20%
BAU - Aandeel aardgas	86%	91%	94%	95%
BAU - Aandeel groen gas	14%	9%	6%	5%
BAU - Aandeel waterstof	0%	0%	0%	0%

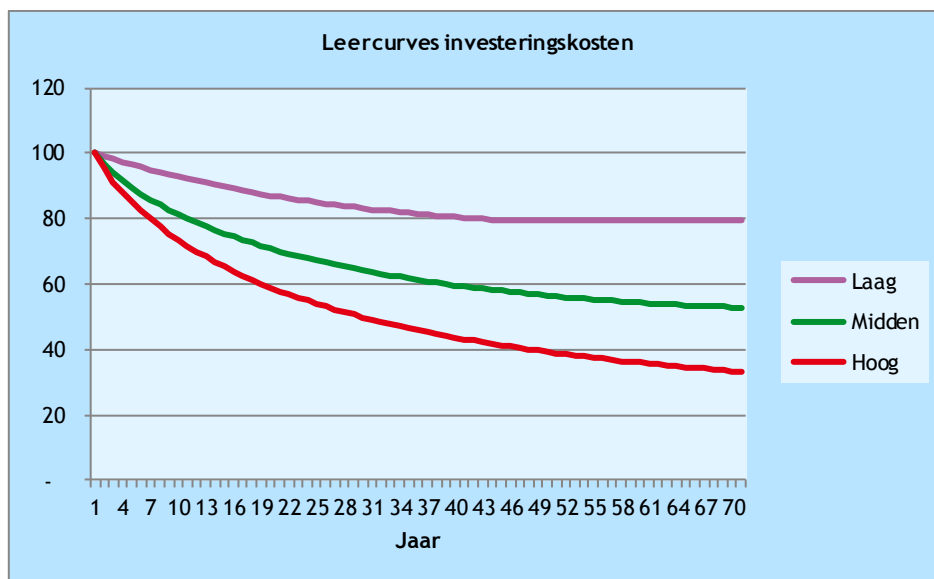
I.2 Leercurves kostenreductie

Voor de verschillende opwektechnieken en maatregelpakketten voor energiebesparing is een verschillende leercurve aangehouden om te corrigeren voor toekomstige ontwikkelingen, zoals innovaties en kostenreducties. Hierbij is een generieke aanpak gekozen, waarbij technieken die al ver doorontwikkeld zijn enkel een beperkte kostenreductie in de toekomst krijgen en technieken die nog ‘in de kinderschoenen’ staan de komende jaren een



grotere kostenreductie ondergaan. In de volgende grafiek worden deze leercurves weergegeven.

Figuur 169 Leercurves voor investeringskosten

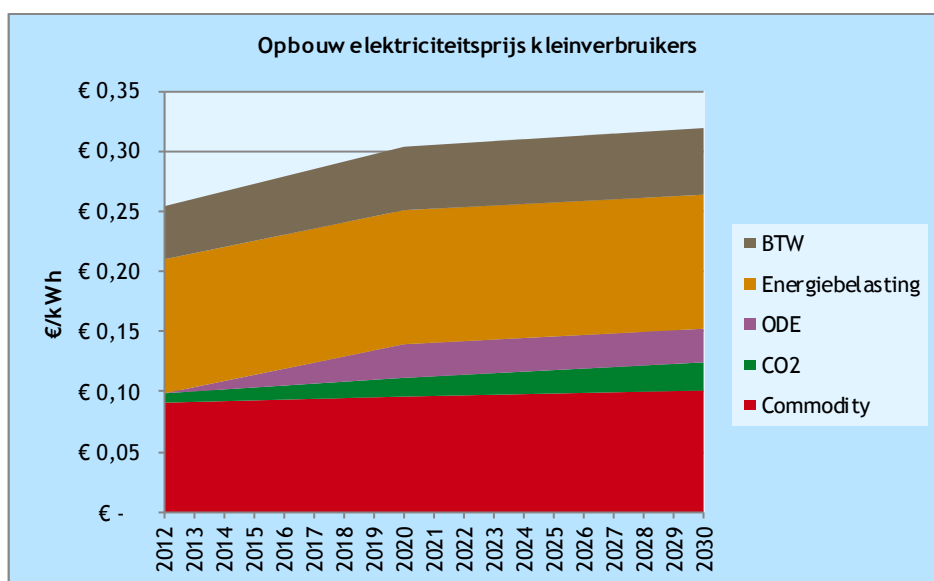


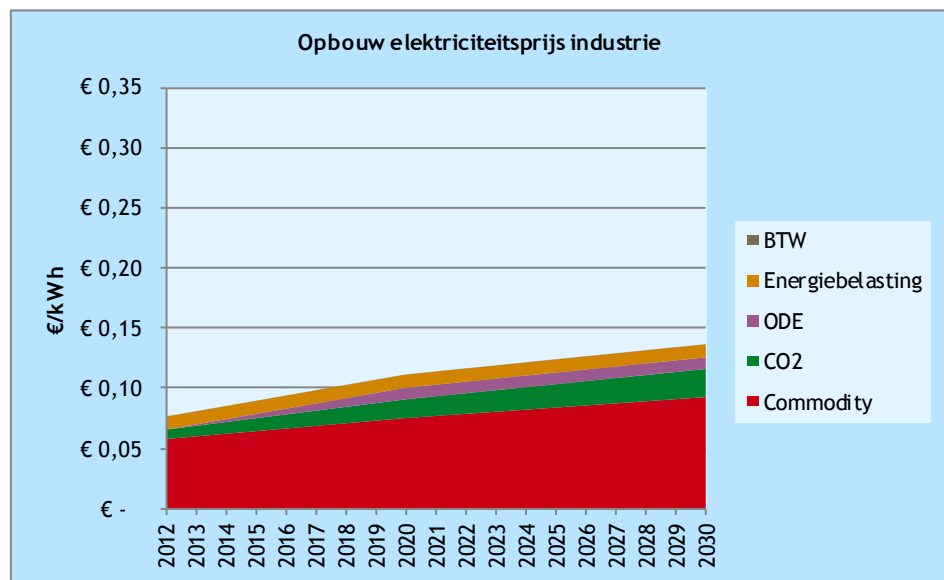
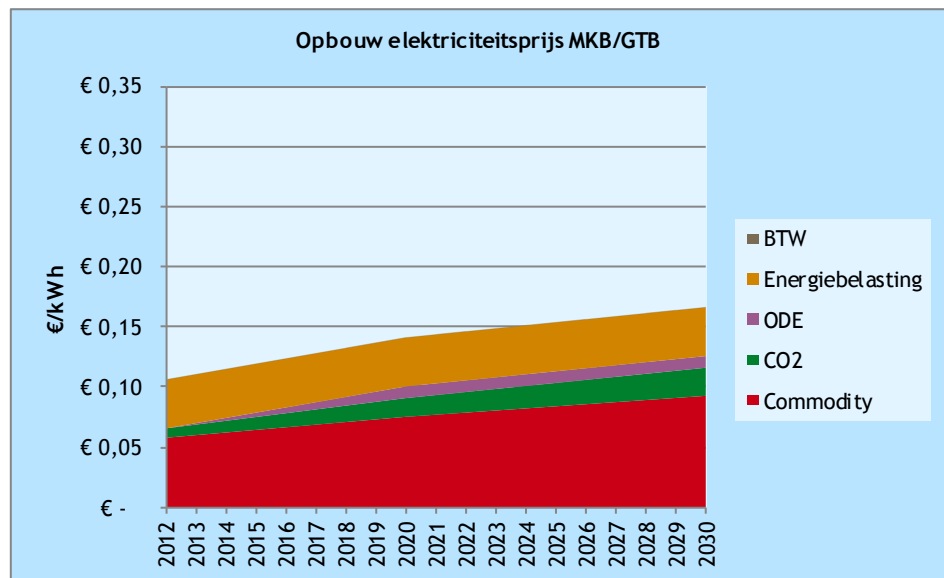
De bovenstaande leercurve is gebaseerd op Junginger (Junginger, 2005) en aangepast aan de hand van marktconsultaties voor het Vesta-model van PBL (CE Delft, 2013).

I.3 Energieprijzen

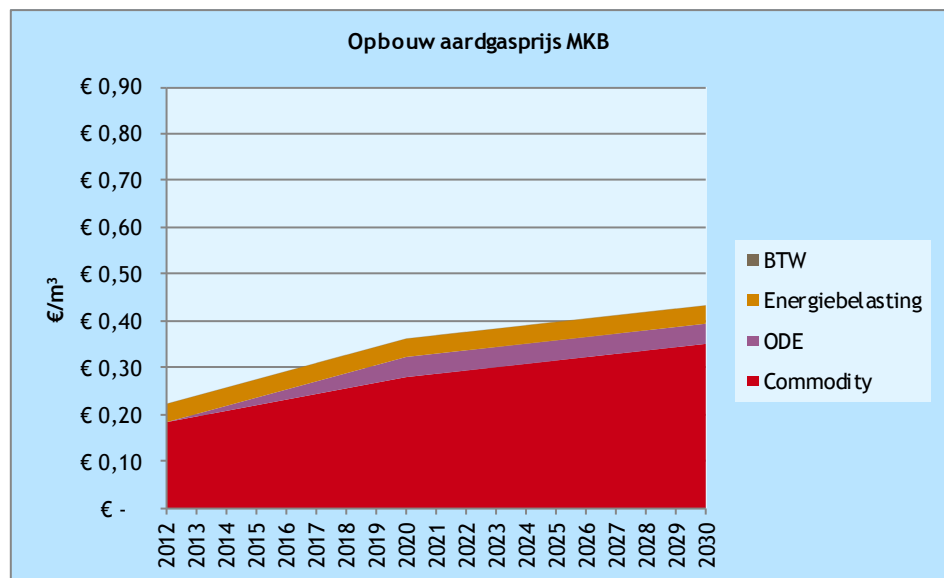
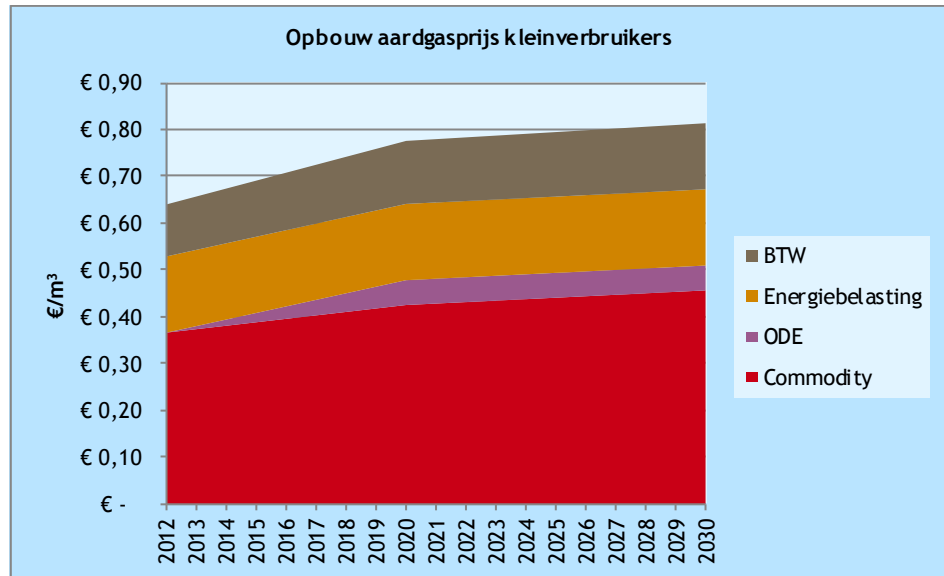
De onderstaande energieprijzen zijn gehanteerd bij de berekeningen voor de kosten en baten van de verschillende opties. De prijzen zijn afkomstig van het PBL (Wijngaart, 2014) en ECN (ECN, CE Delft, TNO, 2014).

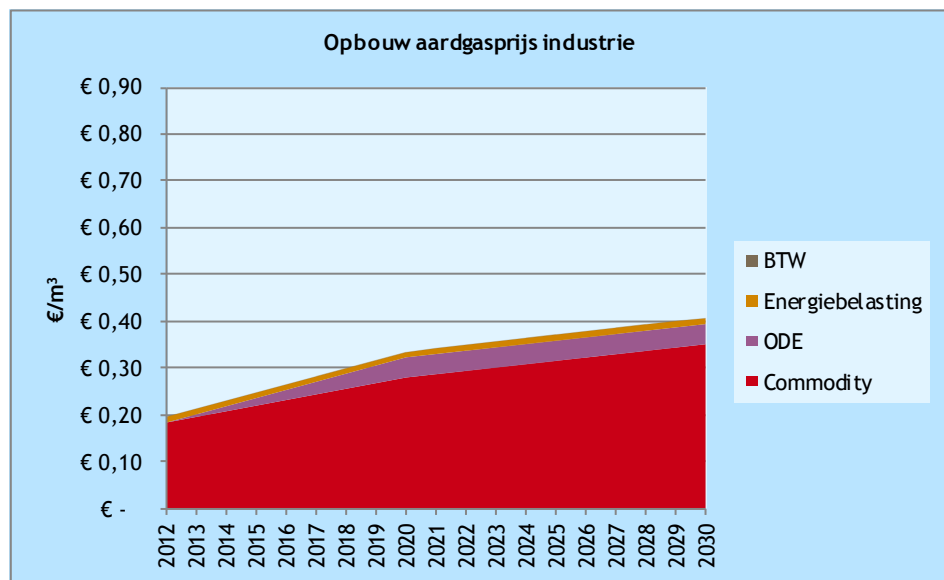
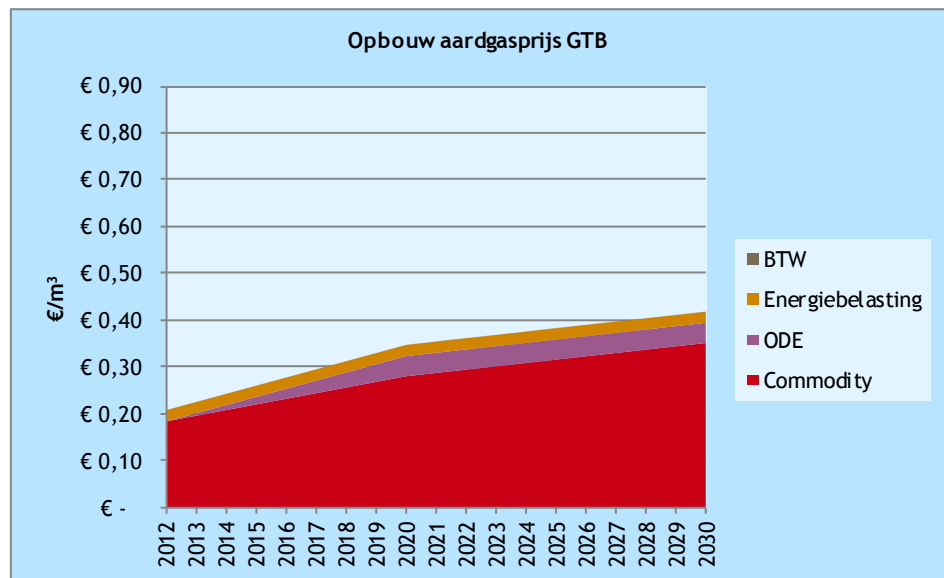
Figuur 170 Verloop elektriciteitsprijzen



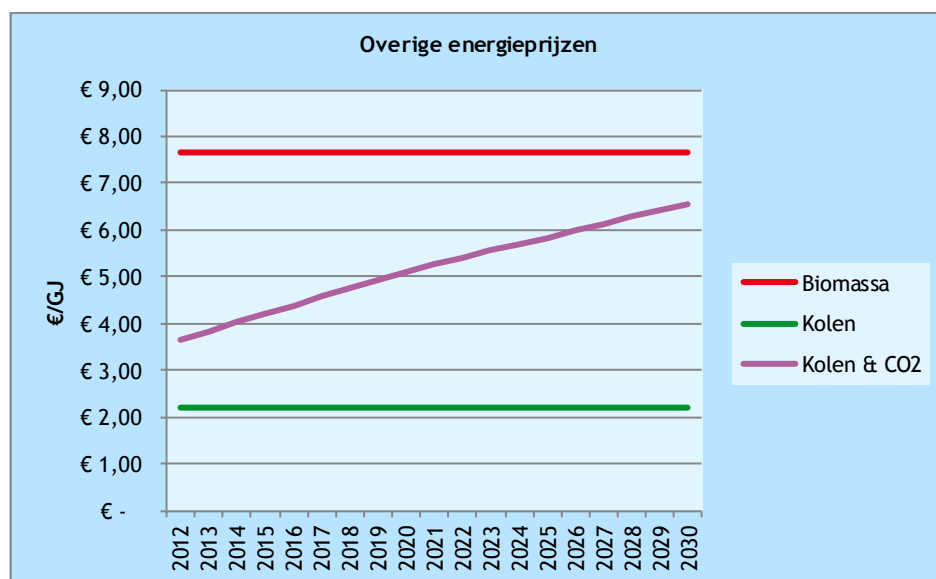


Figuur 171 Verloop gasprijzen

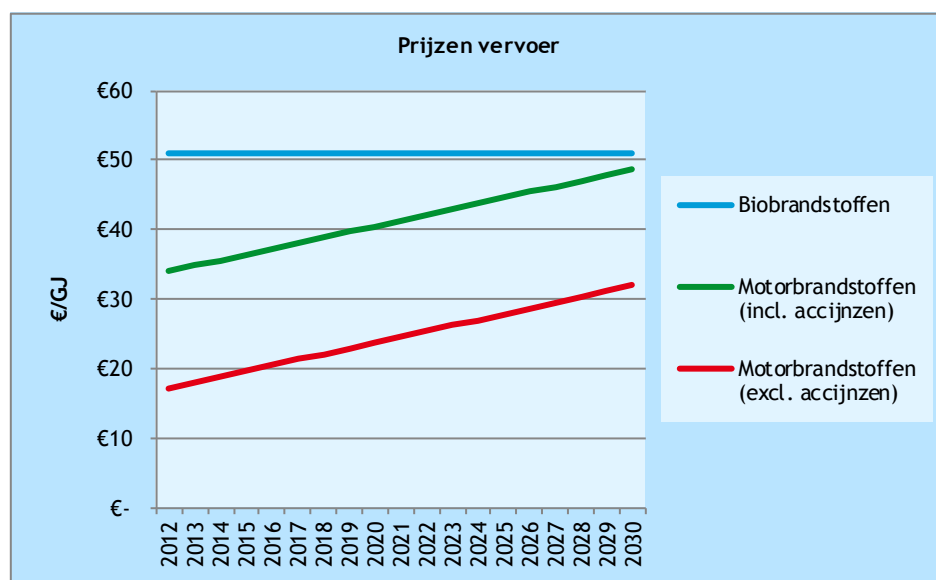




Figuur 172 Verloop overige energieprijsen



Figuur 173 Verloop prijzen motorbrandstoffen



In de prijs van biomassa is geen rekening gehouden met eventuele effecten van schaarste op de prijs. Afhankelijk van de vraag naar biomassa, kan dit een groot effect hebben. Dit geldt voor alle vormen van biomassa.

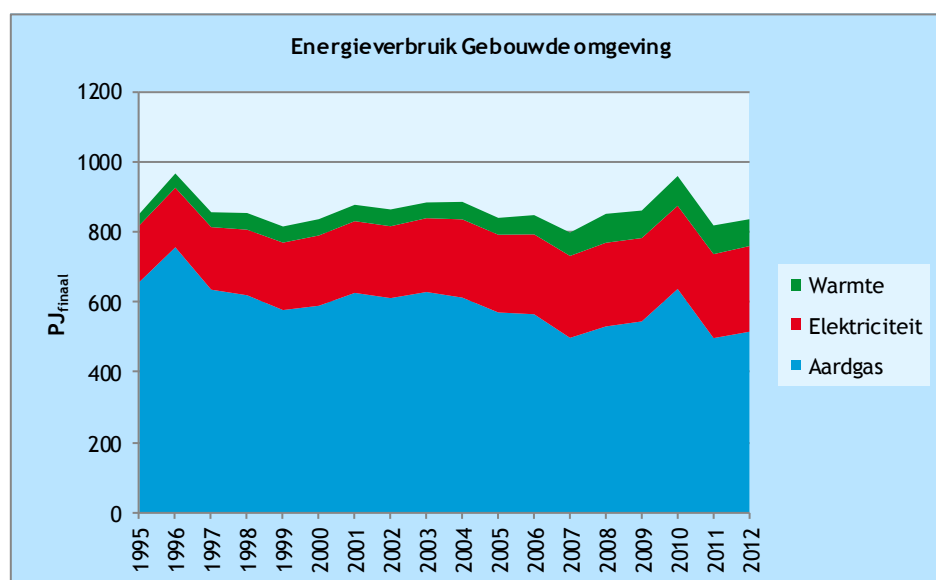


Bijlage J Gebouwde omgeving

J.1 Energievraag in de gebouwde omgeving

In de gebouwde omgeving bestaat de energievraag uit de vraag naar ruimteverwarming (en -koeling), warm tapwater en elektriciteit. Veruit het grootste deel van de energie komt uit aardgas, gevolgd door elektriciteit en warmte. Figuur 174 geeft het verloop van deze vraag in de afgelopen jaren weer.

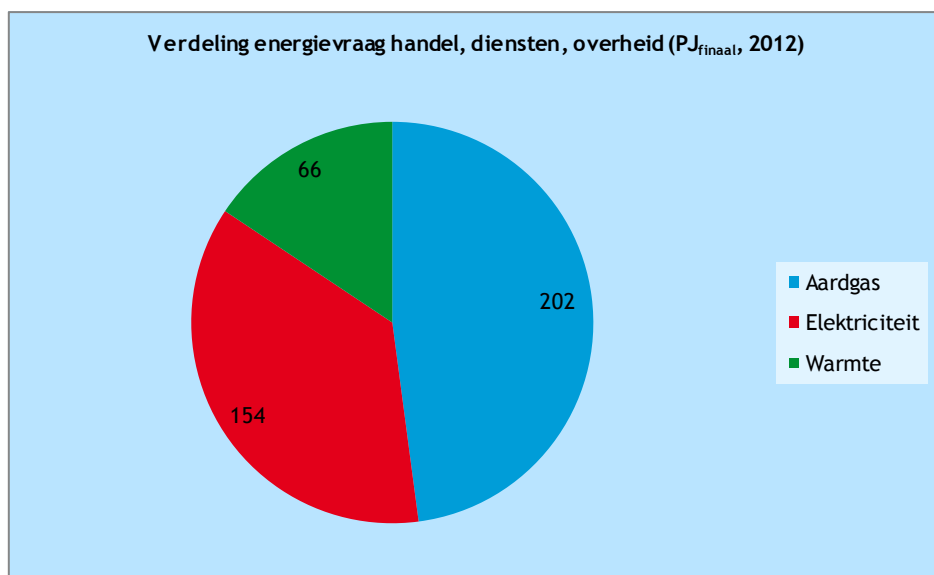
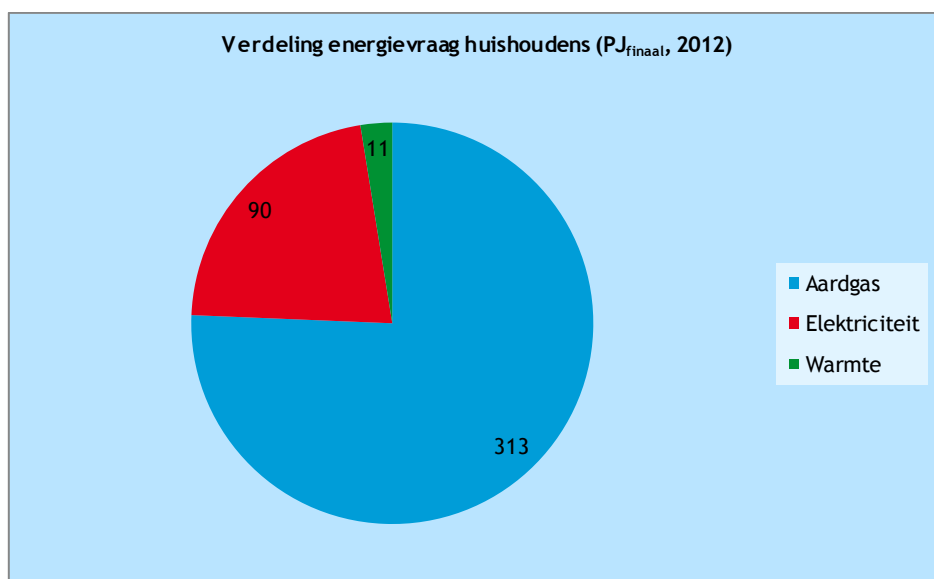
Figuur 174 Verloop energievraag gebouwde omgeving



Bron: (CBS, 2014).

Binnen de gebouwde omgeving kan een onderscheid worden gemaakt tussen huishoudens en HDO (handel, diensten, overheid). De aandelen van aardgas, elektriciteit en warmte verschillen sterk tussen deze twee groepen. Dit wordt weergegeven in de volgende figuur. Dit betekent dat de besparingspotentiëlen ook wisselen en dat de aangrijpingspunten voor maatregelen ook verschillen. In de komende paragrafen wordt dan ook een onderscheid gemaakt in deze sub-sectoren.

Figuur 175 Verdeling energievraag per sub-sector in 2012



Opmerking: Data voor HDO in 2012 nog niet beschikbaar bij CBS; aangenomen dat gelijk is aan 2011.

Bron: (CBS, 2014).

J.2 Mogelijke maatregelen

De gebouwde omgeving is een zeer diverse sector. Met ongeveer 7,5 miljoen verschillende objecten en 16 miljoen gebruikers en hun gedrag, is de uitdaging voor energiebesparing en hernieuwbare opties groot. In de komende paragrafen wordt op een generieke wijze een overzicht gegeven van de belangrijkste maatregelen die getroffen kunnen worden. Dit is geen uitputtende lijst, maar geeft een indicatie van de mogelijkheden die ingezet kunnen worden voor besparing en vergroenen.

J.2.1 Energiebesparing

Huishoudens

Drie kwart van de energievraag van huishoudens is voor de warmtevoorziening. De belangrijkste besparingen kunnen dan ook worden behaald met isolatiemaatregelen die de finale warmtevraag reduceren. Daarnaast zijn er mogelijkheden om te besparen op elektriciteit door efficiëntere apparaten. De volgende tabel geeft een beknopt overzicht van de verschillende mogelijkheden die er zijn en de ordegrottes van de besparingen. Voor deze besparingen zijn aannames gemaakt door experts van CE Delft, op basis van ervaringen uit eerdere projecten.

Tabel 102 Beknopt overzicht besparingsmaatregelen huishoudens

Maatregel	Aangrijpingspunt	Potentiële besparing	TVT
Gedragsverandering elektr.	Elektriciteit	5-10%	<5 jr
Zuinige verlichting	Elektriciteit	5-10%	5-10jr
Zuinige apparatuur	Elektriciteit	10-25%	5-10jr
Gebouwisolatie	Ruimteverwarming	10-75%	<5-30jr
Gebouwverbetering	Ruimteverwarming/elektriciteit	5-10%	5-10jr
Zon-oriëntatie	Ruimteverwarming/elektriciteit	5-10%	n.v.t.
Gedragsverandering warmte	Ruimteverwarming/warm tapwater	5-10%	<5jr
Zuinige installaties	Ruimteverwarming/warm tapwater	10-50%	10-20jr
Inregelen klimaatinstallatie	Ruimteverwarming	5-10%	<5jr

Bron: (CE Delft, 2013); aanvulling expertschatting.

Uit Tabel 102 kan worden opgemaakt dat het besparingspotentieel voor ruimteverwarming groter is dan voor elektriciteit. Voor warm tapwater is die beperkt. Gecombineerd kunnen de elektriciteitsopties maximaal ongeveer 30-40% besparen en warmteopties ongeveer maximaal 50-60%.

Isolatie is een belangrijke optie, die, afhankelijk van de mate van uitvoering, een kleine tot grote bijdrage kan leveren in de reductie van de finale vraag van huishoudens. Met name de recente ontwikkeling van *energieneutrale woningen* of *energieneutrale woning* spreekt dit aspect aan. Door goede isolatie, in combinatie met efficiënte opwektechnieken en zonne-energie, kunnen de energievraag en -productie van een woning in balans worden gebracht. Op dit moment worden verschillende initiatieven ondernomen om deze concepten in de markt te ontwikkelen.

HDO

In de sub-sector HDO is het aandeel van elektriciteit aanzienlijk groter dan bij huishoudens. Dit komt enerzijds doordat er meer wordt verbruikt door apparatuur, maar anderzijds ook dat elektrische klimaatbeheersing (ruimteverwarming en -koeling) veel meer wordt toegepast, dan bij huishoudens. Hierdoor is het absolute besparingspotentieel op elektriciteit bij HDO ook groter dan bij huishoudens.

In Tabel 103 wordt een beknopt overzicht gegeven van de mogelijkheden voor bedrijven en overheden om te besparen op hun energieverbruik. Het relatieve besparingspotentieel voor elektriciteit (bij maximale inzet) wordt geschat op 50-60%. Voor warmte is dit ongeveer 40-50%.



Tabel 103 Beknopt overzicht besparingsmaatregelen HDO

Maatregel	Aangrijpingspunt	Potentiële besparing	TVT
Gedragsverandering elektr.	Elektriciteit	5-10%	<5jr
Zuinige verlichting	Elektriciteit	5-15%	5-10jr
Zuinige koeling	Elektriciteit/ruimteverwarming	10-20%	5-10jr
Zuinige ventilatie	Elektriciteit/ruimteverwarming	5-10%	5-10jr
Zuinige apparatuur	Elektriciteit	10-25%	5-10jr
Gebouwisolatie	Ruimteverwarming	10-50%	<5-30jr
Gebouwverbetering	Elektriciteit/ruimteverwarming	10-20%	5-10jr
Zuinige installaties	Elektriciteit/ruimteverwarming	10-50%	10-20jr
Energiebeheersing	Elektriciteit/ruimteverwarming	5-10%	<5jr

Bron: (CE Delft, 2013); aanvulling expertschatting.

Naast de genoemde besparingsopties die een reductie van het finale energiegebruik binnen de gebouwde omgeving behalen, zijn er ook opties die niet direct besparen bij huishoudens en bedrijven, maar wel op het primaire energiegebruik. Dit zijn de collectieve warmteopties, zoals restwarmte van elektriciteitsproductie, industriële restwarmte, WKK's en afvalverbranding. Deze opties kunnen deels hernieuwbaar zijn.

J.2.2 Hernieuwbare energie

Het gebruik van hernieuwbare energie in de gebouwde omgeving is zeer divers. Voor zowel de warmte- als elektriciteitsvraag zijn er legio mogelijkheden een hernieuwbare invulling. In het onderstaande overzicht staat een overzicht van deze mogelijkheden. De bijdrage van deze mogelijkheden aan de doelstellingen is sterk afhankelijk van de uitvoering die wordt gekozen (grootte, type, et cetera).

Tabel 104 Hernieuwbare opties voor gebouwde omgeving

Optie	Huishoudens	HDO
Elektriciteit		
Zon-PV	✓	✓
Micro-windturbines	✓	✓
Mirco-WKK (groen gas)	✓	✓
Mini-WKK (groen gas)		✓
Warmte		
Zonneboiler	✓	✓
Zonthermische systemen	✓	✓
Warmtepomp (WKO)	✓	✓
Warmtepomp (BWW)	✓	✓
Warmtepomp (lucht)	✓	✓
Warmtepomp (oppervlakte water)	✓	✓
Groen gas	✓	✓
Vaste biomassa	✓	✓
Geothermie	✓	✓
Warmtelevering (hernieuwbaar)	✓	✓

Van de genoemde opties bestaan vele diverse varianten, zoals micro-WKK's met een Stirling-motor, een ORC of een brandstofcel. Of centrale warmtepompen bij een WKO-installatie in een wijk of een WKO-installatie met individuele warmtepompen bij huishoudens. In deze studie is een generieke aanpak gekozen om de complexiteit van de modelberekeningen te beperken.



Hiervoor zijn enkele opties samengevoegd en enkele achterwege gelaten, om zo het ‘grote plaatje’ niet onnodig diffuus te maken.

J.3 Verwerking in scenario's

De besparings- en hernieuwbare opties uit de voorgaande paragrafen worden in meer en mindere mate toegepast binnen de verschillende scenario's. Voor het Conversiemodel zijn op drie niveaus pakketten van maatregelen opgesteld die een verschillende hoeveelheid besparing opleveren. In de volgende tabellen wordt dit weergegeven. Hierbij wordt, in oplopende mate, aangegeven welke besparing ze behalen op de energiestromen die zijn meegenomen in het Conversiemodel (LT-warmte en elektriciteit).

Tabel 105 Maatregelen voor LT-warmte

Optie	A	B	C	D	E
Huishoudens					
Gedragsverandering warmte	++	+	++	+++	+++
Gebouwisolatie	++	+	++	+++	+++
Gebouwverbetering	+		+	+++	+++
Zuinige installaties	+		+	+++	+++
Inregelen klimaatinstallatie	++		++	+++	+++
Zon-oriëntatie				++	++
Gemiddelde besparing	30%	10%	30%	60%	60%
HDO					
Gebouwisolatie	++	+	++	+++	+++
Energiebeheersing	+	+	+	+++	+++
Zuinige ventilatie	+		+	++	++
Gebouwverbetering	+		+	++	++
Zuinige installaties	+		+	+++	+++
Gemiddelde besparing	20%	10%	20%	40%	40%

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.

Tabel 106 Maatregelen voor elektriciteit

Optie	A	B	C	D	E
Huishoudens					
Gedragsverandering elektr.	++	+	++	+++	+++
Zuinige verlichting	++	+	++	+++	+++
Zuinige apparatuur	+		+	+++	+++
Gebouwverbetering	+		+	+++	+++
Zon-oriëntatie				++	++
Gemiddelde besparing	20%	10%	20%	40%	40%
HDO					
Gedragsverandering elektr.	++	+	++	+++	+++
Zuinige verlichting	++	+	++	+++	+++
Zuinige apparatuur	++	+	++	+++	+++
Gebouwisolatie	++	+	++	+++	+++
Energiebeheersing	+		+	++	++
Zuinige ventilatie	+		+	++	++
Gebouwverbetering	+		+	++	++
Zuinige koeling	+		+	+++	+++
Zuinige installaties	+		+	+++	+++
Gemiddelde besparing	30%	10%	30%	60%	60%

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.



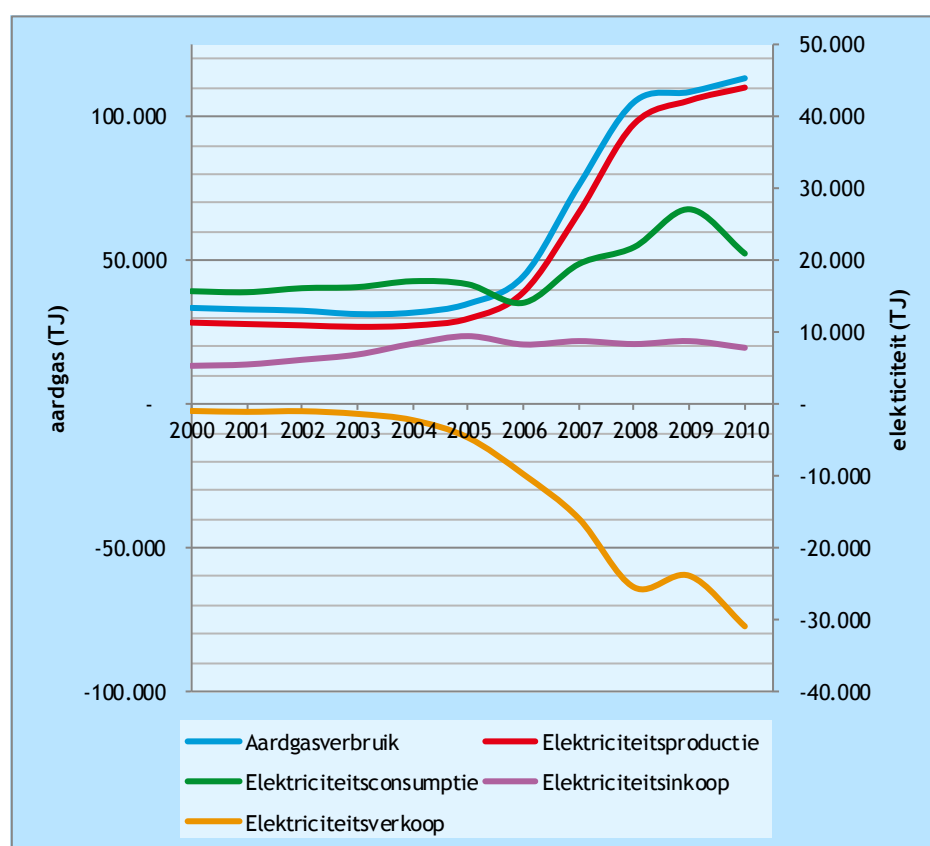


Bijlage K Glastuinbouw

K.1 Energievraag in de glastuinbouw

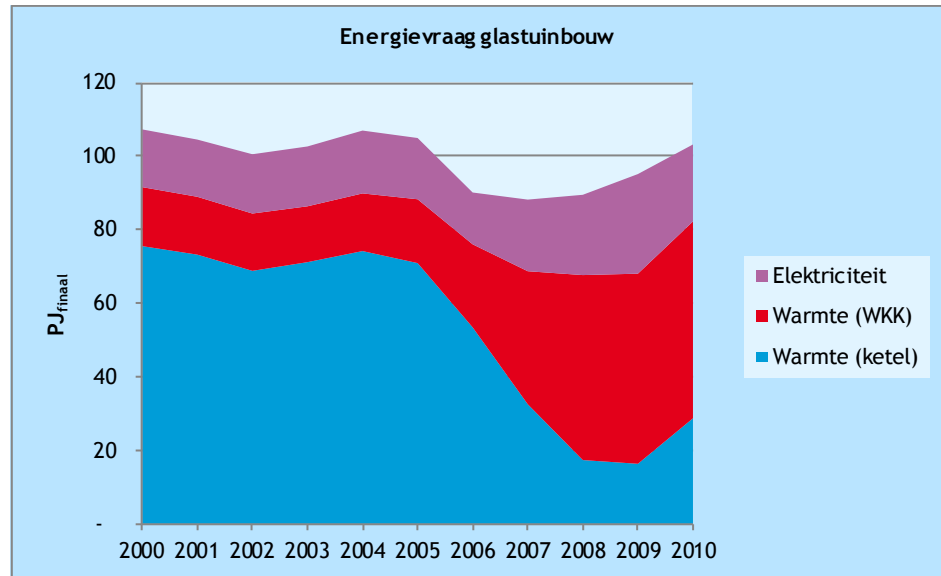
De glastuinbouwsector is na de industrie, vervoer en gebouwde omgeving de vierde energievrager van Nederland. Met ongeveer 10.000 hectare aan areaal onder glas, heeft de sector een grote bijdrage aan de Nederlandse economie, maar ook aan de CO₂-emissies. En hoewel de sector al jaren bezig is met energie-efficiëntie en emissiereductie, blijft de vraag en emissie hoog. In de volgende figuur worden het energieverbruik en de emissies van de sector in de afgelopen jaren weergegeven. De sterke afname van de afgelopen jaren is duidelijk zichtbaar.

Figuur 176 Energieverbruik glastuinbouw



Bron: Bewerking van (CBS, 2014), (LEI, 2011), (LEI, 2012).

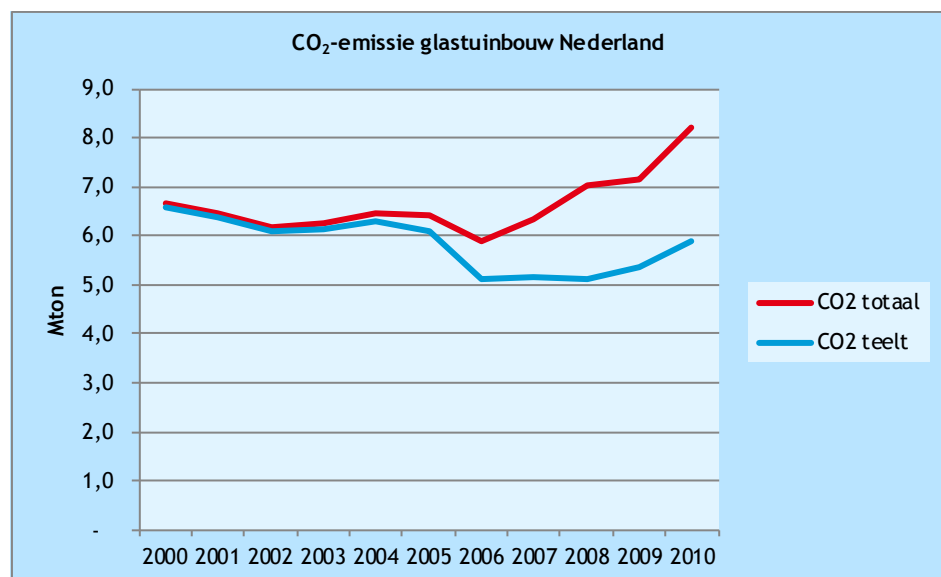
Figuur 177 Energievraag glastuinbouw



Bron: (CE Delft, 2014).

In de glastuinbouw is CO₂ niet alleen een emissie, maar ook een grondstof voor de productie. Het is een groeibevorderaar voor de planten. Als gevolg daarvan, zal deze sector waarschijnlijk altijd een bepaalde hoeveelheid CO₂ blijven emitteren. Afhankelijk van de bron, is dit hernieuwbaar of niet. Daarnaast staat in deze sector een groot vermogen aan WKK. Dit heeft niet alleen tot gevolg dat zij meer elektriciteit produceert dan zelf verbruikt, maar ook dat zij meer CO₂ uitstoot dan aan de productie toe te rekenen valt. Als gevolg daarvan kent de sector twee emissiegetallen. Eén voor de werkelijke emissie van alle productie-eenheden in de sector en één voor de emissie die gerelateerd is aan de teelt. Beide worden in de volgende grafiek weergegeven en beide geven een ander beeld. De totale emissie is de laatste jaren gestegen, maar de emissie die is gekoppeld aan de productie is gedaald. Dit is onder andere het gevolg van de inzet van de WKK's.

Figuur 178 Emissies glastuinbouwsector



Bron: (CE Delft, 2014).



K.2 Mogelijke maatregelen

Het energieverbruik van een kassencomplex is sterk afhankelijk van het product dat er geteeld wordt. De vraag naar warmte, CO₂, luchtvochtigheid en belichting luisteren zeer nauw voor een optimale productie, waardoor het treffen van maatregelen ook een complex uitdaging vormt, die niet allen ingrijpt op de energievraag, maar ook op de andere parameters van de teelt.

De sector is al vele jaren bezig met programma's om de emissies en het energiegebruik te verminderen en de energie-efficiëntie per product te verbeteren. Het programma Kas als Energiebron is hierin één van de belangrijkste instrumenten voor ontwikkeling van technieken en kennis. Binnen het kader van de onderdelen van dit programma worden verschillende concepten uitgewerkt.

Eén van doelstellingen is het ontwikkelen van een klimaatneutrale kas in 2020. Uit gesprekken met de sector blijkt dat een klimaatneutrale kas met de huidige trend naar meer belicht areaal niet mogelijk is voor de belichte kassen. Voor onbelichte kassen, waarbij bijvoorbeeld gebruik gemaakt kan worden van geothermie voor het invullen van de warmtevraag, ligt een klimaatneutrale kas wel in het verschiet.

De focus van de sector zelf ligt op de reductie en verduurzaming van de warmtevraag, zeker door de stijgende energiekosten. Deze nemen toe door de opgelopen gasprijs en het afnemende rendement op verkoop van elektriciteit uit WKK. Hierdoor zijn de energiekosten voor de glastuinbouwsector in minder dan 10 jaar meer dan verdubbeld. Dit vereist - voor behoud van de concurrentiekracht - inspanningen om het fossiele brandstofverbruik terug te dringen door energiebesparing en verduurzaming. Daarnaast is er toenemende aandacht van de sector, en van de onderzoeksinstellingen, voor verbetering van de efficiëntie en vermindering van de elektriciteitsvraag. Juist omdat hiermee een reductie van de warmtevraag uit WKK samenhangt. Hierbij wordt onderscheiden dat elektriciteit (hoofdzakelijk voor belichting) een groei- en kwaliteitsbevorderaar is en warmte een groeivoorwaarde. Met andere woorden, warmte moet gewoon een minimale aanwezigheid hebben voor de groei (en dit kan nog aanzienlijk omlaag door besparende maatregelen), maar meer licht betekent meer productie en vice versa. Bij besparing op licht en warmte is behoud van de inkomsten een voorwaarde voor succesvolle adaptatie in de praktijk. In het programma Kas als Energiebron is besparing en verduurzaming van energie met behoud van kwaliteit en productie dan ook een uitgangspunt.

Energiebesparing kan behaald worden door verschillende maatregelen:

- Beter benutten van natuurlijk licht/efficiënter kunstlicht.
- Uitbreiding inzet WKK: >25% van de huidige warmtevraag wordt nog voorzien door ketels. Voorwaarde voor de dimensionering van WKK is dat deze aansluit bij de (toekomstige) warmtevraag op de bedrijven. WKK is dan nog toepasbaar op bedrijven met voldoende warmtevraag (alleen winterstook maakt WKK oninteressant). Door eventuele energiebesparing kan minder WKK-vermogen ingezet worden. Bestaande WKK leveren dan minder draaiuren op en nieuwe WKK kent een kleiner vermogen per oppervlakte eenheid.



- Het Nieuwe Telen (30% besparing op conventionele onbelichte teelt, aanscherping HNT leidt tot 20-40% additionele besparing hier op; voor belichte teelten worden concepten uitgewerkt die een besparing van 30-50% moeten bereiken, ten opzichte van 2010).
 - Belichte teelt:
 - Het Nieuwe Belichten in tomaat (40% energiereductie met behulp van diffuus glas, tussenbelichting met led en alleen nuttig belichten).
 - De Perfecte Roos (20% besparing op elektriciteit, 40% op warmte).
 - Onbelichte teelt:
 - Nieuwe teeltconcepten met 70% besparing worden in demonstratieprojecten gehaald.
 - Venlow Energy kas (kas met dubbelglas dat licht diffuus maakt, in combinatie met luchtbehandeling en warmteterugwinning).
 - NGSGK (maximale isolatie met beweegbare schermen, mechanische ontvochtiging, luchtbehandeling en warmtepomp).
- Warmtepompen (eventueel in combinatie met WKO).
- Zeer Lage Temperatuur Verwarming (in combinatie met WKK) (besparing ongeveer 15% bij specifieke sub-sectoren).
- WKK met WKO (maximale besparing rond 50%).
- Toepassing absorptiewarmtepompen (besparing rond 50%, alleen van toepassing bij gekoelde teelten, tenzij inmiddels uitgerust met WKO).
- Gebruik van externe warmte.

K.3 Verwerking in scenario's

Voor het meenemen van de mogelijkheden in de glastuinbouwsector in het Conversiemodel, is een pakket van maatregelen aangenomen die leiden tot drie niveaus van besparing 'achter de meter'. In de volgende tabel worden deze toegelicht en wordt aangegeven wat de verwachte besparing is. Omdat de vraag naar warmte en elektriciteit in deze sector niet los van elkaar te zien is, gelden de uiteindelijke besparingspercentages ook voor beide energiestromen.

Tabel 107 Maatregelen voor LT-warmte en elektriciteit

Optie	A	B	C	D	E
Beter benutten licht	++	+	++	+++	+++
Uitbreiding inzet WKK				+	+
Het Nieuwe Telen	++	+	++	+++	+++
Warmtepompen	+		+	++	++
Zeer lage temperatuur verwarming				+++	+++
WKK met WKO				++	++
Absorptiewarmtepompen				++	++
Gemiddelde besparing E & W	25%	10%	25%	50%	50%

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.



Bijlage L Sector Industrie

L.1 Energievraag in de industrie

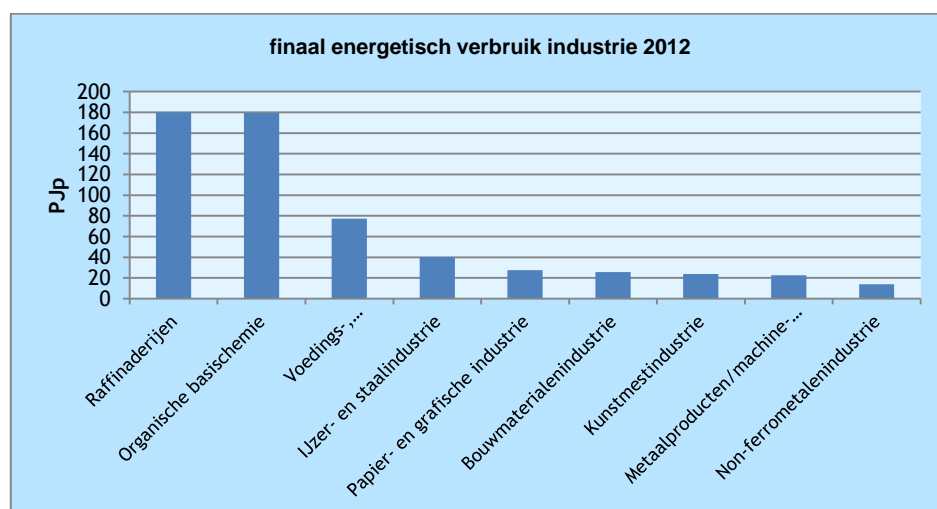
De sector industrie is de grootste energieverbruiker van Nederland. De warmtevraag bestaat voor het grootste deel uit hoogwaardige warmte (de industrie is de enige sector met een vraag naar hoogwaardige warmte) en beperkt uit laagwaardige warmte. De vraag naar grondstoffen voor niet-energetisch gebruik valt buiten deze studie.

In deze bijlage geven we een korte beschrijving gegeven van de sector zoals die er nu voor staat en zoals die er in de verschillende eindbeelden er uit ziet. Voor het overbruggen van de toekomst naar nu, is er een groot aantal maatregelen beschikbaar. Deze worden in de daaropvolgende paragrafen weergegeven. Per scenario wordt aangegeven welke maatregel daarvoor van toepassing is en het resulterende maatregelpakket vormt de basis voor het uitwerken van de backcasting. De bijlage wordt afgesloten met voorlopige conclusies over de mogelijkheden van de scenario's in de sector Industrie.

L.1.1 Huidig energiegebruik industrie

De belangrijkste energie gebruikende sectoren binnen de industrie zijn weergegeven in Figuur 179.

Figuur 179 Finaal energetisch gebruik per sector in de industrie



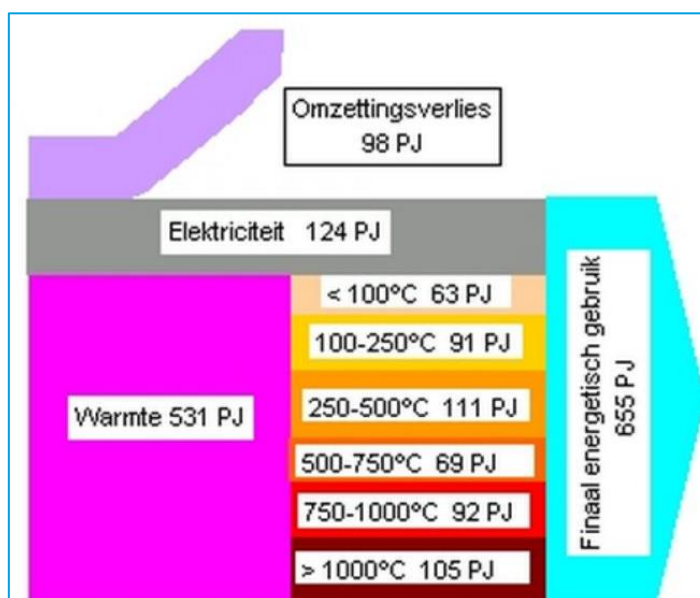
Daarbij is het totale energiegebruik onderverdeeld naar de volgende energiedragers (situatie 2011, op basis van (CE Delft, 2013)). In de industrie vormt het warmtegebruik meer dan 80% van het eindgebruik van energie. Naar primaire energie gerekend is dit aandeel uiteraard kleiner maar nog steeds dominant. Bijna 30% van de warmte wordt op een temperatuurniveau gebruikt van lager dan 250 graden en kan in beginsel door warmtekracht worden opgewekt. Meer dan 10% (63 PJ) lager dan 100 graden.

Tabel 108 Energieverbruik in de sector industrie in PJ in 2011

Finale energievraag	Energiewaarde (PJ)
Aardgas	165
Aardoliegrondstoffen en -producten	107
Afval en andere energiedragers	2
Elektriciteit	114 (281 primair)
Hernieuwbare energie	3
Kernenergie	0
Steenkool en steenkoolproducten	18
Warmte	125
Eindtotaal	534

Bron: CBS Statline.

Figuur 180 Energievraag Nederlandse industrie



De hoofdmoot van het energiegebruik is geconcentreerd in enkele grote industriële complexen, zoals de havens van Rotterdam, Vlissingen/Terneuzen en Delfzijl, en het industriegebied rond Geleen. Het gaat in veel gevallen om installaties die in jaren '60 en '70 zijn gebouwd. In de jaren daarna zijn nieuwe installaties gebouwd, is productie uitgebreid en hebben grote veranderingen plaatsgevonden in bestaande installaties. De basis van veel processen is echter nog gebaseerd op wat oorspronkelijk is geplaatst. De productieprocessen zijn over het algemeen gebaseerd op fossiele energiestromen, met name gas en olie. De meeste productieprocessen hebben een continue karakter, ze draaien 24/7 continue door. De industrie concurreert op mondiale markten, waarbij energiekosten een cruciale factor zijn.

Naast het primaire productieproces (bijvoorbeeld een naftakraker), geldt dat er ook een substantieel energiegebruik is in generieke processen (bijvoorbeeld pompen, koeling, compressie).

De warmtevraag wordt doorgaans ingevuld met gas, via gasgestookte fornuizen of WKK's. De elektriciteitsvraag wordt opgewekt met eigen WKK's of afgenomen van het net. In de Nederlandse industrie is een hoge graad van WKK gerealiseerd. Dit zorgt voor een relatief efficiënte opwekking van warmte

en stroom. De laatste jaren staan deze installaties echter onder druk, en neemt het WKK-vermogen af.

L.2 Mogelijke maatregelen

Mogelijke maatregelen zijn te onderscheiden in:

- energie-efficiency;
- inzet hernieuwbare energiebronnen;
- CO₂-afvang.

L.2.1 Energie-efficiency

Voor de Nederlandse industrie is er geen actueel totaaloverzicht beschikbaar van het potentieel aan besparende maatregelen. Maar diverse recente studies geven aan dat op het vlak van energie-efficiency nog veel maatregelen mogelijk zijn, waarmee substantiële hoeveelheden energie bespaard kunnen worden.

Er kan een onderscheid gemaakt worden in vier typen maatregelen:

- energie-efficiency maatregelen in bestaande processen;
- warmtekrachtkoppeling;
- energie-efficiency in productieketens;
- innovatieve nieuwe technologieën.

Energie-efficiency in bestaande processen

Een groot deel van het elektriciteitsgebruik is voor ‘generieke’ processen, zoals pompen, ventilatoren en koude-opwekking (CE Delft, 2013). Voor deze toepassingen liggen er vaak mogelijkheden voor energiebesparing. Dit betreft met name:

- energie-efficiënte pompsystemen;
- energie-efficiënte ventilatiesystemen;
- optimalisatie perslucht;
- optimaliseren van koelsystemen.

Typend zijn met efficiënte technologieën besparingen mogelijk in de orde van 10-40%. Hierbij geldt wel dat de economische haalbaarheid sterk afhankelijk is van locatiespecifieke factoren.

Ook bij het opwekken van warmte liggen er besparingsmogelijkheden in de ‘generieke’ processen. Dit betreft met name:

- optimalisatie van warmte- en stoomsystemen;
- verbetering van isolatie.

In veel gevallen ligt hier nog rendabel besparingspotentieel. Zo geldt dat appendages (flenzen, afsluiters) van verwarmde leidingen vaak nog niet zijn geïsoleerd, terwijl dit technisch en economisch vaak wel haalbaar is. Een andere potentieel belangrijke ontwikkeling zijn warmtepompen. Dit is nog minder ver uitontwikkeld dan de eerdergenoemde technieken. Betrouwbare cijfers over het besparingspotentieel in de Nederlandse industrie zijn niet beschikbaar. Als ruwe indicatie gaan we uit van 5-20% besparingspotentieel.

Blijkens recente studies (CE Delft, 2014) en (CE Delft, 2013) zijn zowel voor elektriciteit als warmte maatregelen vaak rendabel te realiseren, met terugverdiertijden beneden de vijf jaar. Er is in de praktijk echter sprake van belemmeringen die invoering van maatregelen belemmeren, zoals de focus op ‘vertrouwde, bewezen’ technieken en de korte termijnen voor terugverdiertijden die in de praktijk gehanteerd worden (ruim lager dan 5 jaar).



Daardoor worden mogelijk e maatregelen niet altijd genomen. (CE Delft, 2013) schat het totale besparingspotentieel van de 'bewezen technieken' in op ca. 100 PJ, ofwel ca. 20% van het industriële eindgebruik. Specifiek voor warmtepompen schat ECN in dat er nog een potentieel ligt van 80 PJ. Bij deze cijfers past de aantekening dat ze sterk indicatief zijn, en nadere onderbouwing behoeven. Tevens zullen maatregelen elkaar beïnvloeden, waardoor het potentieel verkleint (als warmtevraag is verminderd door isolatie heeft efficiency in opwekking minder effect).

Als ruwe schatting veronderstellen we dat 10% besparing in een basisscenario haalbaar is, en 25% in een scenario waarin maximaal op energiebesparing wordt ingezet.

Warmtekrachtkoppeling

Zoals aangegeven is in de industrie een fors potentieel aan WKK's opgesteld. De rentabiliteit van WKK's is in sterke mate afhankelijk van de prijzen van gas en elektriciteit. De verhouding tussen deze twee wordt uitgedrukt in de zgn. 'spark-spread'. Deze is sinds 2008 aanzienlijk verslechterd, met als gevolg dat het WKK-vermogen onder druk staat.

Dit laat onverlet dat er nog een fors potentieel is voor uitbouw van WKK. Volgens (Davidse Consultancy, 2012) ligt er een potentiële energiebesparing in de sectoren chemie, aardolie-verwerking en papier en kartonindustrie van 66 PJ brandstofgebruik en 6,5 Mton CO₂. Daarnaast zal er ook in andere industriële sectoren nog een potentieel zijn voor WKK. Tezamen kan dit geraamd worden op ca. 80 PJ. Dit potentieel kan gezien worden als een technisch potentieel. Onder de huidige marktcondities is het vaak niet economisch rendabel, en is er juist sprake van vermindering in opgesteld WKK-vermogen.

Een belangrijke ontwikkeling bij WKK is flexibele WKK. Dit zijn WKK-systemen die zowel stroom en warmte kunnen produceren, als alleen warmte, en hiertussen snel kunnen schakelen. Hiermee kan WKK flexibel inspelen op de marktvraag naar elektriciteit. Als er op de markt een tekort is, kan de WKK-stroom produceren, is er een overschot dan kan de stroomproductie worden afgeschakeld, en levert de installatie alleen warmte. Dit biedt mogelijkheden om met WKK in te spelen op fluctuaties in het aanbod van duurzame energie.

Productieketens

Er is ook een potentieel voor energiebesparing als het ene bedrijf warmte levert aan het andere bedrijf, of aan warmtenetten. Er is nog weinig bekend over de landelijke potentiële hiervoor. Een rondgang in de Botlek met acht middelgrote bedrijven langs de zuidelijke warmteleiding, leerde dat daar zowel voor aanbod als vraag een potentieel van circa 10 MW aan warmte bestond. Een zeer ruwe inschatting is dat het landelijk potentieel een factor 10-100 hoger ligt, wat, rekening houdend met een gemiddelde besparing door warmtelevering van 50% neer komt op 1-10 PJ besparingspotentieel. de economische haalbaarheid wordt bepaald door lokale condities, zoals de vraag naar en beschikbaarheid van energiestromen, en de afstanden tot een warmteleiding.



Innovatieve technologieën

Naast de onder het eerste punt genoemde 'bewezen' zijn er in beginsel ook mogelijkheden om in de primaire industriële processen nieuwe, energie-efficiënte technologieën te implementeren. Vanwege de complexiteit van de processen gaat het dan vaak om innovatieve concepten, die in verschillende fasen van ontwikkeling verkeren. Tegelijk gaat het doorgaans om hoge investeringen.

Enkele belangrijke opties zijn:

- het Hisarna-proces voor energie-efficiënte productie van staal;
- de HIDC (heat integrated distillation column) voor energie-efficiënte destillatie;
- ammoniakproductie op basis van waterstof geproduceerd uit water, via elektrolyse.

Twee studies van CE Delft voor CAN Europe geven inzicht in de potentiële van dit soort doorbraaktechnologieën (CE Delft, 2010) en (CE Delft, 2012).

Typerend zijn met dit soort proces-innovaties besparingen haalbaar in de orde van 20-50%. Zoals aangegeven gaat het wel procesaanpassingen, waar vaak nog zeer forse investeringen voor nodig zijn, en lange periodes voor realisatie.

L.2.2 Duurzame energie

Zowel voor het invullen van de industriële warmte- als de elektriciteitsvraag liggen er mogelijkheden om deze met duurzame bronnen in te vullen.

Voor de elektriciteit geldt dat het gebruik in beginsel ingevuld zou kunnen worden met duurzaam opgewekte elektriciteit. De industrie heeft daarbij het kenmerk dat de vraag continue is, wat de mogelijkheden vergroot om fluctuaties in het aanbod van fluctuerende bronnen op te vangen. Dit geldt met name in situaties waarin flexibele WKK's worden toegepast: de WKK's kunnen worden afgeschakeld als er veel DE wordt geproduceerd, en aangezet als er sprake is van een tekort.

Vanwege ruimtelijke beperkingen zijn de mogelijkheden om op locatie DE te produceren zeer beperkt. Deze kunnen dan ook geen substantiële bijdrage leveren aan het totale elektriciteitsgebruik.

Voor de warmtevraag geldt dat biomassa, aardgas als brandstof kan vervangen. Een route is de inzet van vaste biomassa in de vorm van houtpellets. Recent hebben AkzoNobel en ENECO een 50MW bio-WKK-centrale geopend in Delfzijl die op deze basis stoom en elektriciteit produceert. Een andere optie kan de inzet zijn van groen gas. De kosten voor biobrandstoffen liggen hoger dan van fossiele brandstoffen, waardoor dit onder de huidige marktcondities alleen mogelijk is met subsidie.

Een andere interessante mogelijkheid is om duurzaam opgewekte elektriciteit met warmtespiralen om te zetten in warmte, 'power-to-heat'. Hiermee kan warmte in temperatuurniveau's tot 500°C, en met drukken tot 50 atm. worden geproduceerd (check). De investeringen in power-to-heat zijn relatief gering en daardoor kan dit relatief snel rendabel zijn. Gedacht kan worden aan toepassingen waarbij in situaties met een overschot aan duurzame elektriciteit, warmte wordt geleverd aan power-to-heat-installaties in de industrie. Door de lage prijs, kan productie van warmte uit elektriciteit dan een economisch aantrekkelijk alternatief zijn voor het produceren van warmte uit brandstoffen. Een ruwe inschatting is dat er in 2030 in 1-5% van de tijd sprake kan zijn van overschotten in elektriciteitsproductie, zou power-to-heat dan ook 1-5% van de warmtevraag kunnen dekken. Power-to-heat in combinatie met warmte-opslag wordt inmiddels in Denemarken in warmtedistributiesystemen toegepast.



Figuur 181 Warmte-opslag



CO₂-afvang

CO₂-afvang is relevant voor de scenario's met 100% reductie van CO₂-emissies. Technieken zijn beschikbaar om CO₂ af te vangen uit afgas stromen van gasgestookte boilers en WKK-installaties. In enkele pilotprojecten worden deze getest. Vanwege de relatief lage CO₂-gehalten liggen de kosten wel hoger dan bij CO₂-afvang uit de afgassen kolencentrales of industriële processen als waterstof- of ethanolproductie. Onder de huidige marktcondities is dit niet rendabel, pas dit is pas het geval als CO₂-prijzen boven de ca. 100 €/ton komen.

Tabel 109 geeft een semi-kwantitatief overzicht van de verschillende mogelijke maatregelen:

Tabel 109 Kenmerken van mogelijke maatregelen voor energievoorziening industrie

	Type energievraag (w = warmte, e = elektriciteit)	Potentieel	Technische ontwikkeling	Realisatietermijn (kort is ca. 5 jaar, middellang > 5 jaar, lang > 10 jaar)	Kosten
<i>Energie-efficiency</i>					
Energie-efficiency elektriciteit	elektriciteit	ca. 10-40% (ruwe indicatie)	Bewezen technieken	Kort	Vaak TVT < 5 jaar
Energie-efficiency warmte HT	Warmte	Ca 5-10% (ruwe indicatie)	Bewezen technieken	Kort	Vaak TVT < 5 jaar
Energie-efficiency LT (incl. warmtelevering/ warmtepompen)	warmte	Ca 10-25%	Bewezen technieken	Kort	Vaak TVT < 5 jaar
WKK	w/e	80 PJ	Bewezen technieken	Middellang	Kritisch
Innovatieve technologieën	w/e	Ca. 20-50% (ruwe indicatie)	In ontwikkeling	Lang	Kritisch

Type energievraag (w = warmte, e= elektriciteit)	Potentieel	Technische ontwikkeling	Realisatietermijn (kort is ca. 5 jaar, middellang > 5 jaar, lang > 10 jaar)	Kosten	
Inzet hernieuwbare energiebronnen					
Vaste biomassa	w	Geen technische beperking	Bewezen technieken	Middellang	Alleen rendabel met additionele subsidie
Groen gas	W	Idem	Bewezen technieken	Middellang	Idem
Duurzame elektriciteit	e	idem	Bewezen technieken	Kort	Idem
Duurzame elektriciteit ('heat to power')	w	m.n. bij overschot-situaties (1-5% tijd)	Bewezen technieken	Kort	Rendabel bij lage stroomprijzen
CO₂-afvang:					
CO ₂ -afvang van boilers en WKK's		Potentieel alle CO ₂ -emissies	Pilot	Lang	> € 100/ton CO ₂

L.3 Maatregelen per scenario

L.3.1 Scenario A

In dit scenario wordt 40% CO₂-emissiereductie gerealiseerd, is 25% van de ingezette energie van hernieuwbare herkomst en wordt zoveel mogelijk warmte en elektriciteit decentraal geproduceerd. Om dit te bereiken worden alle bewezen rendabele technieken ingezet. Dit vertaalt zich in het scenario naar:

- *Energiebesparing*
Voor warmte en elektriciteit worden besparingen gerealiseerd in de orde van 15-20%. Dit is een forse ambitie, en komt er op neer dat alle rendabele, bewezen energiebesparende maatregelen genomen worden (criterium 5 jaar terugverdientijd). Ook in ketens worden de mogelijke rendabele maatregelen genomen, zoals aansluiting op warmte- en stoomnetten. Decentrale WKK blijft bestaan, en waar nodig flexibel gemaakt zodat deze kan inspelen op wisselingen in elektriciteitsprijzen.
- *Duurzame energie op bedrijventerreinen*
Het potentieel voor duurzame energie op bedrijventerreinen wordt volledig benut. Dit betreft met name wind. Ongeveer de helft van de afgenomen HE elektriciteit kan uit deze bronnen duurzaam gemaakt worden.
- *Duurzame warmte*
Warmte wordt voor 20% opgewekt uit duurzame bronnen. Dit betekent dat grootschalig groen gas wordt ingezet als vervanging van aardgas. Deels kan het groen gas worden geproduceerd bij de productieprocessen zelf, bijvoorbeeld via vergisting van reststromen in de voedingsmiddelen. Het meeste groen gas zal echter centraal moeten worden in gevoed. Daarnaast wordt een deel van de warmte verduurzaamd door 'power to heat'. Met power-to-heat worden overschotten in productie van elektriciteit (op dagen met veel hernieuwbare energie), via elektrische boilers omgezet in warmte en opgeslagen in warmtebuffers. Dit vergt relatief lage investeringen.

De bijbehorende cijfers zijn weergegeven in Tabel 110.



Tabel 110 Uitgangspunten modelberekening Scenario A

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	energie-efficiency warmte HT	15%
Besparing	energie-efficiency warmte LT	20%
Besparing	energie-efficiency elektriciteit	20%
HE	power to heat	5% van nationaal opgewekte elektriciteit
HE	inzet HE elektriciteit	40%
HE	inzet HE brandstoffen	20%

De resultaten van dit scenario zijn weergegeven in Tabel 111.

Tabel 111 Resultaten Scenario A

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eind-gebruik (P _e)	Primair gebruik (P _p)	CO ₂ -emissie (Mton)	Besparing (P _e)	HE (incl. P _{2H}) (P _e)	Decentraal (P _e)	CO ₂ -emissie (Mton)
HT-warmte	468	468	26	70	86		18
LT-warmte	63	63	4	13	11		2
Elektriciteit	124	295	14	25	40	34	8
Totaal	655	826	44	108	136		28
					25%	72%	38%

Overeenkomstig het scenario ligt hierin het aandeel HE op 25%, en daalt de CO₂-emissie met een kleine 40%.

Het aandeel decentraal ligt echter beneden de beoogde 100%. Dit kan als volgt worden verklaard: Decentraal kan bij de industrie elektriciteit worden opgewekt via wind en zon op bedrijventerreinen en decentrale WKK.

Dit potentieel is begrensd, onder andere door het oppervlak van bedrijventerreinen. In totaal ligt hier een potentieel van 34 PJe. Het doel van 100% decentraal is in het scenario vertaald naar 142 PJe, en als industrie hiervan een evenredig deel van zou realiseren, zou er bij de industrie 48 PJe moeten worden opgewekt. De berekende hoeveelheid decentraal van 34 PJe draagt hij 72% aan bij, en haalt dus niet de beoogde 100%. Dit betekent dat in dit scenario andere sectoren relatief meer decentraal zullen moeten opwekken om het doel te halen.

Realisatie

Energiebesparing:

Uitgangspunt bij dit scenario is dat energiebesparing wordt gerealiseerd met 'bewezen' technieken. Deze kunnen worden geïmplementeerd bij de reguliere onderhoudsstops van de bedrijven, eenmaal per 4/5 jaar. Besparende maatregelen in productieketens, via aansluiting op stoomnetten, warmtenetten, hebben doorgaans een langere doorlooptijd, in de orde van zo'n 10 jaar.

Een zeer globale inschatting op basis van een gemiddelde terugverdientijd van 5 jaar investeringen komt uit op een bedrag in de orde van 5 miljard €.

Hernieuwbare energie (wind) op bedrijventerreinen:

Windvermogen kan relatief snel worden gerealiseerd. De bepalende factoren zijn beschikbaarheid van subsidies en fysieke ruimte op het terrein.

Hernieuwbare warmte:



Uitbouw van productie van hernieuwbare warmte, op basis van groen gas of andere groene brandstoffen, vergt forse investeringen in bouw van vergistingsinstallaties, biomassa-centrales etc. Daarnaast zijn er forse investeringen nodig in de logistiek voor het verzamelen en transporteren van stromen. Een zeer globale inschatting komt uit op investeringen in de range van 10 miljard €. Uitgangspunt is hierbij een gemiddelde terugverdientijd van 10 jaar per investering. Voor realisatie van deze installaties en infrastructuur schatten we in dat termijnen in de orde van 10 jaar realistisch zijn.

Samenvattend:

Realisatie van het scenario binnen de industrie lijkt technisch haalbaar, binnen de looptijd van het scenario. Het gaat gepaard met forse investeringen. Voor een belangrijk deel (besparingen) zijn deze waarschijnlijk rendabel, voor een ander deel (de uitbouw van HE energiebronnen) zal ook additionele financiering nodig zijn.

L.3.2 Scenario B

De invulling van Scenario B is voor de industrie sterk vergelijkbaar met Scenario A. Er zijn twee verschillen:

- de hoeveelheid aan productie van HE elektriciteit (windenergie) op industrieterreinen is niet vastgelegd;
- de hoeveelheid productie van elektriciteit en warmte uit decentrale WKK-installaties is niet vastgelegd.

Deze twee punten hebben echter verder geen consequenties voor de invulling van de scenario's: het gaat in beide gevallen om maatregelen die - in verhouding tot andere maatregelen - tegen redelijk lage kosten en snel realiseerbaar zijn. Ook het pad van mogelijke realisatie komt dus overeen met Scenario A.

Tabel 112 resultaten Scenario B

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030		
	Eind-gebruik (PJ)	Primair gebruik (PJ _p)	CO ₂ -emissie (Mton)	Besparing (PJ _e)	HE (incl. P2H) (PJ _e)	CO ₂ -emissie (Mton)
HT-warmte	468	468	26	70	86	18
LT-warmte	63	63	4	13	11	2
Elektriciteit	124	295	14	25	40	8
Totaal	655	826	44	108	137	28
					25%	38%

Dit scenario resulteert in de beoogde inzet van HE en reducties van CO₂-emissies. Het pad voor implementatie is vergelijkbaar met dat beschreven in Scenario A. Ook hiervoor geldt dat het zeer forse investeringen, maar wel technisch haalbaar lijkt, en realiseerbaar voor 2030.



L.3.3 Scenario C

Kenmerkend voor dit scenario is de forse CO₂-emissiereductie die moet worden gehaald: 55% in vergelijking tot 40% in de Scenario's A en B. Tegelijk moet ook een hoger aandeel van het elektriciteitsgebruik decentraal worden opgewekt: in dit scenario gaat het - voor alle sectoren samen - om 247 PJ_e³⁸. Het aandeel HE blijft met 25% gelijk aan de Scenario's A en B.

Om de hogere CO₂-emissiereductie te halen wordt ingezet op:

- *Energiebesparing*
Het scenario gaat voor de industriële vraag naar warmte en elektriciteit uit van hoge besparingen. Voor LT-warmte en elektriciteit wordt uitgegaan van 30%, voor HT-warmte van 25%. Dit ligt voor elk van de segmenten 10% hoger dan in de Scenario's A en B. De inschatting is dat daartoe veel energiebesparende maatregelen genomen moeten worden. Dit betreft dan niet alleen rendabele, bewezen energiebesparende maatregelen (zowel op locatie als in de keten), maar technieken die nog niet op de markt beschikbaar zijn. Te denken valt aan in ontwikkeling zijnde energie-efficiënte technologieën als de HIDC (heat integrated distillation column, technologie voor energie-efficiënte destillatie³⁹) en de thermo-akoustische warmtepomp. Deze technieken zijn nog niet altijd 100% bewezen, en brede implementatie vergt nog verdere ontwikkelingstappen, zoals proefprojecten.
Voor de efficiënte opwekking van warmte en elektriciteit wordt het opgesteld vermogen aan WKK uitgebouwd. Daarbij wordt ook procesgeïntegreerde WKK gerealiseerd, waarbij WKK wordt geïntegreerd in HT-warmtetoepassingen. Nieuw WKK-vermogen is flexibel, zodat het goed in kunnen spelen op variaties in beschikbaarheid van hernieuwbare energie. De efficiënte opwekking van warmte en elektriciteit via WKK, leidt niet tot een vermindering van het finale energiegebruik (wel van het primaire energiegebruik), maar biedt wel mogelijkheden om efficiënt CO₂ af te vangen.
- *Duurzame elektriciteit*
De opwekking van duurzame elektriciteit verloopt analoog aan de Scenario's A en B.
- *Duurzame warmte*
Ook de opwekking van duurzame warmte verloopt gelijk aan die voor de Scenario's A en B.
- *CO₂-afvang*
De combinatie van energiebesparing en uitbouw van HE leidt in dit scenario tot 46% minder CO₂-emissies, minder dan het doel van 55%. Om het doel van 55% te halen, is het nodig dat ook CO₂ wordt afgevangen. Dit gebeurt bij de grote installaties met hoge CO₂-emissies, waaronder de nieuwe WKK's. In totaal wordt 4 Mton CO₂ afgevangen.

De uitgangspunten zijn samengevat in Tabel 113.

³⁸ Overeenkomstig het zgn. middenscenario uit het conversiemodel.

³⁹ Destillatie neemt een fors deel van het energiegebruik in de procesindustrie voor haar rekening. De aan de TU Delft ontwikkelde HIDC kan typerend 20-40% besparing realiseren.



Tabel 113 Uitgangspunten doorrekening Scenario C

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	Energie-efficiency warmte HT	25%
Besparing	Energie-efficiency warmte LT	30%
Besparing	Energie-efficiency elektriciteit	30%
HE	Power-to-heat	7,6 PJ _e
		5% Aandeel Power-to-Heat
HE	Inzet HE elektriciteit	40%
HE	Inzet HE brandstoffen	20%
CO ₂	CO ₂ -levering of -afvang	4 Mton

De resultaten zijn weergegeven in Tabel 114.

Tabel 114 Resultaten Scenario C

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eindgebruik (PJ)	Primair energiegebruik (PJ _p)	CO ₂ -emissie (Mton)	Besparing (PJ _e)	HE (incl. P2H) (PJ _e)	CO ₂ -emissie (Mton)	Decentraal (PJ _e)
HT-warmte	468	468	26	117	77		
LT-warmte	63	63	4	19	10		
elektriciteit	124	295	14	37	35		
Totaal	655	826	44	173	121	20	34
					25%	55%	41%

Met het scenario worden de doelen gehaald voor HE en CO₂-emissiereductie. Het doel voor het aandeel decentraal wordt niet gehaald. De achterliggende reden is dat het beschikbare oppervlak aan bedrijventerreinen een beperking vormt voor de uitrol van decentrale HE. In totaal kan 34 PJ_e elektriciteit decentraal worden opgewekt, waarmee het segment industrie slecht 41% levert van wat een evenredige bijdrage zou zijn aan het overall beoogde decentrale productie van 247 PJ_e.

Realisatie

Energiebesparing

Naast systematische invoering van 'bewezen' technieken, gaat dit scenario ook uit van toepassing van meer innovatieve technieken, die soms nog een ontwikkelingsstap moeten ondergaan. Daarbij gaat het bij als de HIDC (heat integrated distillation column) om geavanceerde technieken met hoge investeringen. Grootschalige vervanging van bestaande destillatiekolommen door dergelijke energie-efficiënte installaties zal investeringen vergen in de orde van miljarden €'s. Ook de realisatietermijn zal kritiek zijn. Gelet op verdere ontwikkelingsstappen moet rekening gehouden worden met realisatietermijnen in de orde van zo'n 20 jaar.

In het scenario gaan we verder uit van realisatie van nieuwe WKK-installaties, waaronder proces-geïntegreerde WKK's voor hoog temperatuur-toepassingen. Ook hier geldt dat het gaat om geavanceerde installaties die waarschijnlijk nog additioneel ontwikkeling vergen. Ook hiervoor geldt dat het gaat om grote investeringen, met lange termijnen voor realisatie.

Een zeer globale inschatting is dat het totaal aan benodigde investeringen voor energiebesparing een factor twee hoger zal liggen dan in Scenario A.

Deze zullen wel via de besparing op energiegebruik bijdragen aan een forse verlaging van de energiekosten.



Hernieuwbare energie (wind) op bedrijventerreinen

Zie Scenario A.

Hernieuwbare warmte

Zie Scenario A.

CO₂-afvang

Bij grote ketelinstallaties en WKK's gaan we uit van afvang van CO₂. Ook voor CO₂-afvang geldt dat het technologie is met hoge investeringen die nog niet 'uitontwikkeld' is. Ook vergt het investeringen in verdere investeringen voor CO₂-transport en opslag. Doorlooptijd zal daarom ook hier aanzienlijk zijn, in de orde van 10-20 jaar.

Samenvattend

Realisatie van het scenario binnen de industrie is kritisch, zowel voor de investeringen als voor het tijdpad. Dit geldt zowel voor nieuwe besparingstechnologieën, als voor nieuwe toepassingen van (proces-geïntegreerde) WKK en CO₂-afvang. Indien geïmplementeerd, bieden deze stappen wel zicht op het bereiken van de beoogde reducties in CO₂-emissies.

L.3.4 Scenario D

Kernpunt in dit scenario is dat de CO₂-emissies met 100% worden terug gebracht. Het doel voor het aandeel HE blijft staan op 25%, net als in voorgaande scenario's.

Om dit te bereiken wordt maximaal ingezet op energiebesparing, concentratie van opwekking van elektriciteit en warmte, en CO₂-afvang bij alle grotere installaties.

Om de hogere CO₂-emissiereductie te halen wordt ingezet op:

- *Energiebesparing*
Dit scenario gaat voor de industriële vraag naar warmte en elektriciteit uit van hoge besparingen, analoog aan Scenario C. Voor LT-warmte en elektriciteit ligt de besparing op 30%, voor HT-warmte van 25%. Net als in Scenario C geldt dat een deel van deze besparing verdere ontwikkeling vergt van innovatieve energie-efficiënte technologieën, zoals de HICD. De opwekking van elektriciteit en warmte wordt maximaal geconcentreerd in grote WKK-installaties. De omvang van de emissies maakt het daarbij mogelijk om CO₂- af te vangen.
- *Duurzame elektriciteit*
De opwekking van duurzame elektriciteit verloopt analoog aan de Scenario's A, B en C.
- *Duurzame warmte*
Ook de opwekking van duurzame warmte verloopt gelijk aan die voor de Scenario's A, B en C.
- *CO₂-afvang*
Bij alle grotere ketels en WKK-installaties wordt CO₂ afgevangen. Inschatting is dat ca. 80% van de industriële CO₂-emissies plaats vindt bij deze grotere installaties. Het afvangrendement ligt daarbij op ca. 90%. Dit resulteert in afvang van 17 Mton CO₂, ofwel ca. 70% van de resterende CO₂-emissies.

De uitgangspunten zijn samengevat in Tabel 115.



Tabel 115 Uitgangspunten Scenario D

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	Energie-efficiency warmte HT	25%
Besparing	Energie-efficiency warmte LT	30%
Besparing	Energie-efficiency elektriciteit	30%
HE	Power-to-heat	7,59 PJ _e
		5% Aandeel Power-to-Heat
HE	Inzet HE elektriciteit	40%
HE	Inzet HE brandstoffen	20%
CO ₂ -afvang	Bereik CO ₂ -afvang	80%
	Rendement CO ₂ -afvang	90%
	CO ₂ -afvang	17,45 Mton

Het resultaat voor 2030 is weergegeven in Tabel 116.

Tabel 116 Resultaat Scenario D in 2030

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eindgebruik (PJ)	Primair gebruik (PJ _p)	CO ₂ -emissie (Mton)	Besparing (PJ _p)	Totaal HE (incl. PtH) (PJ _p)	CCS/CO ₂ -levering	Decentraal
HT-warmte	468	468	26	117	84		
LT-warmte	63	63	4	19	11		
Elektriciteit	124	295	14	37	35		
Totaal	655	826	44	173	129	7	34
					27%	85%	35%

Uit de berekeningen volgt dat de doelstelling voor de CO₂-emissie grotendeels gehaald wordt, maar niet volledig. De achterliggende reden is dat niet alle industriële CO₂-emissies zullen kunnen worden afgevangen: CO₂-afvang is een mogelijke optie voor geconcentreerde bronnen met substantiële CO₂-stromen nabij een infrastructuur om de CO₂ te transporteren. Het zal echter niet mogelijk zijn om veel kleine verspreide CO₂-emissies van industrieën elders in Nederland af te vangen. Daarnaast geldt ook nog dat CO₂-afvang niet een 100% afvangrendement heeft: een deel van de emissies wordt niet afgevangen en komt toch vrij in de atmosfeer.

Een theoretisch alternatief voor volledige uitfasering van CO₂-emissies is het volledig toepassen van HE, bijvoorbeeld met: ketels en WKK-installaties die volledig draaien op groen gas. Dit concept is uitgewerkt in Scenario E.

Realisatie:

Energiebesparing

Analoog aan Scenario C gaat dit scenario uit van toepassing van zowel bestaande als in ontwikkeling zijnde technieken voor energiebesparing in de industrie. Hierbij moet rekening gehouden worden met zeer forse investeringen en realisatietermijnen in de orde van zo'n 20 jaar. Sterker dan in Scenario C worden nieuwe centrale WKK-installaties ontwikkeld, waaronder hoog temperatuurtoepassingen. Ook dit is nog geen standaard technologie en het vergt lange termijnen voor realisatie.

Hernieuwbare energie (wind) op bedrijventerreinen

Zie Scenario A.



Hernieuwbare warmte

Zie Scenario A.

CO₂-afvang

CO₂-afvang is de standaard in dit scenario. Dit betekent dat alle grote ketelinstallaties en WKK's worden uitgerust met installaties voor afvang van CO₂. Het gaat hierbij om technologie is met hoge investeringen die nog niet 'uitontwikkeld' is. Daarbij vergt het ook investeringen in verdere investeringen voor CO₂-transport en opslag. Doorlooptijd zal daarom ook hier aanzienlijk zijn, in de orde van 10-20 jaar.

Samenvattend

Realisatie van het scenario binnen de industrie vergt zeer grote investeringen in energiebesparende technieken, nieuwe opwekinstallaties en CO₂-afvang. Doorlooptijden zijn fors, en het is de vraag of realisatie op de termijn tot 2030 haalbaar is. Indien geïmplementeerd, bieden deze stappen wel zicht op het bereiken van zeer forse reducties in CO₂-emissies, die dicht in de buurt komen van de beoogde 100% emissiereductie.

L.3.5 Scenario E

Dit is een maximaal scenario, zowel voor CO₂-emissiereductie als inzet van HE. Centraal staat de 100% inzet van HE: dit leidt één-op-één tot minder CO₂-emissies. Inzet van HE is, zeker bij grotere volumes, een kostbare maatregel en stelt hoge eisen aan beschikbaarheid van duurzaam geteelde biomassa. Daarom gaan we er in dit scenario vanuit dat eerst maximaal energie wordt bespaard, zodat de resterende HE-vraag beperkt blijft. CO₂ wordt niet afgevangen. In dit scenario zal het opvangen van fluctuaties een duidelijke waarde krijgen: het opvangen van pieken in (duurzame) productie, maar ook het verminderen van de vraag op tijden van een tekort aan productiecapaciteit. Demand Side Management, het tijdelijk verminderen van de vraag, zal in de industrie een sterke rol krijgen.

– *Energiebesparing*

Dit scenario gaat voor de industriële vraag naar warmte en elektriciteit uit van zeer hoge besparingen, verdergaand dan in Scenario's C en D. Voor LT-warmte en elektriciteit ligt dit op 40%, voor HT-warmte op 30%. Dit vergt brede uitrol van innovatieve energie-efficiënte technologieën, zoals de HIDC.

In tegenstelling tot de voorgaande scenario's is het niet nodig de opwekking van elektriciteit en warmte te concentreren, omdat er geen link is met CO₂-afvang.

– *Duurzame elektriciteit*

Alle gebruikte elektriciteit is van duurzame herkomst. Deels is dit wind en zon. Voor de momenten waarop dit niet beschikbaar is wordt elektriciteit verkregen uit opslagsystemen of door inzet van duurzame biomassa (biomassacentrales). Biomassa is van duurzame herkomst, en kan afkomstig zijn uit Nederland of uit andere landen.

– *Duurzame warmte*

Ook de warmte wordt volledig duurzaam opgewekt. Dit gebeurt met ketels gestookt met biomassa (vaste biomassa, of groen gas). De biomassa is van duurzame herkomst, en kan afkomstig zijn uit Nederland of uit andere landen. Power to heat (overschotten van elektriciteit gebruikt voor productie van industriële warmte) levert in aanvulling daarop een (relatief goedkope) bijdrage in de warmtevoorziening.



Tabel 117 Uitgangspunten Scenario E

Type	Maatregel	Besparingspotentieel
Besparing	Energie-efficiency warmte HT	30%
Besparing	Energie-efficiency warmte LT	40%
Besparing	Energie-efficiency elektriciteit	40%
HE	Power-to-heat	15,18 Pje
		10% aandeel Power-to-Heat
HE	Inzet HE elektriciteit	100%
HE	Inzet HE brandstoffen	96%
CO ₂	CO ₂ -levering of -afvang	0,00 Mton

Het resultaat wordt weergegeven in de Tabel 118.

Tabel 118 Resultaat Scenario E

Energievraag	Situatie 2012			Situatie 2030			
	Eindgebruik (PJ)	Primair energiegebruik (PJ _p)	CO ₂ - emissie (Mton)	Besparing (PJ _p)	HE (incl. PtH) (PJ _p)	CO ₂ - emissie (Mton)	Decentraal (PJ _p)
HT-warmte	468	468	26	140	327	0	
LT-warmte	63	63	4	25	38	0	
elektriciteit	124	295	14	50	74	0	
Totaal	655	826	44	215	440	0	34
					100%	100%	41%

Conform de uitgangspunten wordt met dit scenario 100% HE gerealiseerd, en 100% reductie van CO₂-emissies. Het aandeel decentraal, ten opzichte van de evenredige bijdrage van het segment industrie aan de in dit scenario voorziene landelijke decentrale elektriciteitsproductie (289 PJ_p), komt uit op 41%.

Realisatie:

Energiebesparing

Dit scenario gaat uit van een nog verdere implementatie van energiebesparing in de industrie. Alle beschikbare technieken, marktrijp of in ontwikkeling, worden toegepast, leidend tot 40% besparing bij LT-warmte en elektriciteit en 30% besparing bij HT-warmte. Gekoppeld aan energiebesparing wordt ook Demand Side Management (vraagsturing) steeds belangrijker: er zullen sterke marktprikkels komen om op tijden van een tekort aan productiecapaciteit de vraag terug te schroeven. Bestaande relatief inefficiënte processen zullen worden vervangen door de nieuwste stand der techniek. Dit komt neer op een zeer veel hogere ambitie en een forse versnelling van toepassing van energie-efficiency ten opzichte van de huidige situatie. Er moet rekening gehouden worden met zeer forse investeringen en realisatietermijnen in de orde van zo'n 20 jaar.

Hernieuwbare elektriciteit

Om in de elektriciteitsvraag volledig te voldoen met hernieuwbare bronnen, moet het elektriciteitsproductiepark volledig duurzaam zijn. Wind, zon en biomassa zijn daarbij de belangrijkste opties. Elektriciteit uit biomassa kan met name worden ingezet om fluctuaties in beschikbaarheid van wind en zon op te vangen. Biomassa kan worden ingezet als brandstof in industriële WKK's of in centrale productie-eenheden. Het realiseren van het benodigde volume aan HE productie vergt zeer forse investeringen (wind, zon, biomassa-



centrales), en tegelijk zijn er hoge operationele kosten voor de inzet van biomassa. Tegelijk vergt het een ambitieus tijdpad om dit geheel voor 2030 te realiseren.

Hernieuwbare warmte

In de warmtevraag wordt voorzien met energie uit hernieuwbare bronnen. Dit vergt grootschalige uitrol van inzet van groene brandstoffen, waaronder groen gas. In geval alle fossiel gas vervangen wordt door groen gas, gaat het om een totale inzet van circa 340 PJ. Dit vergt zeer forse investeringen in vergistings- en vergassingsinstallaties. Daarbij is ook de beschikbaarheid van de stromen een kritieke factor. Tezamen leidt dit tot twijfel over de economische en fysieke haalbaarheid. Realisatie zal ook een lange implementatietermijn vergen, en het is zeer onzeker of dit fysiek haalbaar is voor 2030.

Een andere route is uitbouw van de inzet van Power to Heat. Dit vergt uitbouw van productiecapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit, die dan ingezet wordt voor productie van warmte in de industrie. De beschikbaarheid van stromen biomassa vervalt dan als kritieke factor. Dit vergt wel verdere uitbouw van productiecapaciteit voor wind op zee. Inschatting is dat dit tegen relatief lagere kosten en eerder haalbaar zal zijn dan grootschalige inzet van biomassa als groene brandstof.

Samenvattend

Realisatie van het scenario binnen de industrie vergt zeer grote investeringen in energiebesparende technieken, nieuwe opwek-installaties en CO₂-afvang. Doorlooptijden zijn fors, en het is de vraag of realisatie op de termijn tot 2030 haalbaar is. Indien geïmplementeerd, bieden deze stappen wel zicht op het bereiken van zeer forse reducties in CO₂-emissies, die dicht in de buurt komen van de beoogde 100% emissiereductie.

L.4 Verwerking in scenario's

De besparings- en hernieuwbare opties uit de voorgaande paragrafen worden in meer en mindere mate toegepast binnen de verschillende scenario's. Voor het Conversiemodel zijn op drie niveaus pakketten van maatregelen opgesteld die een verschillende hoeveelheid besparing opleveren. In de volgende tabellen wordt dit weergegeven. Hierbij wordt, in oplopende mate, aangegeven welke besparing ze behalen op de energiestromen die zijn meegenomen in het Conversiemodel.

Tabel 119 Maatregelen voor de industrie

Optie	A	B	C	D	E
Energiebesparing					
Energie-efficiency elektriciteit	++	+	++	+++	+++
Energie-efficiency warmte HT	++	+	++	+++	+++
Energie-efficiency warmte LT	++	+	+	+++	+++
WKK	+		+	+++	+++
Innovatieve technologieën	+		+	+++	+++
Hernieuwbare energie					
Vaste biomassa	++	++	++	++	+++
Groen gas	+	+	+	+	+++
Overig	+		+	++	++
CO₂-afvang					
CCS		++	++	++	
Elektrische verwarmen	+	+	++	++	++

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.



Bijlage M Transport

M.1 Energievraag in transport

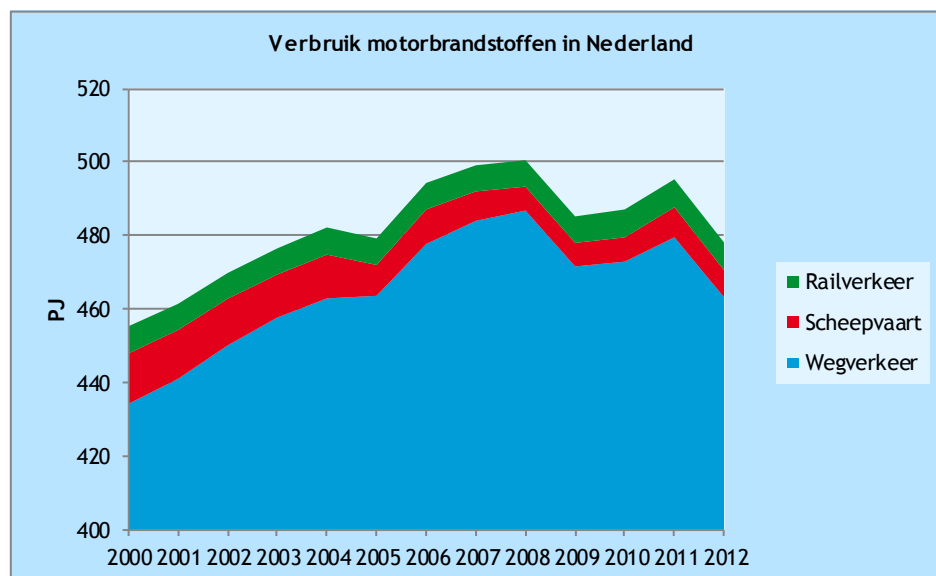
De sector transport heeft een aandeel van 15% in het energieverbruik van Nederland. Dit zijn grotendeels brandstoffen gebaseerd op ruwe olie (benzine en diesel), waar gemiddeld ca. 3% (cijfer voor 2012) biobrandstof bij is gemengd. Daarnaast heeft LPG een klein aandeel in het personenvervoer, groeit het aantal elektrische auto's de laatste jaren gestaag, en wordt CNG (gecomprimeerd aardgas) toegepast in personenauto's en bussen. In de binnenvaart wordt sinds kort ook op LNG gevaren.

In dit hoofdstuk geven we een korte beschrijving gegeven van de sector zoals die er nu voor staat en zoals die er in de verschillende eindbeelden er uit ziet. Voor het overbruggen van de toekomst naar nu, is er een groot aantal maatregelen beschikbaar. Deze worden in de daaropvolgende paragrafen weergegeven. Per scenario wordt aangegeven welke maatregel daarvoor van toepassing is en het resulterende maatregelpakket vormt de basis voor het uitwerken van de backcasting. Het hoofdstuk wordt afgesloten met voorlopige conclusies over de mogelijkheden van de scenario's in de sector transport.

Huidig energiegebruik transport

De volgende grafiek geeft het verloop van het verbruik van motorbrandstoffen weer in de verschillende transportsectoren in Nederland.

Figuur 182 Verbruik motorbrandstoffen



Bron: CBS Statline.

M.2 Mogelijke maatregelen

Mogelijke maatregelen zijn te onderscheiden in:

- energie-efficiency (zuinigere voertuigen);
- inzet hernieuwbare energiebronnen;
- transportreductie (hogere beladingsgraad, minder kilometers, etc.).



M.2.1 Energie-efficiency van de voertuigen

De EU heeft een tweetal richtlijnen specifiek gericht op het verbeteren van de energie-efficiëntie van voertuigen: 'CO₂ and cars' en 'CO₂ and vans' ((EC, 2014) en (EC, 2014)). Deze leggen een doelstelling op aan autofabrikanten, voor de gemiddelde CO₂-uitstoot van alle nieuwe auto's en bestelauto's die zij in de EU verkopen.

Deze richtlijnen zorgen ervoor dat het wagenpark in de EU steeds zuiniger wordt. De verwachting is dat ook na 2020 de doelen verder naar beneden gaan. De Nederlandse overheid stimuleert deze ontwikkelingen fiscaal, door de aanschafbelasting en MRB te differentiëren naar CO₂-uitstoot, net als de bijtelling voor leaseauto's.

Autofabrikanten bereiken deze afname van het brandstofverbruik door een scala aan technische maatregelen, waaronder:

- aerodynamisch design, minder luchtweerstand;
- zuinigere motoren;
- hybride aandrijving, waarbij een elektromotor zorgt voor optimale en efficiënte inzet van de verbrandingsmotor, remenergie wordt teruggewonnen, de motor wordt uitgezet als de auto stilstaat, enz.;
- lichtere materialen, zuinige banden;
- et cetera.

Met deze technische aanpassingen kan ook in de toekomst nog veel winst worden bereikt.

Een volgende stap in het verbeteren van de energie-efficiëntie is de overstap van de verbrandingsmotor naar elektrische aandrijving, of op termijn wellicht de brandstofcel. Elektrische auto's hebben een rendement van ca. 80%, terwijl een auto met verbrandingsmotor gemiddeld niet veel verder dan 35% komt. Echter, als de elektrische energie echter uit een kolen- of gascentrale komt, is het rendement over de gehele keten toch vergelijkbaar met die van de verbrandingsmotor. Ook bij de brandstofcelauto zullen ook de rendementen van waterstofproductie mee moeten worden genomen om de totale energie-efficiëntie van de keten te bepalen.

Een probleem met de huidige elektrische en brandstofcelvoertuigen zijn met name de kosten. Bij de elektrische auto's speelt daarnaast de beperkte actieradius, bij waterstofauto's met name het gebrek aan tankinfrastructuur. De plug-in-hybriden die sinds kort verkrijgbaar zijn, combineren de voordelen van de verbrandingsmotor (een grote actieradius, eenvoudig en snel tanken, relatief lage kosten) met de mogelijkheid om in elk geval gedeeltelijk ook op elektriciteit te rijden, waarmee een laag energieverbruik kan worden bereikt.

Voor het zware verkeer, vrachtauto's en bussen, is er minder technisch potentieel om het brandstofverbruik terug te dringen. Aerodynamische verbeteringen zijn nog wel mogelijk, bij een deel van de vloot kan een hybride aandrijving voordelen bieden, en wellicht ook een volledig elektrische aandrijving.

Alternatieve manieren om de energie-efficiëntie te verbeteren zijn langzamer rijden of varen, en toepassing van een zuinige rijstijl. Het brandstofverbruik is neemt sterk toe bij toenemende snelheid. Dit is helemaal het geval in de scheepvaart, waar de waterverplaatsing bij hoge snelheden voor veel weerstand zorgt. Met langzamer varen neemt het brandstofverbruik per kilometer sterk af.



Een laatste optie om energie te besparen bij een constante vraag naar transport is de zogenaamde modal shift, een verschuiving van transport naar een energie-efficiëntere modaliteit. Zo kan een verschuiving van personenverkeer van de auto naar de trein of (elektrische) fiets een flinke energiebesparing opleveren, net als het verplaatsten van goederen van de weg naar het water (binnenvaart) of het spoor. De ervaring leert overigens dat modal shift lastig is te bereiken, met name vanwege een aantal voordelen van vervoer over de weg, zoals de flexibiliteit en snelheid, en het fijnmazige netwerk.

M.2.2 Hernieuwbare energie

Benzine en diesel kunnen worden vervangen door biobrandstoffen zoals bioethanol en biodiesel, en aardgas door biogas. Hiervoor kunnen verschillende soorten biomassa worden gebruikt, elk met hun eigen potentieel, milieu-impact en kosten. Dit zijn overigens ook de drie bepalende factoren voor het toekomstpotentieel van biobrandstoffen

Op dit moment worden biobrandstoffen vooral geproduceerd uit voedselgewassen, al heeft in Nederland ook biodiesel uit gebruikt frituurvet een groot aandeel. Biogas wordt, in de vorm van groen, ook toegepast, maar het marktaandeel is beperkt.

Biobrandstoffen uit voedselgewassen scoren in veel gevallen relatief slecht op duurzaamheid, met name vanwege het landgebruik dat nodig is voor de teelt van de gewassen, daarnaast zijn er zorgen dat een groeiende vraag vanuit de biobrandstoffenmarkt zorgt voor een stijging van voedselprijzen. Het plan is daarom om op termijn helemaal over te stappen op biobrandstoffen uit reststromen uit de voedselindustrie of de landbouw⁴⁰. Hiermee wordt wel de hoeveelheid beschikbare biomassa, en dus het biobrandstoffenpotentieel, beperkt. Bovendien zijn de technieken om van bijvoorbeeld houtachtige reststromen een goede kwaliteit biobrandstof te maken nog in ontwikkeling, én zijn er ook andere toepassingen (energie, chemie) die deze duurzame biomassa nodig hebben om te verduurzamen. Het toekomstige potentieel aan duurzame biobrandstoffen is daarmee op dit moment nog erg onzeker.

Elektrisch vervoer kan verduurzamen door het aandeel hernieuwbare elektriciteit te laten toenemen, hetzelfde geldt voor waterstof uit elektrolyse. De elektrische auto's kunnen direct worden geladen uit zonnecellen op het dak van de eigenaar, waardoor teruglevering aan het net wordt verminderd, in de meeste gevallen zal echter gewoon gebruik worden gemaakt van het net. De vergroening van elektrisch vervoer zal dan ook gelijk op gaan met de vergroening van de elektriciteitsvoorziening. Hetzelfde zal gelden voor waterstof uit elektrolyse.

Het is wel belangrijk om te realiseren dat een aantal vervoersmodaliteiten niet kunnen overstappen op elektriciteit, en daarmee afhankelijk zullen blijven van de verbrandingsmotor. Biobrandstoffen zijn dan de enige manier om duurzame energie toe te passen. Het gaat hierbij vooral om de luchtvaart en de scheepvaart, en wellicht ook het vrachtverkeer over de weg over lange afstanden. De belangrijkste reden hiervoor is dat de energiedichtheid van accu's aanzienlijk lager is dan van fossiele brandstoffen, waardoor het mee te nemen accugewicht- en volume onhaalbaar wordt.

⁴⁰ Zie bijvoorbeeld het 'ILUC proposal' van de Europese Commissie.



Voordat de sector kan overstappen op hoge aandelen duurzame biobrandstoffen, op duurzame elektriciteit of duurzaam geproduceerde waterstof moet er nog veel gebeuren. Een aantal aandachtspunten:

- De huidige **biobrandstofindustrie**, voor een groot deel gericht op productie uit voedselgewassen, moet worden aangepast of vervangen door bedrijven die biobrandstoffen uit reststromen maken. Hiervoor is R&D nodig, en grootschalige investeringen in productiecapaciteit.
- De huidige **voertuigen** kunnen slechts op een beperkt aandeel bioethanol of biodiesel (FAME) rijden, al zijn er bij biodiesel ook varianten die tot hogere percentages kunnen worden bijgemengd. Dit betekent dat de brandstofnormen en testcycli moeten worden aangepast (op EU-niveau), waarna de motoren moeten worden aanpast, en vervolgens op de markt moeten komen. Hier is veel tijd voor nodig (zie bijvoorbeeld (CE Delft, 2013)).
- **Elektrische auto's**, en dan met name de accu's zijn nog duur, en moeten verder worden ontwikkeld om beter te kunnen concurreren met de conventionele auto's. Plug-in hybride voertuigen zijn wellicht een goede manier om het aandeel elektrisch rijden op een kosteneffectieve manier te laten groeien.
- Ook **waterstofvoertuigen** laten nog hoge kosten zien. Kostenreducties, door verdere ontwikkeling en schaalvergroting, zijn nodig om hun aandeel te laten stijgen.
- Veel van de nieuwe energievormen hebben een eigen **tank- of laadinfrastructuur** nodig. Dit is duidelijk bij de elektrische auto en waterstof, maar ook bij biobrandstoffen kan dit nodig zijn zolang een groot deel van het wagenpark niet geschikt is om op hogere bijmengpercentages te rijden. Hierbij treed vaak het 'kip en ei' dilemma op: een tank- of laadstation is pas rendabel als er veel voertuigen op de alternatieve brandstof rijden, maar mensen kopen deze pas als de tank- of laadinfrastructuur goed op orde is.

Transportreductie

De vraag naar energie kan ook afnemen als de vraag naar transport afneemt. Enkele voorbeelden van maatregelen op dit gebied:

- verkleinen van woon-werk afstanden, telewerken, compacte steden (met voorzieningen op loopafstand, efficiënt OV, etc.);
- goederen efficiënter transporteren, bijvoorbeeld door de beladingsgraad van vrachtwagens of schepen te vergroten;
- goederen van dichterbij halen, bijvoorbeeld door groente uit de regio te kopen in plaats van uit Egypte of Spanje.

Het is wel belangrijk om te realiseren dat veel van deze maatregelen een rebound effect hebben. De ervaring leert bijvoorbeeld dat als mensen meer telewerken, zij ook makkelijker kiezen voor een baan op grotere afstand van waar zij wonen. Daarnaast kan een telewerker een grotere energievraag thuis veroorzaken, doordat bijvoorbeeld de verwarming hoger wordt ingesteld. Groente uit Spanje heeft meer transportenergie nodig dan groente uit Nederland, maar als die hier uit kassen komen die met aardgas worden verwarmd neemt het energiegebruik daar weer toe.

Daarnaast blijken beleidsmaatregelen die gericht zijn op transportreductie vaak politieke en maatschappelijke weerstand op te roepen. Denk aan prijszingsmaatregelen zoals een kilometerheffing, belasting op vliegtickets, etc.



M.3 Maatregelen per scenario

De in deze studie ontwikkelde transportsenario's zijn grotendeels gebaseerd op een recente scenariostudie voor het ministerie van I&M (ECN, CE Delft, TNO, 2014). Hierin zijn een aantal extreme scenario's ontwikkeld rondom de Europese doelstelling van 60% CO₂-reductie in transport in 2050.

Het 'reference' scenario gaat uit van voortzetting van het huidige beleid, waarmee de CO₂-reductie doelstelling niet wordt gehaald. Deze scenario's zijn overigens voornamelijk bedoeld om het speelveld te verkennen, haalbaarheid en kosten zijn in die studie nog niet in detail onderzocht. Op dit moment (eerste helft 2014) loopt een uitgebreid stakeholdertraject, onder leiding van het ministerie van I&M, om tot een breed gedragen visie op de toekomstige brandstofmix en strategie in de sector verkeer te komen.

Tabel 120 Energiemix in de verkeerssector (in PJ energie die wordt getankt, of geladen), in de scenario's van (ECN, CE Delft, TNO, 2014)

	Reference									
	2010	2020	2030	2040	2050					
Fossiel	504	455	450	458	460					
Biobrandstoffen	10	39	38	38	38					
Elektriciteit	0	3	15	15	15					
Waterstof	0	0	0	0	0					
Totaal (PJ)	514	497	503	511	513					
	Biofuels and Efficiency					New and all-renewable				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Fossiel	504	454	364	279	173	504	447	376	266	170
Biobrandstoffen	10	40	69	108	174	10	39	28	17	10
Elektriciteit	0	3	7	6	5	0	5	31	60	89
Waterstof	0	0	0	0	0	0	3	30	81	129
Totaal (PJ)	514	497	440	393	352	514	494	465	424	398
	Efficient fossil energy					Fossil hydrogen/electricity				
	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Fossiel	504	424	306	226	177	504	431	379	265	175
Biobrandstoffen	10	37	30	25	21	10	36	28	15	8
Elektriciteit	0	3	6	5	4	0	10	33	78	124
Waterstof	0	0	0	0	0	0	7	25	55	72
Totaal (PJ)	514	464	342	256	202	514	484	465	413	379

In deze studie werken we met een andere opzet en definitie van de scenario's, en gaan we daarnaast uit van een andere definitie van energiegebruik: de energie die nodig is om de wielen aan te drijven. Deze verschilt met name voor de fossiele en biobrandstoffen sterk van de energie die wordt getankt: het rendement van een verbrandingsmotor is ca. 40-45%. We gebruiken echter wel de indicatieve marktaandeelen uit bovenstaande scenario's, om zo tot een schatting van marktaandeelen in onze scenario's te komen.

Volgende tabel bevat een overzicht van de brandstofmix in transport, in de verschillende scenario's (in procenten en PJ 'op de as').



Tabel 121 Brandstofmix in transport

	A	B	C	D	E	BAU	A	B	C	D	E	BAU
Traditioneel	80%	80%	70%	35%		75%	124	146	109	42	-	137
Elektriciteit	5%	5%	15%	25%	55%	10%	8	9	23	30	65	18
Waterstof				25%	15%		-	-	-	30	18	-
Biobrandstoffen	15%	15%	15%	15%	30%	15%	23	27	23	18	36	27
							155	183	155	119	119	183

M.3.1 Scenario A

In dit scenario wordt 40% CO₂-emissiereductie gerealiseerd, is 25% van de ingezette energie van hernieuwbare herkomst en wordt zoveel mogelijk warmte en elektriciteit decentraal geproduceerd.

Dit wordt als volgt vertaalt in transport:

- 15% energiebesparing. Dit wordt bereikt door:
 - inzet van zuinigere conventionele voertuigen;
 - vermindering van de transportvraag.
- ten opzichte van BAU zijn er minder elektrische auto's, elektriciteit heeft een aandeel van 5% in het energiegebruik van transport;
- hernieuwbare energie is beperkt tot 15% biobrandstoffen en het aandeel van 25% hernieuwbaar in elektriciteit;
- waterstof in transport breekt niet door, het aandeel blijft nihil.

M.3.2 Scenario B

In dit scenario wordt 40% CO₂-emissiereductie gerealiseerd, en is 25% van de ingezette energie van hernieuwbare herkomst.

In dit scenario gaan we uit van:

- Hetzelfde energiegebruik voor transport als in BAU, dus geen extra maatregelen op gebied van zuinige voertuigen of transportbesparing.
- Eenzelfde brandstofmix als in Scenario A, in procenten gerekend: 5% elektriciteit, 15% biobrandstof en 80% conventionele (fossiele) brandstoffen. Omdat er geen energiebesparing is, is de vraag naar al deze energiedragers zo'n 15% hoger dan in Scenario A.
- Ten opzichte van BAU zijn er minder elektrische auto's. Het gevolg is een toename van het fossiele energiegebruik (benzine, diesel), en een evenredige afname van de elektriciteitsvraag.

M.3.3 Scenario C

Het transportdeel van dit scenario is als volgt ingevuld:

- 15% energiebesparing t.o.v. BAU (als in Scenario A).
- een even groot aandeel biobrandstoffen als in Scenario A, B en BAU (15%);
- een groter aandeel elektriciteit in de mix: 15% t.o.v. 10% in BAU, en 5% in scenario's A en B.

Dit scenario vereist een aanzien aangescherpt energie-efficiency beleid in verkeer dan BAU. Hierbij kan worden gedacht aan aangescherpte normen voor personenauto's en bestelauto's, en prijsbeleid voor vrachtverkeer (bijv. een kilometerheffing, of een CO₂-tax op diesel).

De sterkere groei van elektriciteit in de energiemix vereist een kostenreductie van accu's, een sterke toename van het aanbod van volledig elektrische of plug-in voertuigen én gericht overheidsbeleid zoals het bieden van fiscale voordelen. Dit laatste is nodig zolang de elektrische auto's duurder zijn dan conventionele auto's (bij voldoende actieradius), en de beschikbare laadinfrastructuur nog onvoldoende is.



Het is overigens wel te verwachten dat eigenaren van zon-PV een relatief grote interesse hebben in elektrische auto's, om een aantal redenen gaan die twee goed samen:

- Huiseigenaren met een dak hebben vaker dan gemiddeld ook een garage of parkeerplek voor de deur waar een laadpaal kan worden geïnstalleerd.
- Als saldering wordt afgebouwd wordt het aantrekkelijker om zelf opgewekte stroom ook zelf te gebruiken. De EV biedt daar goede mogelijkheden toe, die kan dan op zonnige dagen zeer goedkoop worden geladen.
- Huiseigenaren met zon-PV zijn wellicht ook bewuster bezig met verduurzaming van de energievoorziening. Autorijden op zelf geproduceerde duurzame energie is dan een aantrekkelijke optie.

M.3.4 Scenario D

Scenario's D en E gaan uit van 100% CO₂-reductie, waardoor ook de energievoorziening van de transportsector veel verder moet vergroenen dan in de eerdere scenario's.

- elektriciteit wordt dan de energiedrager voor een groot deel van het wagenpark bij personenauto's en bussen;
- goederenvervoer over lange afstanden zal op waterstof (25%) en biobrandstoffen (15%) gaan rijden, in dit scenario nog aangevuld met 35% diesel;
- daarnaast moeten er grote stappen worden gezet om de energievraag in transport te reduceren, met 35% ten opzichte van BAU.

Dit scenario vergt dan ook een aantal ingrijpende maatregelen, ten opzichte van BAU:

- Voertuigen moeten aanzienlijk zuiniger worden dan nu, door verbeteringen aan de aandrijflijn maar waarschijnlijk ook door aanzienlijke gewichtsbesparing. Het technisch potentieel hiervoor is aanzienlijk bij personenauto's, maar veel minder bij vrachtauto's.
- De transportvraag moet verminderen, bijv.
 - door transport duurder te maken d.m.v. prijsbeleid zoals kilometerheffing of CO₂-heffing op energie;
 - ruimtelijke ordeningsmaatregelen zoals compacte steden;
 - aantrekkelijker maken van treinvervoer of fietsen;
 - ingrijpende logistieke maatregelen.
- Modal shift naar energie-efficiëntere modaliteiten: een deel van de goederenstromen moet worden verplaatst van de weg naar spoor of binnenvaart.
- Zeer sterke groei marktaandeel elektrische en waterstofvoertuigen.
- Uitrol van een grootschalige waterstofinfrastructuur (productie, distributie, tankstations)⁴¹
- Uitrol van een grootschalige laadinfrastructuur (laadpalen en versterking van het netwerk waar nodig).

Met name deze laatste drie punten vergen zeer grote investeringen (in infrastructuur, meerkosten van de voertuigen en productiecapaciteit voor de voertuigen met nieuwe aandrijftechniek) en R&D-inspanning om de technologieën verder te ontwikkelen.

⁴¹ De uitrol van waterstofinfrastructuur voor vervoer is niet meegenomen in deze studie.



M.3.5 Scenario E

Dit scenario gaat ervan uit dat de traditionele brandstoffen helemaal worden uitgefaseerd, en daarnaast eenzelfde (forse) slag wordt gemaakt met vermindering van de energievraag.

- 30% van de energie is biobrandstoffen;
- 55% is elektriciteit; en
- 15% waterstof;
- de energievraag is 35% lager dan in BAU.

Om dit scenario te realiseren moeten vergelijkbare maatregelen worden getroffen als in Scenario D, echter met meer nadruk op ontwikkeling van elektrisch vervoer, en duurzame biobrandstoffen.

- Voertuigen moeten aanzienlijk zuiniger worden dan nu, door verbeteringen aan de aandrijflijn maar waarschijnlijk ook door aanzienlijke gewichtsbesparing. Het technisch potentieel hiervoor is aanzienlijk bij personenauto's, maar veel minder bij vrachtauto's.
- De transportvraag moet verminderen, bijv.
 - door transport duurder te maken d.m.v. prijsbeleid zoals kilometerheffing of CO₂-heffing op energie;
 - ruimtelijke ordeningsmaatregelen zoals compacte steden;
 - aantrekkelijker maken van treinvervoer of fietsen;
 - ingrijpende logistieke maatregelen.
- Modal shift naar energie-efficiëntere modaliteiten: een deel van de goederenstromen moet worden verplaatst van de weg naar spoor of binnenvaart.
- Zeer sterke groei marktaandeel elektrische voertuigen,
- Uitrol van een grootschalige laadinfrastructuur voor al deze elektrische voertuigen (laadpalen en versterking van het netwerk waar nodig). Sterke groei marktaandeel waterstofvoertuigen.
- Uitrol van een grootschalige waterstofinfrastructuur (productie, distributie, tankstations).

M.4 Verwerking in scenario's

De besparings- en hernieuwbare opties uit de voorgaande paragrafen worden in meer en mindere mate toegepast binnen de verschillende scenario's. Voor het Conversiemodel zijn op drie niveaus pakketten van maatregelen opgesteld die een verschillende hoeveelheid besparing opleveren. In de volgende tabellen wordt dit weergegeven. Hierbij wordt, in oplopende mate, aangegeven welke besparing ze behalen op de energiestromen die zijn meegenomen in het Conversiemodel.

Tabel 122 Maatregelen voor transport

Optie	A	B	C	D	E
Energiebesparing					
Zuinigere auto's (normering)	++	+	++	+++	+++
Vermindering transportvraag	+	+	+	+++	+++
Aanvullende reductiemaatregelen				+++	+++
Beprijzingsmechanismen				+++	+++
Modal shift	+		+	+++	+++
Substitutie energiedrager					
Elektrisch vervoer	+	+	++	++	+++
Biobrandstoffen	+	+	+	+	++
Waterstof				++	+

Opmerking: + beperkte toegepast ++ gemiddeld toegepast +++ maximaal toegepast.

